

Wasserstoffspeicher in Österreich

Endbericht

Verfasst von: Dr. Martin Baumann,
DI Bernhard Felber, MSc.
Österreichische Energieagentur

DI Stefan Reuter,
Dana Orsolits, BSc.
Austrian Institute of Technology

DI David Siebenhofer,
DI Stefan Wallner
Montanuniversität Leoben

Dr. Florian Stangl,
Mag. Matthias Fliedl
NHP Rechtsanwälte

Beauftragt von: Bundesministerium für Wirtschaft,
Energie und Tourismus, Abt. V/2

Ort, Datum: Wien, 30. 6.2025

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, ZVR 914305190

Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Telefon: +43 1 586 15 24, office@energyagency.at, energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: Dr. Martin Baumann

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Kurzfassung

Speicherbedarf

Wasserstoffspeicher werden benötigt, um Wasserstoff jederzeit verfügbar und günstiger zu machen. Die Einspeicherung von Wasserstoffüberschüssen sorgt dafür, dass die Bedarfe gedeckt und die günstigen Gestehungspreise des Sommers ausgenutzt werden können.

Speicher dienen in Energiesystemen einerseits der Versorgungssicherheit, andererseits kann durch Speicher ein Energieträger zu einem anderen Zeitpunkt aufgebracht werden, als er schließlich benötigt wird. Letzteres kann durch Preisunterschiede in den Zeitpunkten der Aufbringung und des Verbrauches zu wirtschaftlichen Vorteilen führen.

Der Speicherbedarf an Wasserstoff in Österreich ergibt sich aus zwei Faktoren: Einerseits müssen Speicher die Versorgung sicherstellen, indem sie Wasserstoff in Zeiten hoher Erzeugung – etwa im Sommer – für Phasen mit geringerer Produktionskapazität und höherem Verbrauch, wie im Winter, vorhalten. Andererseits ermöglicht die saisonale Speicherung, Wasserstoff zu geringeren Gestehungskosten zwischenspeichern, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt – beispielsweise im Winter – wirtschaftlich nutzen zu können, wenn die Produktionskosten deutlich höher wären.

Gemäß den Berechnungen des Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplanes 2024 (ÖNIP) steigt der Wasserstoffbedarf in Österreich auf 48 TWh bis 2040. Der Speicherbedarf für Wasserstoff in Österreich wächst parallel bis zum Jahr 2040 auf ca. 7,7 TWh.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems wird Wasserstoff zu einem wichtigen Energieträger. Während die Wasserstoffinfrastruktur zur breiten Anwendung von Wasserstoff aktuell noch im Aufbau begriffen ist, werden für 2040 gemäß ÖNIP vor allem für die Stahlindustrie (Verbrauch des Sektors Energie: 21 TWh), für flexible Gaskraftwerke (Umwandlungseinsatz: 13 TWh) und für die Industrie als Energieträger und Chemikalie (Industrie: 7 TWh, Nichtenergetischer Verbrauch: 5 TWh) größere Mengen an Wasserstoff benötigt. Ein Bestandteil der Wasserstoffinfrastruktur werden auch Speicherlösungen sein. In einer kostenoptimalen Auslegung wird die Speicherkapazität so dimensioniert, dass Errichtungs- und Betriebskosten pro gespeicherter MWh Wasserstoff in einem wirtschaftlich sinnvollen Verhältnis zu den Vorteilen stehen, die durch die Einspeicherung günstig erzeugten Wasserstoffs erzielt werden können. Der kostenoptimale Speicherbedarf für Wasserstoff beträgt 2030 ca. 1,2 TWh und steigt auf 6,8 TWh im Jahr 2035 bzw. 7,7 TWh im Jahr 2040.

Die Speicher werden vorwiegend als Jahresspeicher betrieben. Der gespeicherte Wasserstoff wird größtenteils für die Rückverstromung in Gaskraftwerken im Winter benötigt.

Die Wasserstoffnachfrage unterliegt saisonalen Schwankungen. Während der Bedarf in industriellen Prozessen über das Jahr hinweg weitgehend konstant bleibt, entsteht durch den zusätzlichen Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken – insbesondere zur Rückverstromung im Winter – ein ausgeprägtes saisonales Nachfrageprofil. Gleichzeitig erfolgt die Wasserstoffaufbringung vorwiegend im Sommer. Aus diesem Zusammenspiel ergibt sich die Speicherkurve eines Jahresspeichers, der im Winter aus- und im Sommer einspeichert.

Der Wasserstoffspeicherbedarf ist mit vielen Unsicherheiten behaftet. Mehr Wasserstoffspeicherkapazität wird benötigt, um Versorgungsunterbrechungen abzufangen.

Der Wasserstoffspeicherbedarf ist von vielen Faktoren (Anteil ausländischer Speicherkunden, Verfügbarkeit, Speicherkosten et cetera) abhängig. Der Speicherbedarf erhöht sich auch, wenn man Versorgungsunterbrechungen durch einen Ausfall von Importen oder eine Dunkelflaute annimmt. Im Jahr 2040 ist bei einem Importausfall von sechs Monaten aus einem Nachbarland mit +91 % an Speicherbedarf zu rechnen.

Der Bedarf an Methanspeicher geht indes zurück und wird für die österreichische Nachfrage 2040 circa 1,7 TWh betragen.

Im Jahr 2024 wurden 24 TWh der heimischen Methanspeicher für in- und ausländische Speicherkunden verwendet. Bis 2040 soll gemäß ÖNIP die inländische Nachfrage an Methan auf 10 TWh sinken (2024: 74 TWh (E-Control, 2025)). Die vorhandenen Methanspeicher könnten den Wasserstoffspeicherbedarf decken, jedoch sind für Umwidmungen an Gegebenheiten vor Ort zu prüfen.

Potenziale und Technologien

Poröse Lagerstätten sind die primäre Lösung für die geologische Wasserstoffspeicherung in Österreich.

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten und der Nähe zu geplanten Wasserstoffnetzen im Wiener Becken und in Oberösterreich ist davon auszugehen, dass in Österreich vorrangig Wasserstoffspeicher in porösen Lagerstätten (ausgeförderten Gasfeldern und bestehenden Erdgasspeichern) errichtet werden. Andere geologische Speichermöglichkeiten (Kavernen, Aquifere) haben für Österreich keine Relevanz.

Der Bau und Betrieb von Wasserstoffspeichern bringt diverse technische Herausforderungen mit sich, die jedoch allesamt lösbar sind.

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff ist die speicherbare Energiemenge pro Volumen bei 40 °C um einen Faktor von 3,2 bis 4 geringer als für Erdgas, wodurch größere Speichervolumina für denselben Energieinhalt nötig sind. Seine hohe Diffusionsfähigkeit erfordert den Einsatz von speziellen, wasserstoffbeständigen (und zertifizierten) Materialien sowie Dichtheitsprüfungen und einen regelmäßigen Austausch. Größere Herausforderungen bestehen bei den Kompressionsanlagen (keine ausgereiften Turbo-Verdichter am Markt verfügbar) und bei der Gasaufbereitung (insbesondere für hohe Reinheitsanforderungen). Für die Realisierung eines Wasserstoffspeichers sind sowohl für Umwidmungen als auch bei Neubauten alle obertägigen Anlagenteile neu zu errichten oder durch wasserstofftaugliche Komponenten zu ersetzen.

Die Realisierung eines Wasserstoffspeicherprojekts erfordert mindestens fünf Jahre, sofern die rechtlichen Rahmenbedingungen und marktseitige Nachfrage vorhanden sind.

Für die Planung und Genehmigung der Anlage ist mit einer Dauer von mindestens zwei Jahren zu rechnen, für Bau und Inbetriebnahme sind drei weitere Jahre einzuplanen. Standortspezifische Gegebenheiten, wie beispielsweise die Realisierung neuer Stromzuleitungen für Kompressorantriebe oder mögliche Umweltverträglichkeitsprüfungen können die Timeline deutlich verlängern. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Neubauten schneller umsetzbar sind als Umwidmungen bestehender Erdgasspeicher.

Österreich hat ein hohes Potenzial für die geologische Wasserstoffspeicherung, die kurz- bis mittelfristig bei 3,2 – 5 TWh und langfristig bei über 30 TWh liegt.

Potenzielle Standorte in Oberösterreich, Salzburg und Niederösterreich bieten hohe Kapazitäten bei gleichzeitiger Nähe zu geplanten Wasserstoffleitungen. Erste kommerzielle Wasserstoffspeicher werden sich auf kleine Neubauprojekte, etwa entlang des oberösterreichischen Wasserstoff-Startnetzes, konzentrieren, während im weiteren Verlauf auch die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher an Bedeutung gewinnt. Nötige Voraussetzungen für die Realisierung der Speicherpotenziale sind klare rechtliche Rahmenbedingungen, eine verbindliche Marktnachfrage sowie ein wirtschaftlich darstellbarer Speicherbetrieb.

Ökonomische Aspekte

Eine Abschätzung der mit der Entwicklung von Wasserstoffspeichern anfallenden Kosten ist derzeit mit hohen Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheiten können erst durch den Um- und Neubau von mehreren Wasserstoffspeichern sowie deren Betrieb reduziert werden.

Derzeit gibt es keine neu errichteten beziehungsweise aus Erdgasspeichern umgebauten und kommerziell betriebenen geologischen Wasserstoffspeicher. Abschätzungen zu den für den Neu- beziehungsweise Umbau anfallenden Kosten stammen aus der Erfahrung mit den bisher errichteten und betriebenen Erdgasspeichern, aus einer kleinen Anzahl von Demonstrationsprojekten sowie aus den bisher zur Umsetzbarkeit des Neu- beziehungsweise Umbaus durchgeführten Untersuchungen und Studien.

Die bisher gewonnenen Erkenntnisse zeigen, dass verschiedene Aspekte wie die spezifischen Eigenschaften der einzelnen Betriebslagerstätten (wie Gesteinsart, Porosität oder Teufe), (unter anderem die Zyklenzahl und die Dimensionierung der Ein- und Ausspeicherleistung zum Arbeitsgasvolumen) und Anforderungen des Wasserstoffnetzes (wie Druck und Reinheitsgrad) sowohl die Investitionskosten wie auch die erzielbaren Levelised Cost of Storage signifikant mitbestimmen.

Auf Basis der getroffenen Annahmen zu den anfallenden spezifischen Investitionskosten führt der in dieser Studie ermittelte Speicherbedarf mit einer zu erwartenden sehr stark saisonalen Betriebsweise zu Levelised Cost of Storage zwischen 42 €/MWh und 127 €/MWh. Diese Ergebnisse sind derzeit als grobe Abschätzung beziehungsweise Einordnung zu verstehen, da die fehlenden Erfahrungswerte und die äußerst unzureichende Datenlage zu großen Spannen in den Annahmen und Unsicherheiten in den Ergebnissen führen.

Es gibt derzeit noch keine Entgelte für die Nutzung von Wasserstoffspeichern. Aufgrund der Unterschiede in den physikalischen Eigenschaften kann erwartet werden, dass künftige Entgelte für die Wasserstoffspeicherung signifikant höher als die für die derzeitige Erdgasspeicherung liegen werden.

Der Energiegehalt von Wasserstoff beträgt bei gleichem Volumen nur ein Drittel von Erdgas. Um dieselbe Energiemenge zu speichern, ist daher das dreifache Volumen an Wasserstoff erforderlich. Entsprechend müssen bei der Ein- und Ausspeicherung das dreifache Wasserstoffvolumen komprimiert beziehungsweise aufbereitet werden, um die gleiche energetische Leistung wie bei Erdgas zu erhalten. Darüber hinaus erfordert die Kompression von Wasserstoff aufgrund des Realgasfaktors ebenfalls mehr Energie. Diese physikalischen Aspekte lassen gemeinsam mit den höheren Kosten für Bau und Betrieb von wasserstoff-tauglichen Komponenten Entgelte in der 4,5 bis 5-fachen Höhe derzeitiger Erdgasspeicherentgelte erwarten.

Diese Studie gibt keine Empfehlung für eine Finanzierungsmodell für die Einrichtung und den Betrieb von geologischen Wasserstoffspeichern in Österreich ab. Vielmehr werden die Gestaltungsmöglichkeiten eines solchen Finanzierungsmodells sowie die für die Auswahl des Modells relevanten Aspekte herausgearbeitet.

Der Markt für Wasserstoffspeicher befindet sich noch in einer sehr frühen Phase. Zu Beginn ist mit einer geringen Produktion und Nachfrage zu rechnen, was zu einem illiquiden Markt mit wenigen Akteuren führt.

Die zukünftige Entwicklung von Mengen und Preisen ist unsicher, da sowohl die Erzeugung als auch der Verbrauch von Wasserstoff noch nicht etabliert sind. Zudem ist unklar, in welchem Verhältnis Erdgas durch Wasserstoff und durch alternative Energieträger ersetzt wird.

Die Kosten für Bau und Betrieb von Wasserstoffspeichern sind derzeit deutlich höher als die von Erdgasspeichern. Dies liegt sowohl an der technologischen Frühphase als auch an den besonderen Eigenschaften von Wasserstoff. Gleichzeitig ist der Speicherbedarf in dieser frühen Phase zunächst gering, was die Wirtschaftlichkeit zusätzlich belastet.

Hinzu kommen lange Vorlaufzeiten für Neubau oder Umrüstung bestehender Speicher sowie lange Betriebs- und Refinanzierungszeiträume, die ebenso langfristige Planungssicherheit erfordern. Gleichzeitig müssen die Investitionsentscheidungen unter derzeit hoher Unsicherheit getroffen werden. Ein zukünftiges Finanzierungsmodell muss dieses Dilemma adressieren.

Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Ein tragfähiger regulatorischer Rechtsrahmen für geologische Wasserstoffspeicherung fehlt derzeit.

Das nationale Recht adressiert Wasserstoffspeicher in geologischen Strukturen bislang nicht. Die Bestimmungen für Erdgasspeicheranlagen im Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) sind nicht auf die geologische Speicherung von Wasserstoff anwendbar.

Die derzeitigen vorhandenen Genehmigungsregime sind nicht für geologische Wasserstoffspeicher geeignet – eine Reform ist aus Sicht der Praxis dringend geboten.

Die geologische Speicherung von Wasserstoff unterliegt derzeit keinem speziellen Anlagenrechtsregime. Die Genehmigungsanforderungen sind für untertägige und obertägige Anlagenteile getrennt zu bewerten. Der untertägige Bereich ist vom Mineralrohstoffgesetz (MinroG) erfasst. Dieses enthält keine explizite Speicherbewilligung für Wasserstoff – in der Praxis wurde daher im Fall eines Pilotprojektes auf ein Nebenrecht (§ 107 MinroG) zurückgegriffen, welches aber eine bestehende Bergbauberechtigung erfordert. Alternativ könnten über die Wasserstoffspeicherung auch als Einbringung und Lagerung von Stoffen in geologischen Strukturen gewertet werden (§ 3 Abs. 2 Z 4 MinroG), mit der Folge, dass einschlägige Bestimmungen des MinroG sinngemäß anzuwenden sind.

Obertägige Anlagen sind nicht vom MinroG, sondern von der Gewerbeordnung und den Bauordnungen der Länder erfasst, und die Genehmigungslage ist ebenfalls stark zersplittert. Zumeist greifen auch Anforderungen aus dem Seveso III-Regime. Rohrleitungen unterliegen – je nach technischer Einordnung – dem GWG beziehungsweise subsidiär dem Rohrleitungsgesetz. Zusätzlich können weitere materielle Genehmigungen (z. B. aus Naturschutz-, Wasser-, Forstrecht) erforderlich sein. Die Voraussetzung einer passenden Flächenwidmung führt zu einer Schlechterstellung von Wasserstoffspeichern gegenüber klassischen Bergbauprojekten, welche auch die obertägigen Anlagenteile mitumfassen. Das MinroG fordert, anders als die Bauordnungen der Länder, keine passende Widmung. Der Genehmigungsprozess für geologische

Wasserstoffspeicheranlagen ist komplex und abhängig vom konkreten Einzelfall, die Rechtsgrundlagen teils unklar. Es besteht daher akuter Bedarf an einem kohärenten gesetzlichen Rahmen.

Der verhandelte Zugang bietet kurzfristige Flexibilität, langfristig ist aber ein regulierter Zugang zu implementieren.

Artikel 37 Gasbinnenmarkt-RL (EU) 2024/1788 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Einführung eines regulierten Zugangs zu Wasserstoffspeicheranlagen ab 1.1.2033. Bis zum 31.12.2032 ist auch ein übergangsweiser Zugang auf verhandelter Basis möglich. Ein regulierter Zugang zu Wasserstoffspeichern gewährleistet faire Marktbedingungen, Rechtssicherheit und Transparenz durch veröffentlichte Tarife und eine überwachende Regulierungsbehörde. Nachteile des regulierten Zugangs sind ein hoher administrativer Aufwand und signifikante Administrativkosten, sowohl für Speicherunternehmen als auch für Behörden. Dem gegenüber steht der verhandelte Zugang, dessen Vorteile in einem geringeren Regulierungsaufwand, in einer marktbasierten Preisfindung und in Investitionsanreizen liegen. Nachteile des verhandelten Zugangs sind insbesondere die eingeschränkte Transparenz und ein erhöhtes Risiko von wettbewerbsbeschränkendem Verhalten, insbesondere wenn anbieterseitig nur ein eingeschränkter Markt für Speicherdienstleistungen besteht und die Zutrittschürden zum Markt hoch sind.

Insellösungen für Wasserstoffspeicherprojekte können rechtlich begünstigt sein – Spielräume bestehen, sind teils aber noch unklar.

Die Vorgaben der Gasbinnenmarkt-RL (EU) 2024/1788 sowie Gasbinnenmarkt-VO (EU) 2024/1789 eröffnen unter bestimmten Bedingungen Möglichkeiten für regulatorische Erleichterungen bei geologischen Wasserstoffspeichern. Für große neue Wasserstoffinfrastrukturen, worunter explizit unterirdische Wasserstoffspeicheranlagen fallen, sind nach Art. 78 der Gasbinnenmarkt-VO weitreichende Ausnahmen von den regulatorischen Verpflichtungen möglich – wenngleich hier hohe Anforderungen an Antragstellung und Transparenz bestehen. Argumentierbar, allerdings nicht gesichert ist, dass kleine geologische Speicher und Speicheranlagen, deren Wasserstoff nicht den technischen Reinheitsnormen entspricht, nicht von der Gasbinnenmarkt-RL beziehungsweise der Gasbinnenmarkt-VO adressiert werden und damit nicht den darin geregelten regulatorischen Vorgaben unterliegen.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	3
1 Einleitung.....	11
2 Speicherbedarf	13
2.1 Einleitung.....	13
2.2 Datengrundlage und Modellierung	13
2.3 Wasserstoffspeicherbedarf	17
2.4 Speichereinsatz und Speicherverlauf	21
2.5 Speicherbedarf bei Versorgungsunterbrechungen	23
2.6 Methanspeicherbedarf.....	26
2.7 Umwidmungspotential für Wasserstoffspeicher.....	27
2.8 Zusammenfassung.....	29
3 Potenziele und Technologien	31
3.1 Einleitung.....	31
3.2 Technologien und Lösungen für Österreich	31
3.3 Speicherprojekte	33
3.4 Technische und zeitliche Herausforderungen bei der Umsetzung von Wasserstoffspeichern	35
3.5 Speichermöglichkeiten und -potenziale in Österreich	43
3.6 Zusammenfassung.....	46
4 Ökonomische Aspekte.....	47
4.1 Abschätzung der Kosten	47
4.2 Erlösbetrachtungen	54
4.3 Finanzierungsmodelle.....	59
5 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen der Wasserstoffspeicherung in Österreich	70
5.1 Frage 1: Status quo von Wasserstoffspeichern im aktuellen nationalen rechtlichen Rahmen.....	70
5.2 Frage 2: Genehmigungs- beziehungsweise Zulassungsverfahren im Rahmen der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern sowie des Neubaus von Wasserstoffspeichern.....	72
5.3 Frage 3: Regulierung des Speicherzugangs	82
5.4 Frage 4: Insellösung	87
5.5 Zusammenfassung.....	90
6 Literaturverzeichnis	94
Abbildungsverzeichnis	97
Tabellenverzeichnis	99
Abkürzungsverzeichnis	100

1 Einleitung

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, bis 2040 Klimaneutralität für Österreich zu erreichen. Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff wird entscheidend zur Dekarbonisierung industrieller Anwendungen beitragen. Außerdem wird erneuerbarer Wasserstoff als Speichermedium einen Teil der notwendigen Flexibilitäten im Energiesystem bereitstellen und zur Versorgungssicherheit beitragen. Der politische Handlungsrahmen für die Produktion, den Transport und die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern ist in der 2022 veröffentlichten Wasserstoffstrategie für Österreich dargestellt. Der im April 2024 veröffentlichte Österreichische Integrierte Netzinfrasturplan (ÖNIP) spezifiziert in Abhängigkeit des erwarteten Mengenhochlaufs für österreichische Bedarfe und Transite die räumliche und zeitliche Entwicklung des Wasserstoffstartnetzes.

Im Fokus dieser Studie steht die Speicherung von reinem Wasserstoff. Die Betrachtungen erfolgen auf Basis der Erkenntnisse aus den einschlägigen Strategien und relevanten Beauftragungen des vormaligen Bundesministeriums für Klimaschutz, insbesondere aus der Wasserstoffstrategie für Österreich, dem integrierten österreichischen Netzinfrasturplan (ÖNIP) und den Studien „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“, „Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff“ sowie „Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich“. Ebenso wird der neue europäische Rechtsrahmen über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, bestehend aus der RL (EU) 2024/1788 sowie der VO (EU) 2024/1789 berücksichtigt.

Die Ergebnisse dieser Studie wurden erarbeitet, zusammengestellt und diskutiert, um Fragestellungen in Bezug auf zukünftige geologische Wasserstoffspeicher in Österreich hinsichtlich der Bedarfsentwicklung, der Potenziale und Technologien, der ökonomischen Aspekte sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen beantworten zu können.

In Kapitel 2 wird die zeitliche Entwicklung des Speicherbedarfs für reinen Wasserstoff in Österreich auf Basis der Szenarien des integrierten österreichischen Netzinfrasturplans (ÖNIP) bis 2040 abgeschätzt. Dabei werden sowohl die Beiträge der Endverbrauchssektoren als auch die resultierenden unterschiedlichen Speicherintervalle betrachtet. Zur Betrachtung der Versorgungssicherheit wird ein Abgleich mit dem Erdgasspeicherbedarf durchgeführt, ebenso wird ein möglicher zusätzlicher Speicherbedarf für Wasserstoff als Puffer zur Überbrückung länger andauernder Versorgungsunterbrechungen – etwa durch Witterungseinflüsse, technische Störungen oder geopolitische Ereignisse – abgeschätzt. Die Analyse berücksichtigt zudem potenzielle in- und ausländische Wasserstoffspeicherkunden und deren Bedarf, insbesondere im Hinblick auf die Rolle Österreichs als Import- und Transitland für Wasserstoff.

Kapitel 3 bietet eine Übersicht bestehender und geplanter Wasserstoffspeicherprojekte in Österreich. Es werden technische und zeitliche Herausforderungen bei der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern sowie beim Neubau analysiert. Zudem werden geeignete Speichertechnologien und -lösungen identifiziert, die unter Berücksichtigung der geologischen Gegebenheiten in Österreich einsetzbar sind, und potenzielle Standorte dargestellt.

In Kapitel 4 erfolgt eine Abschätzung über den zeitlichen Verlauf der Kostenkomponenten für den Umbau bestehender Erdgasspeicher und den Neubau von Wasserstoffspeichern sowie der daraus resultierenden Investitions- und Betriebskosten (LCoS). Ebenfalls werden mögliche Entgeltmodelle entwickelt und die daraus

erwachsenden Erlöse als Grundlage für künftige Speichernutzungsverträge zur Reduktion des Investitionsrisikos abgeschätzt. Die bestehenden Förderungen werden dargestellt und mögliche Finanzierungsinstrumente hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz, Umsetzbarkeit und budgetären Auswirkungen analysiert.

Kapitel 5 beinhaltet eine Darstellung des aktuellen rechtlichen Rahmens für Wasserstoffspeicher in Österreich, im Speziellen hinsichtlich der Genehmigungs- und Zulassungsverfahren für die Umwidmung bestehender Erdgas- sowie den Neubau neuer Wasserstoffspeicher. Zudem wird der Zugang zu Wasserstoffspeichern im Lichte von Art. 37 der RL (EU) 2024/1788 bewertet, insbesondere die Option eines verhandelten Zugangs bis Ende 2032. Die Möglichkeit einer regulatorischen Sonderlösung für fortgeschrittene Speicherprojekte wird ebenfalls geprüft.

Die Kapitelinhalte wurden jeweils von verschiedenen Projektpartnern erarbeitet: Kapitel 2 wurde vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (EVT) der MUL erarbeitet, die Potenzial- und Technologiebetrachtungen in Kapitel 3 vom Austrian Institute of Technology (AIT). Die Österreichische Energieagentur (AEA) führte die ökonomischen Betrachtungen (Kapitel 4) durch, und die rechtlichen Einschätzungen (Kapitel 5) erfolgten durch NHP Rechtsanwälte (NHP). Obgleich die generellen Annahmen und Erkenntnisse zwischen den einzelnen Arbeiten abgestimmt wurden, sind Unterschiede in Annahmen und Ergebnisse in größerer Detailtiefe möglich.

2 Speicherbedarf

2.1 Einleitung

Speicher in einem Energiesystem haben grundsätzlich die Aufgabe, zeitliche Abweichungen zwischen Aufbringung und Nachfrage eines Energieträgers auszugleichen. Diese Abweichungen ergeben sich einerseits aus den Aufbringungs- und Nachfrageprofilen, die im Laufe eines Jahres oder auch eines Tages deutlich schwanken können. Andererseits kann es auch zu ungeplanten temporären Ausfällen in der Aufbringung oder der Versorgungsinfrastruktur kommen. Durch den damit möglichen Ausgleich von Über- und Unterdeckungssituationen im Energiesystem bieten Speicher sowohl für den Betreiber als auch aus Sicht des Gesamtsystems wirtschaftliche Vorteile. Neben jenem Speicherbedarf, der eine ausreichende Wasserstoff-Versorgung über das gesamte Jahr hinweg sichert, stellt diese wirtschaftliche Betrachtung den Hauptanreiz für den Ausbau und Betrieb von Wasserstoffspeichern in Österreich dar. Somit ergibt sich ein kostenoptimaler Speicherbedarf für Wasserstoff, der durch die Kosten für Speicherausbau und -betrieb sowie durch die damit erzielbare Wirtschaftlichkeit bestimmt wird.

Mithilfe eines Modelles für die österreichische Wasserstoffversorgung wird dieser kostenoptimale Speicherbedarf für die Jahre 2030, 2035 und 2040 berechnet. Die dieser Modellierung zugrundeliegenden Annahmen und die Methodik werden in Kapitel 2.2 beschrieben. Auf die in dieser Modellierung berechneten kostenoptimalen Speicherbedarfe für Wasserstoff wird dann in Kapitel 2.3 eingegangen. Dabei erfolgt auch eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse in Hinblick auf den Anteil nicht-österreichischer Speicherkunden, Kosten und Preise. Anschließend werden die jährlichen Speicherverläufe dargestellt und die ausgespeicherten Wasserstoffmengen nach Bedarfssektoren aufgeschlüsselt (Kapitel 2.4).

Der Einfluss von mittelfristigen oder auch längerfristigen Versorgungsunterbrechungen auf den Speicherbedarf wird in Kapitel 2.5 beschrieben. Abschließend wird der modellierte und über den Betrachtungszeitraum sinkende Methanspeicherbedarf (Kapitel 2.6) aufgezeigt, um daraus – bei einer gleichzeitigen Zunahme des Wasserstoffspeicherbedarfs – das Potential für die Umwidmung von Methanspeichern zu Wasserstoffspeichern abzuleiten.

2.2 Datengrundlage und Modellierung

Die Modellierung des Wasserstoffspeicherbedarfs erfolgt aufbauend auf dem Integrierten Österreichischen Netzinfrastrukturplan, kurz ÖNIP (BMK, 2024). Für die Wasserstoffnachfrage und die Methannachfrage werden die stündlich aufgelösten und nach Bedarfssektoren aufgeteilten jährlichen Verbrauchsprofile für 2030 beziehungsweise für 2040 aus dem ÖNIP übernommen. Die Abschätzung der sektorspezifischen Wasserstoffbedarfe für 2035 erfolgt durch Interpolation.

Die Berechnungen des ÖNIP gehen von einem sinkenden Methanbedarf in Österreich bis 2040 aus. Während der Einsatz von Erdgas bis 2040 auf 0 TWh sinkt, erhöht sich der Einsatz von Biomethan auf 10 TWh. Die Entwicklung des Methanbedarfes aufgeschlüsselt nach Sektoren findet sich in Tabelle 1. Der Wasserstoffbedarf in Österreich steigt dagegen von 5 TWh im Jahre 2030 auf 48 TWh im Jahre 2040. Diese Energiemengen verteilen sich, wie in Abbildung 1 ersichtlich, auf verschiedene Bedarfssektoren. Den größten Anteil hat hierbei

der Sektor „Verbrauch des Sektors Energie“ mit 21 TWh an Wasserstoffbedarfen im Jahr 2040. Treibend für den Bedarf in diesem Sektor sind vor allem Prozesse der Eisen- und Stahlproduktion.

Tabelle 1: Methanbedarfe nach Sektoren 2030, 2035 (interpoliert) und 2040 gemäß NIP-Szenarios des ÖNIP.

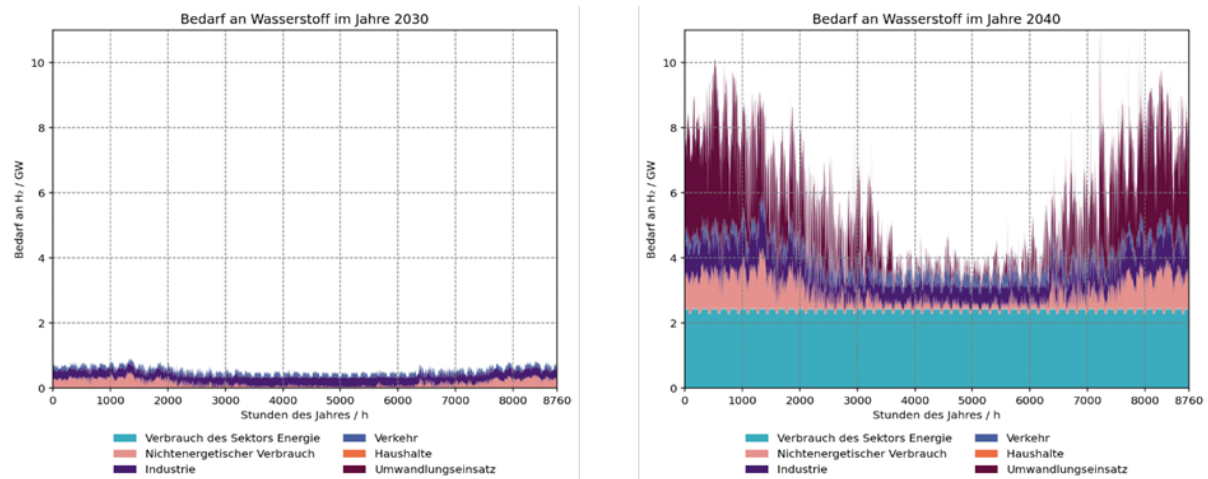
Methanbedarf pro Kategorie in TWh	2030	2035	2040
Energetischer Endverbrauch	29	17	5
Umwandlungseinsatz	18	12	5
Verbrauch des Sektors Energie	2	1	0
Nichtenergetischer Verbrauch	2	1	0
Summe	51	31	10

Tabelle 2: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren 2030, 2035 (interpoliert) und 2040 gemäß NIP-Szenarios des ÖNIP.

Wasserstoffbedarf pro Kategorie in TWh	2030	2035	2040
Verkehr	1	2	2
Gebäude	0	0	0
Landwirtschaft	0	0	0
Industrie	2	5	7
Umwandlungseinsatz	0	7	13
Verbrauch des Sektors Energie	0	11	21
Nichtenergetischer Verbrauch	1	3	5
Summe	5	27	48

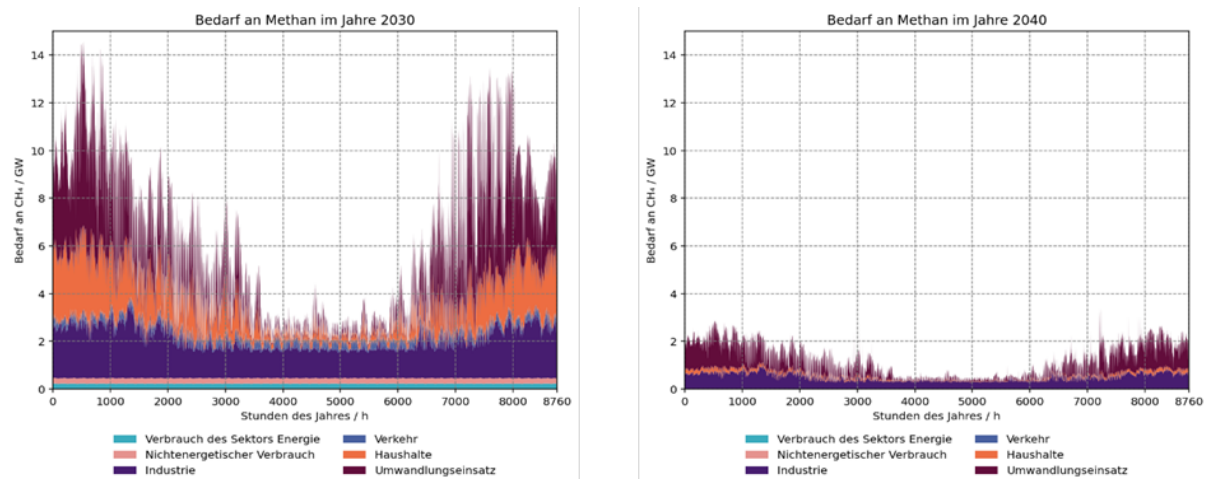
Die zeitliche Verteilung der Energiemengen der jeweiligen Sektoren über die Jahre 2030 und 2040 sind in Abbildung 1 dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass sich die gemäß ÖNIP für das Jahr 2040 errechnete maximale Leistungsnachfrage zu circa einem Drittel aus der Grundlast und hier wiederum zum größten Teil aus der Nachfrage im Sektor „Verbrauch des Sektors Energie“ zusammensetzt. Die nachgefragte Leistung ist saisonal verteilt und erreicht ihre Minima in den Sommermonaten. Die erhöhte Nachfrage in den Wintermonaten resultiert vorwiegend aus dem Umwandlungseinsatz. Der Umwandlungseinsatz von Wasserstoff wird maßgeblich durch Kraftwerke bestimmt, die Wasserstoff und Methan verstromen.

Abbildung 1: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2040 zeitlich aufgelöst gemäß NIP-Szenario des ÖNIP



Der zeitliche Verlauf des Methanbedarfes über die modellierten Jahre des ÖNIP ist in Abbildung 1 zu sehen. Im Jahr 2030 beträgt das Verhältnis der höchsten Leistungsspitzen zur Grundlast dabei 1 zu 4 und ist damit stärker ausgeprägt als beim Wasserstoffbedarf im Jahr 2040. Dieses Verhältnis ist vorrangig darauf zurückzuführen, dass neben dem Umwandlungseinsatz auch der Haushaltsbedarf saisonal verstärkt in den Wintermonaten auftritt (Raumwärme). Der ÖNIP sieht die Substituierung von Methan für die Raumwärme durch Wasserstoff nicht vor. Gemäß den Vorgaben im ÖNIP stammt im Jahr 2040 das gesamte nachgefragte Methan aus erneuerbaren Quellen.

Abbildung 2: Methanbedarfe nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2040, zeitlich aufgelöst gemäß NIP-Szenario des ÖNIP



Für die Optimierung des Wasserstoffspeicherausbaus in den Jahren 2030, 2035 und 2040 werden die bereits beschriebenen Jahreszeitreihen für die Wasserstoffnachfrage aus dem ÖNIP herangezogen. Diese vordefinierten und stündlich aufgelösten Bedarfe müssen dann in jedem Zeitschritt durch Import, inländische Aufbringung oder Ausspeicherung gedeckt werden. Um die saisonale Verfügbarkeit von Wasserstoff zu modellieren (größeres Angebot in den Sommermonaten durch die Elektrolyse von Überschussstrom aus Erneuerbaren), werden die Kapazitäten für den Import und die inländische Elektrolyse nicht als konstant angenommen, sondern diese variieren über den Zeitraum eines Jahres. Die Annahmen und Einschränkungen für Import und inländische Elektrolyse in Bezug auf die Verfügbarkeit und die Kapazität ergeben sich aus dem ÖNIP (BMK, 2024), dem TYNDP24 (ENTSO, ENTSO-E, 2025), sowie dem KNEP24 (AGGM, 2024) und aus

weiteren Publikationen. Die für den Import hinterlegten Preissignale aus den Nachbarländern werden aus den Ergebnissen des TYNDP24 bezogen (ENTSOG, ENTSO-E, 2025).

Ein Teil der österreichischen Speicherkapazitäten für Methan wird derzeit für nicht-österreichische Speicherkunden genutzt und nach der Ausspeicherung exportiert. Der Anteil der gespeicherten Gasmenge für nicht-österreichische Kunden an der Gesamtmenge betrug im Zeitraum von 10. Dezember 2024 bis 3. Juni 2025 zwischen 52 % und 60 % (ohne Einrechnung der strategischen Gasreserve) (Bundesministerium für Wirtschaft, 2025). Wie sich der Anteil an nicht-österreichischen Speicherkunden bei Wasserstoffspeichern entwickeln wird, hängt von mehreren mit Unsicherheit behafteten Faktoren ab. Einige davon sind:

- Transnationales Wasserstoffpipelinesystem: Nur wenn ausreichend Transportkapazitäten zwischen den Speichern in Österreich und dem Ort des ausländischen Verbrauches vorliegen, ist eine Speicherung entsprechender Mengen an Wasserstoff möglich.
- Importrouten: Die Auswahl bevorzugter Speicherstandorte im gesamteuropäischen Kontext wird stark davon abhängen, wo die Hauptrouten zwischen Wasserstoffimport und Verbrauch liegen.
- Nachfrage und Aufbringung: Auch für andere europäische Länder ergibt sich der Wasserstoffspeicherbedarf aus einer zeitabhängigen Verfügbarkeit und Nachfrage. Die Entwicklung dieses Speicherbedarfs ist jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet.
- Eigene Speicher: Die Nutzung von Speichern in Österreich hängt auch davon ab, ob andere Speicher im Zielland oder anderen Ländern zur Verfügung stehen.

Aufgrund der oben genannten Unsicherheiten wurde im Rahmen der Modellierung in erster Linie nur der Wasserstoffspeicherbedarf für den österreichischen Verbrauch errechnet. Der ausländische Speicherbedarf wird dann in weiterer Folge im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt, wobei jeweils unterschiedliche Anteile an der gesamten Speicherkapazität für ausländische Speicherkunden vorgesehen werden. Dabei werden für die Durchführung von Ein- und Ausspeicherungen immer auch entsprechende Transportkapazitäten reserviert. Die angenommenen Anteile und der Einfluss auf den optimalen Speicherbedarf sind dem Kapitel 2.3 zu entnehmen.

Auch ohne die Berücksichtigung eines stündlich aufgelösten Preissignals gemäß TYNDP24 für Wasserstoff würde sich allein durch das Ungleichgewicht zwischen den vordefinierten Bedarfszeitreihen und der saisonal begrenzten Verfügbarkeit ein Mindestbedarf für die Speicherkapazität ergeben. Mit der Berücksichtigung des Preissignals werden auch zusätzliche Speicherkapazitäten genutzt, um günstigen Wasserstoff für Zeitpunkte mit höheren Preisen zu speichern. Begrenzt wird diese Betriebsweise durch die Vorgabe von Kosten für die Errichtung und den Betrieb von geologischen Wasserstoffspeichern, die sich aus Stakeholder-Rückmeldungen und Literaturwerten ableiten (vgl. Kapitel 4.1). Die Speicherung von Wasserstoff lohnt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erst dann, wenn die Preisdifferenz zwischen dem Zeitpunkt der Ausspeicherung und dem Zeitpunkt der Einspeicherung höher ist als die Kosten des Speicherbetriebs (Levelized Costs of Storage, LCOS). Energiemengen, deren Preisdifferenz zwischen Ein- und Ausspeicherung über den Kosten des Speicherbetriebs liegen, sorgen im Modell für die Erhöhung des Speicherbedarfs über den Mindestbedarf hinaus. Dieses Kostenoptimum betrachtet dabei keine Kosten, die für den Gewinn des Wasserstoffspeicherunternehmens anfallen, sondern lediglich jene zur Deckung der Kosten des Speicherbetriebs. Speicherkapazität, Entnahmeleistung und Einspeicherleistung werden dabei gekoppelt optimiert. Die Abhängigkeit dieser Größen zueinander wird anhand der technischen Parameter für bestehende geologische Methanspeicher definiert:

- Entnahmeleistung zu Speicherkapazität: 1:2.000 (MW/MWh)
- Einspeicherleistung zu Entnahmeleistung: 4:5 (MW/MW)

Diese Randbedingung orientiert sich an den technischen Daten bestehender Gasspeicheranlagen in Österreich, die überwiegend diese Verhältnisse aufweisen (E-Control, 2024). Aus den Bedingungen folgt, dass bei einem Speicherkapazitätsbedarf von 2.000 MWh eine maximale Entnahme von 1 MW möglich ist. Eingespeichert werden kann bei maximal 1 MW an Entnahmeleistung dann maximal 0,8 MW.

Aufgrund dieser Modellvorgabe kann es sich beispielsweise als wirtschaftlich erweisen, die Speicherkapazität überdimensioniert auszulegen, um eine ausreichende Entnahme- oder Einspeicherleistung für den kostenoptimalen Betrieb zu erreichen. Ist eine höhere Entnahme von beispielsweise 2 MW notwendig, wird in der Modellierung auch die Speicherkapazität auf 4.000 MWh anwachsen, auch wenn diese nicht vollständig ausgenutzt wird. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge zwischen genutzter Speicherkapazität (maximaler Speicherstand minus minimaler Speicherstand eines Jahres) und nomineller Speicherkapazität (Ergebnis aus der Optimierung und der Koppelung mit den Entnahme- und Einspeicherleistungen) unterschieden.

2.3 Wasserstoffspeicherbedarf

Die Ergebnisse der Optimierung für den Gesamtspeicherbedarf in Österreich sind in Tabelle 3 dargestellt. Dabei ist ein zunehmender Speicherbedarf von 2030 bis 2040 zu erkennen. Die Speicherauslegung ergibt sich dabei durch die kostenoptimale Entnahme- und Einspeicherleistung, während die Speicherkapazität nicht vollständig genutzt wird (Abweichung zwischen genutzter und nomineller Speicherkapazität). Neben der genutzten und nominellen Speicherkapazität wird auch die genutzte Mindestspeicherkapazität angegeben, die für den Ausgleich zwischen Verfügbarkeit und Nachfrage notwendig ist. Wenn die Preisdifferenz zwischen Aufbringung und Verbrauch bei einer Energiemenge größer ist als die Kosten des Speicherbetriebs für diese Energiemenge, wird zusätzlich zum Mindestbedarf kostenoptimiert Wasserstoff eingespeichert. Die kostenoptimale Gesamtspeicherkapazität liegt höher als diese genutzte Mindestkapazität, und kann daraus geschlossen werden, dass die Speicher wirtschaftlich betrieben werden. Zusätzlich werden auch die über ein Jahr ein- und auch wieder ausgespeicherten Energiemengen aufgelistet.

Tabelle 3: Kostenoptimale Speicherbedarfe in den Jahren 2030, 2035 und 2040 gemäß den Annahmen nach ÖNIP.

Ergebnisparameter	Einheit	2030	2035	2040
Genutzte Speicherkapazität	GWh	1.220	6.810	7.650
Aus- und eingespeicherte Energiemenge	GWh/Jahr	2.100	8.410	10.310
Maximale Einspeicherleistung	GW	0,8	2,8	6,2
Maximale Entnahmeleistung	GW	0,9	3,5	7,8
Nominelle Speicherkapazität	GWh	2.050	6.930	15.570
Genutzte Mindestspeicherkapazität	GWh	500	1.950	3.490
Anteil der genutzten Mindestspeicherkapazität	%	41	29	46

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Es handelt sich hierbei um Bedarfe, die im angeführten Jahr bestehen. Errichtungszeiten inklusive Genehmigungsphasen werden nicht berücksichtigt.

Die in Tabelle 3 präsentierten Werte stellen die optimalen Speicherkapazitäten ohne Berücksichtigung von nicht-österreichischen Speicherkunden dar. Tabelle 4 zeigt nun, wie sich die optimale Gesamtspeicherkapazität

verändert, wenn unterschiedliche Anteile der Kapazität für nicht-österreichische Speicherkunden vorgehalten werden. Dazu werden die aufgelisteten Anteile der vorgehaltenen Speicherkapazität an der Gesamtkapazität angenommen und darauf basierend neue Optima für den Speicherbedarf berechnet. Der Speicherbetrieb für nicht-österreichische Kunden wirkt sich im Optimierungsmodell vorrangig auf die Transportkapazitäten aus, welche nun nicht mehr ausschließlich für den Wasserstoffimport und den Transit vorbehalten sind, und nicht auf die Betriebsweise der Speicher selbst, da über das Bedarfsprofil von Wasserstoff im Ausland keine Daten vorliegen. Dadurch ergeben sich kostenoptimale Speicherbedarfe, die nicht zwingend höher liegen, wenn der Anteil nicht-österreichischer Speicherkunden steigt. Besonders im Jahr 2030 ist zu erkennen, dass der Speicherbedarf durch die Importkapazitäten begrenzt ist.

Tabelle 4: Kostenoptimierte Speicherbedarfe nach Jahr und Anteil der nicht-österreichischen Speicherkunden

Anteil nicht österreichischer Speicherkunden	Einheit	2030	2035	2040
0 %	GWh	1.220	6.810	7.650
10 %	GWh	1.240	6.750	8.220
20 %	GWh	1.290	6.560	8.860
40 %	GWh	1.390	5.840	10.490
50 %	GWh	1.230	4.480	9.400

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Es handelt sich um die genutzte Speicherkapazität für österreichische und nicht-österreichische Speicherkunden.

Da es sich bei der Speicherbedarfsermittlung um eine Kostenoptimierung handelt, ist der Bedarf jenseits des Mindestspeicherbedarfes von den Kosten abhängig. Grundsätzlich wird mit den Kosten für aus geologischen Methanspeichern umgewidmeten Wasserstoffspeichern gerechnet. Am Beginn der Wasserstoffspeicherungen in Österreich werden allerdings Neubauten stehen (vergleiche Kapitel 3.5). Aus der Optimierung mit unterschiedlichen Kosten für Neubau- oder Umwidmungsprojekte ergeben sich Unterschiede von unter 1 % im Speicherbedarf. Dies zeigt, dass der Speicherbedarf stärker von anderen Faktoren abhängig ist.

Für die Berechnung von kostenoptimalen Speicherbedarfen sind sowohl die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Speicher als auch die Preise für die Aufbringung von Wasserstoff von Bedeutung. Um den Einfluss dieser Parameter auf den Speicherbedarf abzuschätzen, sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 die Ergebnisse bei abweichenden Speicherkosten und Aufbringungspreisen dargestellt. Die Ergebnisse für 2030 zeigen, dass einerseits geringere Speicherkosten zu einem höheren kostenoptimalen Speicherbedarf führen, da die Kosten für die Speicherung pro MWh (LCOS) sinken und größere Mengen an Wasserstoff zumindest kostendeckend eingespeichert werden können. Andererseits ist zu erkennen, dass höhere Wasserstoffkosten zu mehr eingespeichertem Wasserstoff führen. Dies ist dadurch begründet, dass bei höheren Wasserstoffkosten und gleich bleibenden LCOS mehr Energiemengen zu einer Preisdifferenz zwischen Aufbringung und Verbrauch eingespeichert werden können, die größer als die LCOS ist. Das heißt, dass in mehr Zeitschritten die Ersparnis größer ist, wenn man beispielsweise zu geringen Aufbringungspreisen im Sommer den Wasserstoff produziert beziehungsweise importiert und zu LCOS einspeichert, anstatt den Wasserstoff direkt im Winter bei höheren Kosten zu produzieren beziehungsweise zu importieren und zu verwenden. Für die Jahre 2035 und 2040 limitiert die Verfügbarkeit von Wasserstoff den Speicherbedarf. Der kostenoptimale Speicherbedarf bewegt

sich im Bereich des aufgrund der Wasserstoffverfügbarkeit gegebenen Maximums, sodass Abweichungen bei Speicherkosten und Aufbringungspreisen nur geringe Auswirkungen haben.

Tabelle 5: Sensitivitätsanalyse - Relative Abweichung der Ergebnisse bei variierenden Aufbringungspreisen

Werte relativ zu Preisfaktor = 1	Relativer genutzter Speicher	Relative aus- und eingespeicherte Energiemenge
0,1	0,40	0,46
0,5	0,43	0,65
1	1,00	1,00
2	1,06	1,02
10	1,08	1,02

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

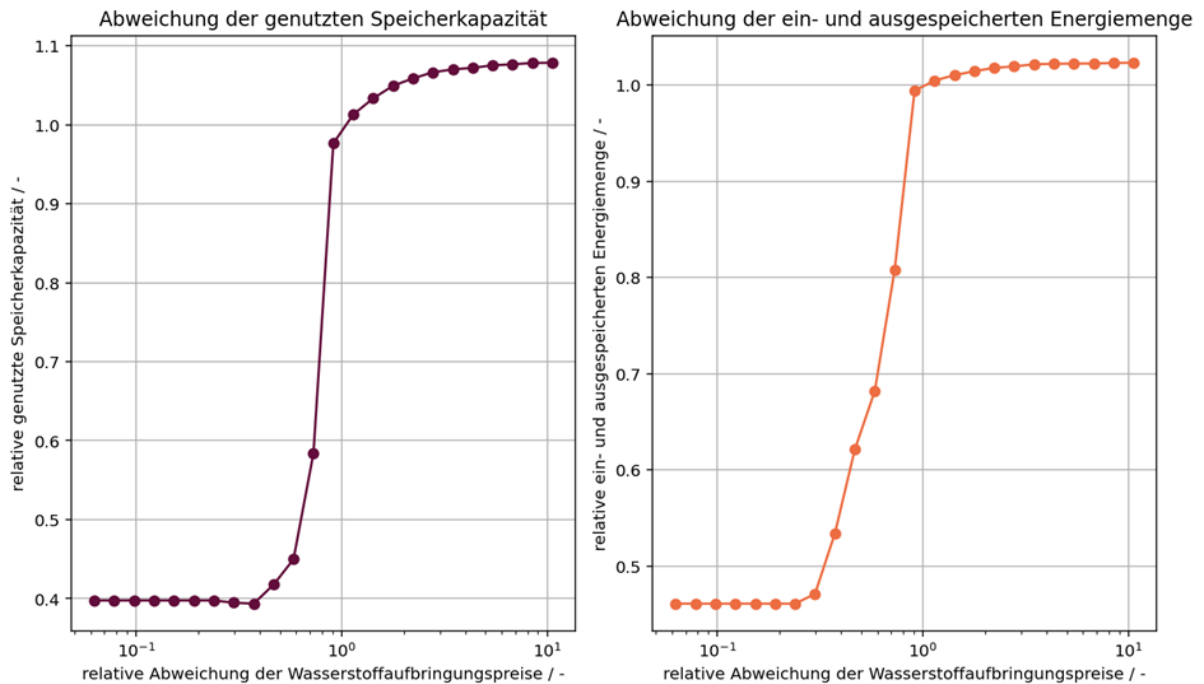
Tabelle 6: Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung der Ergebnisse bei variierenden Speicherkosten

Werte relativ zu Kostenfaktor = 1	Relativer genutzter Speicher	Relative aus- und eingespeicherte Energiemenge
0,1	1,08	1,02
0,5	1,06	1,02
1	1,00	1,00
2	0,42	0,63
10	0,40	0,46

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

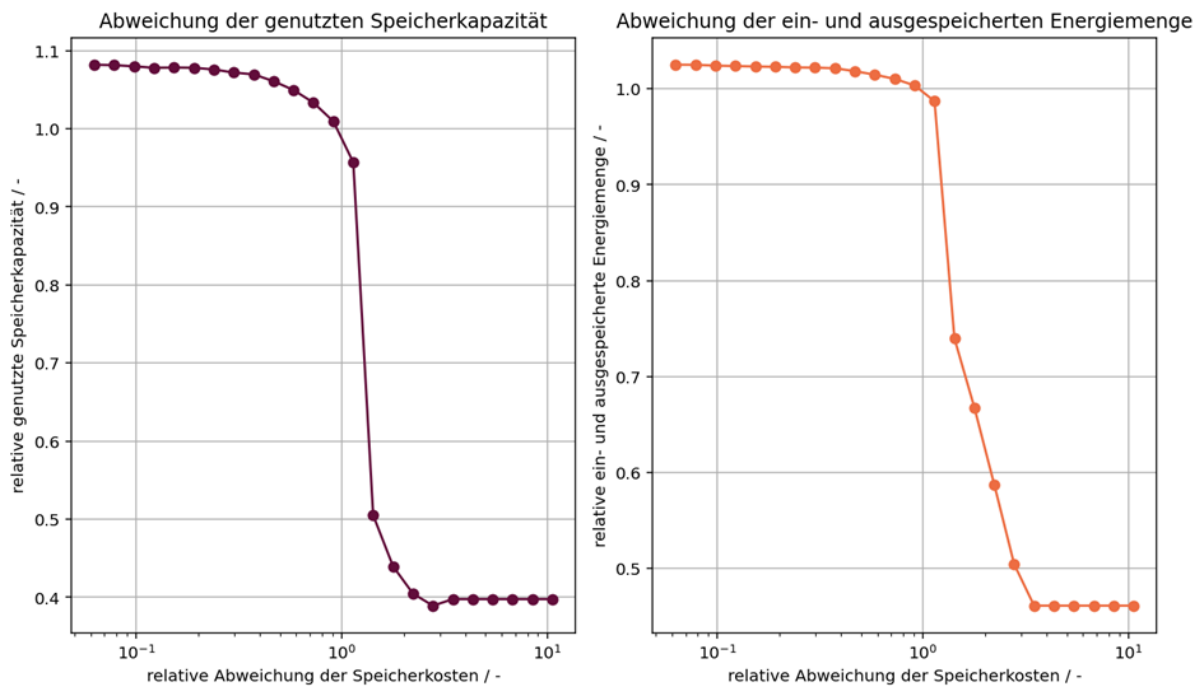
Die Sensitivität des Speicherbedarfs hinsichtlich Aufbringungspreis und Speicherkosten wird ebenfalls in Abbildung 3 und Abbildung 4 verdeutlicht. Nach unten hin ist der Speicherbedarf deutlich sichtbar durch den Mindestspeicherbedarf für die Bedarfsdeckung begrenzt, während nach oben hin der Speicherbedarf durch die maximale Verfügbarkeit von Wasserstoff gedeckelt wird.

Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der genutzten Speicherkapazität für Wasserstoff und der ein- und ausgespeicherten Energiemenge an Wasserstoff für das Jahr 2030 bei abweichenden Wasserstoffaufbringungspreisen



Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse der genutzten Speicherkapazität für Wasserstoff und der ein- und ausgespeicherten Energiemenge an Wasserstoff für das Jahr 2030 bei abweichenden Speicherkosten



Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

2.4 Speichereinsatz und Speicherverlauf

Da die Optimierung des Speicherbedarfs auf den stündlich und nach Bedarfssektor aufgelösten Zeitreihen für die Wasserstoffnachfrage laut ÖNIP basiert, ist auch eine Zuordnung der über ein Jahr ausgespeicherten Wasserstoffmenge zu den Bedarfssektoren möglich. Anhand der aktuell vorliegenden Bedarfssituation werden für jeden Zeitschritt, in dem eine Ausspeicherung stattfindet, die jeweils ausgespeicherten Energiemengen anteilmäßig auf die verschiedenen Bedarfssektoren verteilt. Anschließend werden diese Energiemengen über den Zeitraum eines Jahres aufsummiert. Die Ergebnisse für die anteilige Verwendung des ausgespeicherten Wasserstoffes finden sich in Tabelle 7. Da nur Zeiträume betroffen sind, in denen ausgespeichert wird, ergibt sich im Vergleich zur allgemeinen Aufteilung auf Bedarfssektoren, die sich aus der Gesamtaufbringung deckt (Ausspeicherung, Import, inländische Aufbringung) eine Abweichung. Ersichtlich ist dieser Unterschied in Abbildung 5. Anhand dieser Abbildung ist etwa erkennbar, dass ausgespeicherter Wasserstoff vorrangig zur Deckung des Umwandlungseinsatzes herangezogen wird. Dies deckt sich mit der Erwartung eines durch saisonale Schwankungen in Bedarf und Aufbringung getriebenen Speichereinsatzes, da der Umwandlungseinsatz verstärkt in den Wintermonaten anfällt.

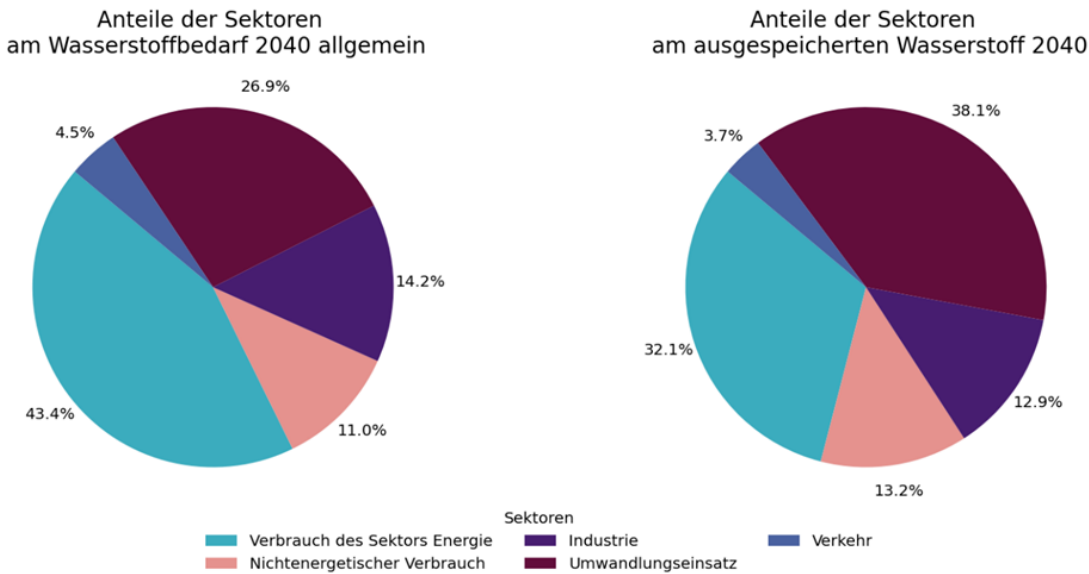
Ein rein auf den Ausgleich saisonaler Schwankungen ausgelegter Jahresspeicher wäre dadurch gekennzeichnet, dass die genutzte Speicherkapazität gleich der über ein Jahr aus- und eingespeicherten Energiemenge ist, also nur ein Speicherumschlag pro Jahr stattfindet. Bei einem reinen Tagesspeicher würde die genutzte Speicherkapazität einmal pro Tag gefüllt und geleert werden oder 365-mal im Jahr. Die im Optimierungsmodell für die Jahre 2030, 2035 und 2040 umgeschlagene Energiemenge entspricht jeweils dem 1,2 bis 1,7-Fachen der genutzten Speicherkapazität (siehe Tabelle 8), was auf eine vorwiegende Verwendung als Jahresspeicher hinweist. Auch anhand der Speicherverläufe in Abbildung 6 ist eine Einspeicherung in den Sommermonaten und eine Ausspeicherung in den Wintermonaten ersichtlich, was die vorwiegende Nutzung als Jahresspeicher unterstreicht.

Tabelle 7: Anteile der Sektoren am ausgespeicherten Wasserstoff, den sie aus Speichern verwenden, in den Jahren 2030, 2035 und 2040

Anteile der Sektoren	Einheit	2030	2035	2040
Verbrauch des Sektors Energie	Prozent	-	30	32
Nichtenergetischer Verbrauch	Prozent	35	16	13
Industrie	Prozent	48	16	13
Verkehr	Prozent	17	4	4
Umwandlungseinsatz	Prozent	-	34	38
Summe	Prozent	100	100	100

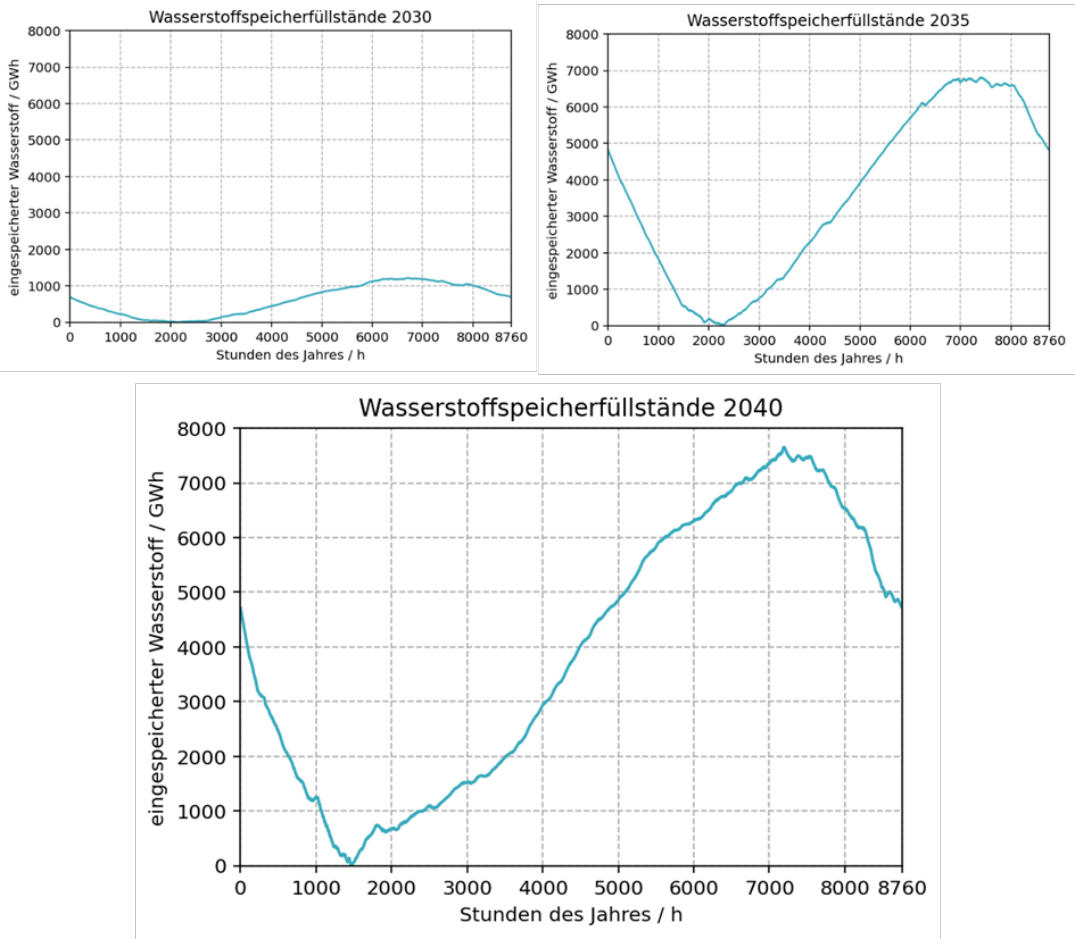
Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Abbildung 5: Vergleich der Anteile der Sektoren am nachgefragten Wasserstoff im Jahr 2040 allgemein, und wenn der Wasserstoff aus dem Speicher kommt



Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Abbildung 6: Speicherkurven der kostenoptimalen Speicher für die Jahre 2030, 2035 und 2040.



Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Die saisonale Speicherkurve ergibt sich durch den höheren Wasserstoffbedarf im Winter, wobei die Zeitreihen für den Wasserstoffbedarf aber ein flacheres Profil als für den Methanbedarf aufweisen. Allerdings kann bei Wasserstoff, anders als bei Methan, auch auf Aufbringungsseite ein saisonal geprägtes Jahresprofil erwartet werden. Im Optimierungsmodell ist Wasserstoff vorwiegend dann verfügbar, wenn die Gewinnung von Wasserstoff aus Elektrolyse aufgrund eines Überangebotes aus erneuerbaren Energiequellen zu günstigen Strompreisen möglich ist. Es wird angenommen, dass diese Phasen mit Überangebot in Europa vermehrt im Sommer auftreten werden. Daher weist nicht nur die Verfügbarkeit aus inländischer Aufbringung, sondern auch die Importverfügbarkeit eine saisonale Komponente auf. Für die Importverfügbarkeit wurde auf die Ergebnisse des TYNDP24 für die jeweiligen Jahre zurückgegriffen.

Mittels Fourier-Analyse kann auf die Periodizität eines Kurvenverlaufes rückgeschlossen werden. Wendet man die Fourier-Analyse auf den Speicherverläufe der kostenoptimierten Wasserstoffspeicher an, geben die Tages-, Wochen-, Monats-, Halbjahres- und Jahreskomponenten Aufschluss auf die Bedeutung der entsprechenden Perioden auf den Speicherverlauf. Die Zerlegung zeigt ein eindeutiges Bild: Wasserstoffspeicher weisen vorrangig ein Jahresprofil auf. Daneben werden auch Speicherbedarfe mit anderer Periodizität gedeckt, wie etwa Tagesspeicherbedarfe, allerdings machen diese Komponenten einen deutlich geringeren Anteil am Gesamtprofil aus. Die Anteile der jeweiligen Komponenten am Gesamtprofil sind in Tabelle 8 dokumentiert.

Tabelle 8: Ergebnis der Fourier-Analyse des Speicherbetriebs unter Angabe verschiedener Speicherhorizonte

Zeithorizont des Speichers	Einheit	2030	2035	2040
Tagesspeicher	Prozent	2,9	1,3	1,8
Wochenspeicher	Prozent	4,5	2,6	4,2
Monatsspeicher	Prozent	6,7	5,1	8,3
Halbjahresspeicher	Prozent	12,7	17,7	23,5
Jahresspeicher	Prozent	73,3	73,3	62,1
Summe	Prozent	100,0	100,0	100,0

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

2.5 Speicherbedarf bei Versorgungsunterbrechungen

Neben dem Ausgleich von geplanten Abweichungen zwischen Bedarf und Aufbringung, spielen Speicher auch bei der Versorgungssicherheit durch die Abdeckung von ungeplanten Ausfällen bei Aufbringung oder beim Import eine wichtige Rolle. Für diesen Zweck sollten Speicher über eine Reserve verfügen und entsprechend größer ausgelegt werden. In österreichischen Gasspeichern werden derzeit als Reaktion auf den russischen Angriffskrieg in der Ukraine 20 TWh an Methan als "strategische Reserve" vorgehalten. Diese Maßnahme wurde im Zuge der Energiekrise ergriffen und läuft nach aktueller Rechtslage in ihrer jetzigen Form mit 1. April 2027 aus. Für Wasserstoff ist keine strategische Reserve modelliert worden.

Eine Abweichung bei Wasserstoffbedarf und -aufbringung und damit auch ein geänderter Speicherbedarf ist aus verschiedenen Gründen möglich. Unter anderem können wetterbedingte, wirtschaftliche oder (geo-) politische Einflussfaktoren zu Veränderungen bei der Verfügbarkeit von Wasserstoff führen. Im Rahmen dieses Kapitels werden zwei Szenarien betrachtet, die auf folgenden Annahmen fußen:

- **Dunkelflaute:** Eine Dunkelflaute beschreibt eine Wetterlage, in welcher die Stromaufbringung durch Photovoltaik und Windräder stark reduziert ist. Für die Speicheroptimierung im Falle einer Dunkelflaute wurde ein Zeitraum von 14 Tagen (ab dem 2. Jänner) angenommen. In diesem Zeitraum findet keine Elektrolyse im Inland statt. Da angenommen wird, dass auch weitere Regionen in Europa von dieser Dunkelflaute betroffen sind, fallen auch Wasserstoffimporte aus. Zusätzlich kommt es zu einer verstärkten Wasserstoffnachfrage als Umwandlungseinsatz für Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke, die den Einbruch der Photovoltaik und Windkraft ausgleichen.
- **Importausfall:** Der Ausfall einer Importmöglichkeit nach Österreich kann aufgrund mehrerer Faktoren auftreten. Für die Optimierung ist es unerheblich, ob der Ausfall aufgrund von technischen Gebrechen, (geo-) politischen Entscheidungen, Sabotage, höherer Gewalt, menschlichem Versagen oder anderen Gründen erfolgt. Die durchschnittliche oder maximale Dauer bis zur Wiederherstellung einer Importmöglichkeit ist von vielen Faktoren abhängig und variabel. Für die Optimierung wird die Dauer eines Importausfall mit sechs Monaten aus dem für das untersuchte Jahr wichtigstem Importland festgelegt, wobei dieser Wert einen längerfristigen Ausfall widerspiegeln soll.

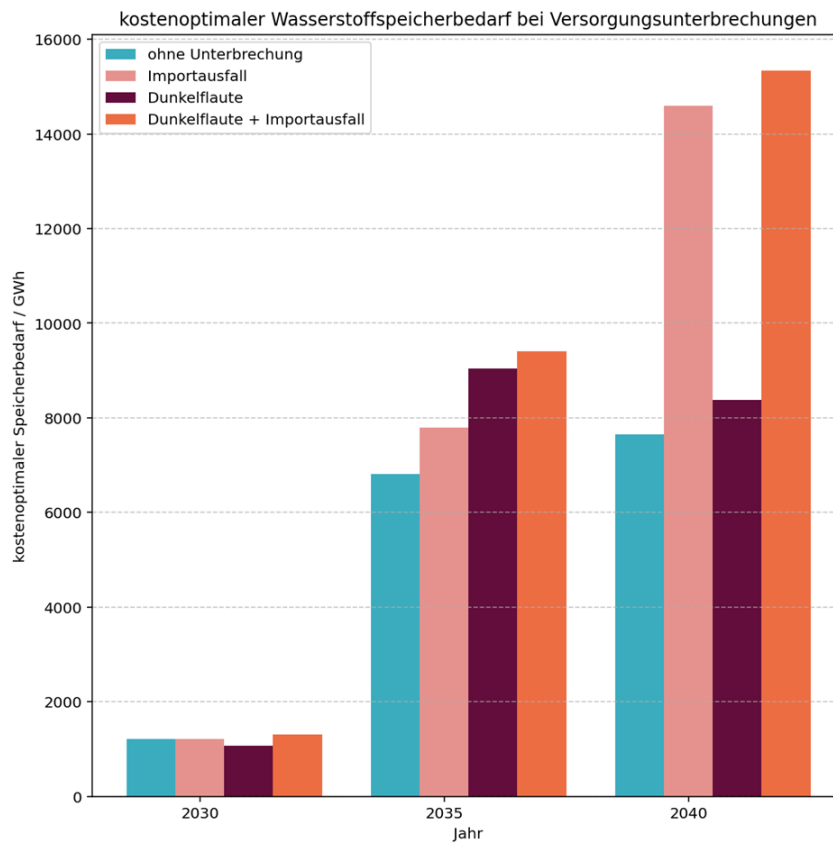
Die Optimierung der Szenarien für die Versorgungsunterbrechung (Dunkelflaute und Importausfall) erfolgt jeweils durch Aneinanderreihung von fünf Jahren mit identischen Modellierungsbedingungen (gleichbleibende Zeitreihen für Wasserstoffbedarf und -verfügbarkeit). Nur zu Beginn des zweiten und des vierten Jahres wird das jeweilige "Ereignis" für die Versorgungsunterbrechung durch Veränderung des Bedarfs und der Verfügbarkeit integriert. Dadurch kann analysiert werden, wie die Bereitschaft für ein solches Ereignis schon im Vorfeld die Speicherbetriebsweise beeinflusst. In Abbildung 7 ist ersichtlich, welche Speicherbedarfe in den jeweiligen Jahren erforderlich wären, um Versorgungsunterbrechungen abzudecken.

Bei der Dunkelflaute reichen die bereits kostenoptimierten Speicherkapazitäten (ohne Unterbrechung) aus, um trotz Rückgang der Aufbringung und Anstieg des Bedarfs eine problemlose Versorgung zu gewähren. Die abgebildeten Änderungen des Speicherbedarfs ergeben sich stattdessen aus wirtschaftlichen Gründen. Im Jahr 2030 bewirkt die Einstellung eines neuen Kostenoptimums bei einer Dunkelflaute noch einen Rückgang des Speicherbedarfs (-12 %). Dagegen steigert sich der Speicherbedarf in den Jahren 2035 (+ 33 %) und 2040 (+ 9 %), da Wasserstoff aufgrund der im Zeitraum der Dunkelflaute vorherrschenden Unterdeckung vom Speicherkunden gewinnbringend aus gespeichert werden kann.

Für die Optimierung der Importausfall-Szenarien wird für jedes betrachtete Jahr angenommen, dass das jeweils wichtigste Importland ausfällt. Für 2030 und 2040 handelt es sich dabei gemäß Modellvorgaben um Italien, während für 2035 ein Ausfall der Importkapazitäten von Deutschland angenommen wird. Im Jahr 2030 kann dieser Importausfall noch durch Transportkapazitäten aus anderen Ländern kompensiert werden, während in den Jahren 2035 (+14 %) und 2040 (+91 %) der kostenoptimale Speicherbedarf wesentlich höher liegt als ohne Importausfall.

Bei den Importausfällen ist jeweils der Wert abgebildet, der sich ergibt, wenn das wichtigste Importland ausfällt. Für 2030 und 2040 ist das gemäß der Optimierung Italien, im Jahr 2035 ist es Deutschland. Sollten eine Dunkelflaute und ein Importausfall gemeinsam auftreten, sind Erhöhungen in jedem Fall zu erwarten. Beträgt der Anstieg im Speicherbedarf im Jahr 2030 noch +7 %, werden im Jahr 2040 bei Dunkelflaute und gleichzeitigem Importausfall doppelt so hohe Speicherkapazitäten benötigt, um einen kostenoptimierten Betrieb zu erreichen.

Abbildung 7: Abweichung des kostenoptimalen Speicherbedarfes in den Jahren 2030, 2035 und 2040 bei Versorgungsunterbrechungen. Dunkelflaute: 2 Wochen. Importausfall: 6 Monate aus einem Nachbarland

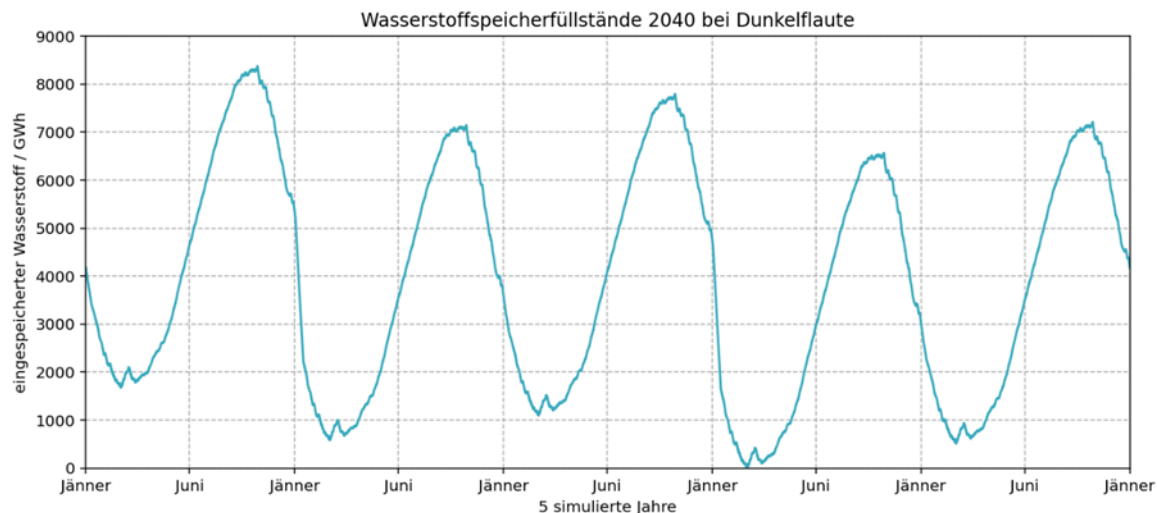


Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

Diese Werte zeigen, dass bei Versorgungsunterbrechungen ab 2035 Auswirkungen auf den Speicherbedarf gegeben sind. Für alle weiteren Berechnungen in diesem Bericht wird weiterhin ohne Versorgungsunterbrechung gerechnet, um den Standardfall abzubilden.

Abbildung 8 zeigt die Auswirkung von Dunkelflauten auf den Speicherverlauf für den Zeitraum von 2040, wobei Dunkelflauten konkret zu Beginn des zweiten und des vierten Jahres auftreten. Da bei der Optimierung von einem "perfect foresight" ausgegangen wird, ist auch vor den Dunkelflauten eine Anpassung der Speicherbetriebsweise erkennbar.

Abbildung 8: Speicherkurvenverlauf für einen kostenoptimalen Wasserstoffspeicher für fünf simulierte Jahre mit einer 14-tägigen Dunkelflaute im zweiten und vierten Jahr ab dem 2. Jänner



Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben

2.6 Methanspeicherbedarf

Mit Stand April 2025 verfügt Österreich über Methanspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 100 TWh. Auf Basis der Jahresprofile für den Methanbedarf laut ÖNIP kann dann die weitere Entwicklung des kostenoptimalen Speicherbedarfs für Methan analog zum kostenoptimalen Wasserstoffspeicherbedarf modelliert werden. Tabelle 9 zeigt historische Daten für die Methanspeicherkapazität für 2023 und 2024 sowie die Ergebnisse aus der Kostenoptimierung für die Methanspeicherkapazität in den Jahren 2030, 2035 und 2040. Berechnet man die Differenz aus dem maximalen und minimalen Füllstand innerhalb eines Jahres, so ergibt sich eine genutzte Speicherkapazität, die für 2023 und 2025 von den nominellen 100 TWh abweicht, wobei die nominelle Kapazität auch die strategische Gasreserve mit circa 20 TWh inkludiert. Die historischen Werte inkludieren auch ausländische Speicherkunden. Diesen sind im Zeitraum von 10. Dezember 2024 bis 3. Juni 2025 zwischen 52 % und 60 % des eingespeicherten Methans vorbehalten (ohne Einrechnung der strategischen Gasreserve) (Bundesministerium für Wirtschaft, 2025).

Tabelle 9: Historische und für 2030, 2035 und 2040 kostenoptimierte Speicherbedarfe in Österreich für Methan

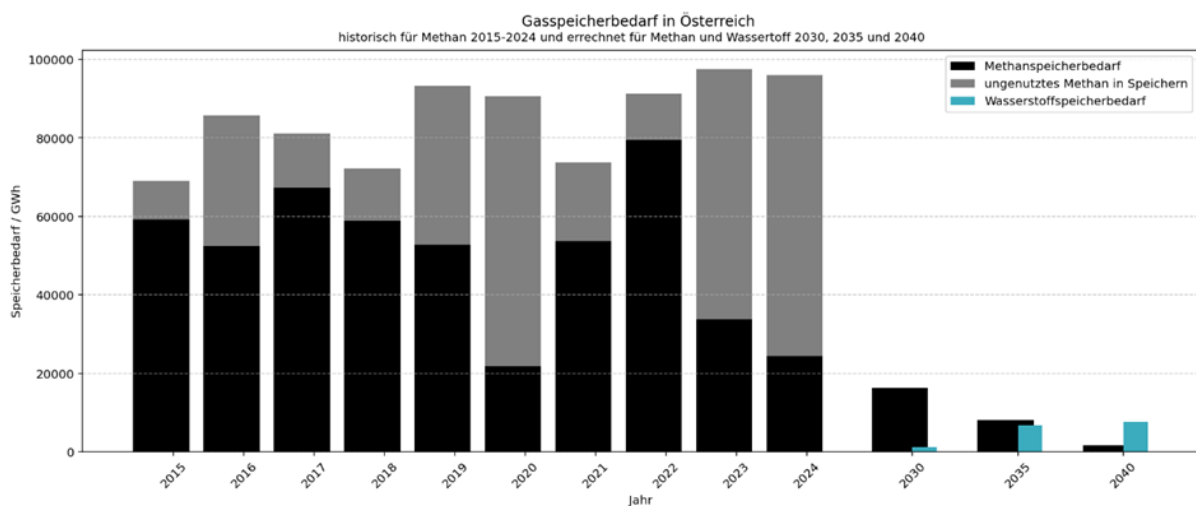
Speicherbedarfe	Einheit	2023*	2024*	2030	2035	2040
Genutzte Speicher (Maximum und Minimum des Füllstandes)	GWh	33.810	24.410	16.290	8.100	1.710
Eingespeicherte Energiemenge	GWh	42.870	33.020	19.300	9.670	1.930
Ausgespeicherte Energiemenge	GWh	35.030	43.670	19.300	9.670	1.930

Quelle: Berechnungen Montanuniversität Leoben. *Historische Werte inkludieren ausländische Speicherkunden.

2.7 Umwidmungspotential für Wasserstoffspeicher

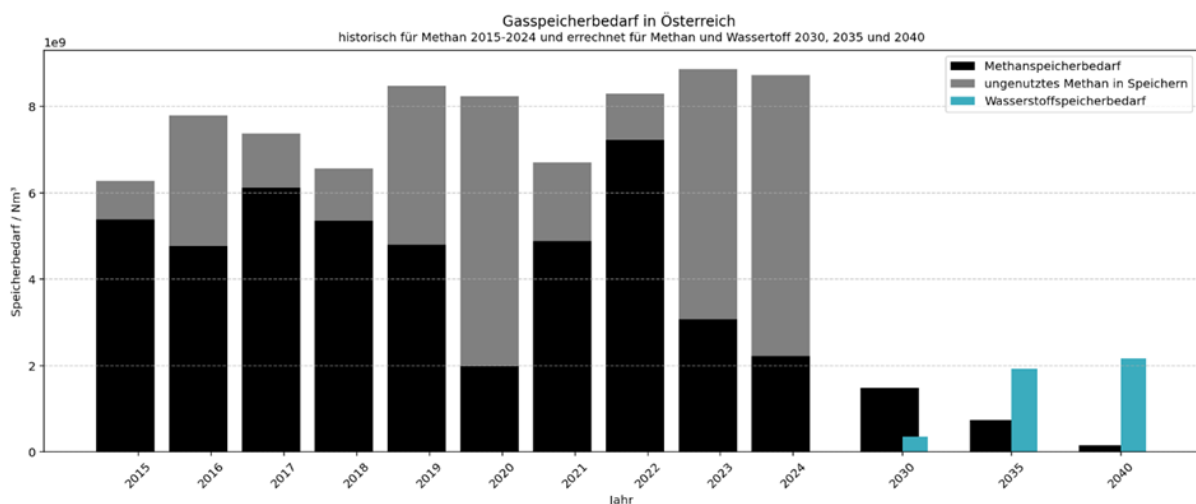
In den vorangegangenen Abschnitten wurden die kostenoptimalen Speicherbedarfe für Wasserstoff (Kapitel 2.3) und Methan (Kapitel 2.6) aufgelistet und beschrieben. Abbildung 9 stellt nun die zeitliche Entwicklung der historischen (2015 bis 2024) und der modellierten (2030, 2035, 2040) Speicherbedarfe für Methan und für Wasserstoff gegenüber. Deutlich erkennbar nimmt der Speicherbedarf für Methan bis 2040 ab. Da Wasserstoff eine geringere Energiedichte aufweist als Methan, zeigt Abbildung 10 dieselben Speicherbedarfe in Nm^3 .

Abbildung 9: Historische Entwicklung der genutzten Speicherkapazität von Methan, der Menge an ungenutztem Methan in Österreichs Speichern sowie des kostenoptimalen Methan- und Wasserstoffspeicherbedarfs in den Jahren 2030, 2035 und 2040 in GWh.



Quelle: E-Control und Berechnungen Montanuniversität Leoben. Historische Werte inkludieren ausländische Speicherkunden.

Abbildung 10: Historische Entwicklung der genutzten Speicherkapazität von Methan, der Menge an ungenutztem Methan in jenem Jahr in Österreichs Speichern, des kostenoptimalen Methan- und Wasserstoffspeicherbedarfs in den Jahren 2030, 2035 und 2040 in Nm^3 .



Quelle: E-Control und Berechnungen Montanuniversität Leoben. Historische Werte inkludieren ausländische Speicherkunden.

Ein sinkender Speicherbedarf an Methan macht geologische Gasspeicher für andere Nutzungen verfügbar. Für die Nachnutzung als Wasserstoffspeicher bedarf es eines Zuganges zum Wasserstoffnetz. Darüber hinaus muss jeder Gasspeicher gesondert betrachtet und für die Eignung als Wasserstoffspeicher bewertet werden. Im folgenden Abgleich wurde nur untersucht, welche Bestandsanlagen zu welchem Zeitpunkt Zugang zum Wasserstoffnetz erhalten und welche potenzielle Wasserstoffspeicherkapazität sich durch Umrechnung über die jeweiligen Energiedichten von Methan und Wasserstoff (Methan: 11 kWh/Nm³, Wasserstoff: 3,54 kWh/Nm³) ergibt. Ausgegangen wird dabei von einem Ausbau des Wasserstoffnetzes gemäß ÖNIP. Hierbei wird in diesem Kapitel sehr systemisch vorgegangen. Für die Betrachtungen, die mehr technische Faktoren miteinfließen lassen, siehe Kapitel 3.5. Die Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen neben dem geplanten Wasserstoffnetz für 2030 und 2040 auch die Standorte der bestehenden geologischen Methanspeicher, wobei sich diese auf den Raum nordwestlich von Wien sowie auf den Grenzbereich zwischen Salzburg und Oberösterreich konzentrieren.

Die potenziellen Wasserstoffspeicherkapazitäten, die sich durch Umwidmung aller Methanspeicher mit Zugang zum Wasserstoffnetz für die Jahre 2030, 2035 und 2040 ergeben würden, sind in Tabelle 10 gelistet. Der Abgleich in Energieeinheiten findet sich in Tabelle 11. Die aus dem beschriebenen Abgleich mit dem Wasserstoffnetz abgeleiteten potenziellen Wasserstoffspeicherkapazitäten (Gasspeicher mit Wasserstoffnetzzugang) sowie die Methanspeicherkapazitäten für die übrigen Gasspeicher (Gasspeicher ohne Wasserstoffnetzzugang) sind den kostenoptimalen Speicherkapazitäten aus der Modellierung gegenübergestellt (Wasserstoffspeicherbedarf, Methanspeicherbedarf). Zusätzlich wird aufgezeigt inwieweit diese Speicherpotentiale die jeweiligen Speicherbedarfe für Methan und Wasserstoff abdecken können.

Für jede Umwidmung müssen weitere Faktoren, wie z. B. der Realwertfaktor (vergleiche Kapitel 3.4.2), oder die wirtschaftliche Notwendigkeit der Umwidmung und sonstige individuelle auf den jeweiligen Speicher bezogene Umstände berücksichtigt werden. Für eine detaillierte Betrachtung der gesamten Potentiale der geologischen Wasserstoffspeicher in Österreich sei auf Kapitel 3.5.2 und Arbeiten der Montanuniversität Leoben verwiesen (Kulich & Ott, 2024).

Die Werte in der Tabelle sind daher nur als Anhaltswerte zu verstehen, die nur das theoretisch realisierbare Potential durch Umwidmungen wiedergeben. Anhand dieser Daten ist allerdings bereits ersichtlich, dass mit dem geplanten Ausbau des Wasserstoffnetzes in jedem Betrachtungsjahr ausreichend geologische Speicher für die Abdeckung des Wasserstoffspeicherbedarfs zur Verfügung stehen, während 2030 und 2035 – sogar bei einer angenommenen vollständigen Umwidmung aller Potentiale – immer noch mehr als ausreichend Kapazitäten für die Methanspeicherung zur Verfügung stehen. 2040 können die nicht umgewidmeten Methanspeicher noch 90 % des Speicherbedarfs decken. Unter Berücksichtigung des Umstandes, dass mit dem vollständig gehobenen Potential für Umwidmungen der Wasserstoffspeicherbedarf um mehr als das Vierfache überstiegen wird, sind also insgesamt auch 2040 ausreichend Kapazitäten für Methan und Wasserstoff verfügbar.

Tabelle 10: Abgleich der Möglichkeit, durch Umwidmungen den Wasserstoffspeicherbedarf durch vorhandene Gasspeicher zu decken ohne Rücksicht auf individuelle Machbarkeitsanalysen.

Speicherbedarfskenngrößen	Einheit	2030	2035	2040
Gasspeicher mit Wasserstoffnetzzugang	Millionen Nm ³	1640	4770	8960
Wasserstoffspeicherbedarf	Millionen Nm ³	340	1920	2160
Gasspeicher ohne Wasserstoffnetzzugang	Millionen Nm ³	7460	4325	140
Methanspeicherbedarf	Millionen Nm ³	1480	740	160
Erfüllung des Wasserstoffspeicherbedarfes	Prozent	480	250	410
Erfüllung des Methanspeicherbedarfes	Prozent	500	590	90

Gasspeicher werden zu Wasserstoffspeicher umgewidmet, sobald sie Zugang zum Wasserstoffnetz erhalten. Werte in Millionen Nm³.

Tabelle 11: Abgleich der Möglichkeit, mit Umwidmungen den Wasserstoffspeicherbedarf durch vorhandene Gasspeicher zu decken ohne Rücksicht auf individuelle Machbarkeitsanalysen.

Speicherbedarfskenngrößen	Einheit	2030	2035	2040
Gasspeicher mit Wasserstoffnetzzugang	TWh H ₂	5,8	16,9	31,7
Wasserstoffspeicherbedarf	TWh H ₂	1,2	6,8	7,7
Gasspeicher ohne Wasserstoffnetzzugang	TWh CH ₄	82,1	47,6	1,5
Methanspeicherbedarf	TWh CH ₄	16,3	8,1	1,7

Gasspeicher werden zu Wasserstoffspeicher umgewidmet, sobald sie Zugang zum Wasserstoffnetz erhalten. Werte in TWh.

2.8 Zusammenfassung

Gemäß den Berechnungen des Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplanes 2024 (ÖNIP) steigt der Wasserstoffbedarf in Österreich auf 48 TWh bis 2040. Wasserstoff wird vor allem für die Stahlindustrie, für flexible Gaskraftwerke und für die Industrie als Energieträger und als Chemikalie in größeren Mengen benötigt.

Wasserstoffspeicher werden benötigt, damit einerseits der Wasserstoffbedarf stets gedeckt ist. Andererseits können Wasserstoffüberschüsse in Zeiten günstiger Gestehungskosten mit Speichern zu Zeitpunkten eingesetzt werden, in denen sonst die Gestehung teurer wäre. Deshalb haben Wasserstoffspeicher in der Zukunft das Potential, nicht nur zur Verfügbarkeit von Wasserstoff beizutragen, sondern auch für mehr Wirtschaftlichkeit zu sorgen.

Der Speicherbedarf für Wasserstoff in Österreich wächst bis zum Jahr 2030 auf circa 1,2 TWh und bis zum Jahr 2040 auf circa 7,7 TWh. Die Speicher werden vorwiegend als Jahresspeicher betrieben. Der ausgespeicherte Wasserstoff wird größtenteils für die Rückverstromung über Gaskraftwerke im Winter benötigt.

Der Wasserstoffspeicherbedarf ist von vielen Faktoren (Anteil ausländischer Speicherkunden, Verfügbarkeit, Speicherkosten et cetera) abhängig. Mithilfe von Speichern können auch Versorgungsunterbrechungen abgedeckt werden. Der Speicherbedarf erhöht sich, wenn man Versorgungsunterbrechungen durch einen

Ausfall von Importen oder eine Dunkelflaute annimmt. Im Jahr 2040 ist bei einem Importausfall von 6 Monaten aus einem Nachbarland mit +91 % an Speicherbedarf zu rechnen.

Der Bedarf an Methanspeicher geht indes zurück und wird für die österreichische Nachfrage 2040 circa 1,7 TWh betragen, Im Jahr 2040 werden gemäß ÖNIP 10 TWh an Methan in Österreich verbraucht.

3 Potenziale und Technologien

3.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die technischen und zeitlichen Herausforderungen bei der Entwicklung von geologischen Speicherprojekten behandelt sowie die Potenziale für Wasserstoffspeicher in Österreich dargestellt. Neben geologischen Wasserstoffspeichern existieren auch andere Möglichkeiten zur Wasserstoffspeicherung, wie die Speicherung in Druckbehältern, in verflüssigter Form oder auf Basis physikalischer beziehungsweise chemischer Bindungen. Während insbesondere die Speicherung in Druckbehältern eine Relevanz für die Flexibilisierung der Wasserstofferzeugung in Elektrolyseuren sowie als Zwischenspeicher für kleinere, unregelmäßige Bedarfe (beispielsweise Wasserstofftankstellen) hat, werden absehbar nur geologische Speicher eine Relevanz für die großskalige Speicherung von Wasserstoff in einem integrierten Energiesystem aufweisen.

Im Abschnitt 3.2 werden zuerst die unterschiedlichen geologischen Speichermöglichkeiten und Lösungen vorgestellt und dargelegt, welche Optionen für Österreich von Relevanz sind. Darauf aufbauend werden im Abschnitt 3.3 bestehende Wasserstoffspeicherprojekte in Österreich beschrieben. Die in diesen Projekten gewonnen Erkenntnisse sowie die Rückmeldung der im Zuge des Projekts involvierten Stakeholder bilden die Basis für den Abschnitt 3.4, in dem die technischen und zeitlichen Herausforderungen für Wasserstoffspeicherprojekte analysiert werden. Zuletzt werden im Abschnitt 3.5 mögliche Wasserstoffspeicherstandorte dargestellt und ein Überblick zum Potenzial für Wasserstoffspeicher in Österreich gegeben.

3.2 Technologien und Lösungen für Österreich

Allgemein gibt es drei geologische Speichermöglichkeiten von Wasserstoff. Einerseits in porösem Gestein, etwa in ausgeförderten Gas- oder Ölfeldern, andererseits in ausgewaschenen Salzkavernen oder in Aquiferen. Diese Speichertypen unterscheiden sich in Speicherkapazität, Untergrundbeschaffenheit und Betriebsweise. Die Unterschiede wirken sich auf den Bau und den technischen Betrieb der Anlagen aus, was sich auch in den Kosten widerspiegelt. Der Speichertyp muss an die geologischen Beschaffenheiten der Region angepasst werden. Vor- und Nachteile der Speichertypen sind in Abbildung 11 übersichtlich dargestellt und in den Kapiteln 3.2.1, 3.2.2 und 3.2.3 beschrieben.

Abbildung 11: Übersicht über Vor- und Nachteile der verschiedenen Speichertypen.

KAVERNENSPEICHER		PORÖSE LAGERSTÄTTEN		AQUIFERE	
✓	Hohe Porosität & Undurchlässigkeit	✓	Gut erforschte geologische Strukturen und große Kapazität	✓	Hohe Porosität & Permeabilität
✓	Sicherer H ₂ -Einschluss, effektive Abdichtungseigenschaften	✓	Vorhanden Infrastruktur und geringere Kosten im Vergleich zu anderen Speicherlösungen	✓	Große Speicherkapazität
✓	geringer Bedarf an Kissengas und schnelle Ein- und Ausspeisung	×	Wasserstoffverlust durch Diffusion, Konversion und Lösung in Wasser oder Öl	×	Weit verbreitet in sedimentären Becken
×	Begrenzte geographische Verfügbarkeit von geeigneten Salzvorkommen	×	Risiko der Umwandlung von Wasserstoff in Methan	×	Potenzielles Leckage-Risiko
×	Hohe Investitionskosten und geringe Kapazität			×	Höhere Kosten im Vergleich zu porösen Lagerstätten
				×	Biologische und chemische Prozesse, die zu Wasserstoffverlust führen können

Druck	35-270 bar	Druck	15-285 bar	Druck	30-315 bar
Kissengas	20-33%	Kissengas	50-60%	Kissengas	45-80%

3.2.1 Kavernenspeicher

Kavernenspeicher sind große, künstlich angelegte Hohlräume in unterirdischen Salzformationen, wie z. B. Salzstöcken. Das umgebende Salz bildet eine gasdichte Barriere, welche eine sichere und verlustarme Gasspeicherung ermöglicht. Zusätzlich besitzen Kavernenspeicher eine im Vergleich zu Porenspeichern höhere Porosität, was eine schnellere Ein- und Ausspeisung ermöglicht. Einen weiteren Vorteil stellt das im Vergleich zu Porenspeichern tendenziell niedrige Verhältnis von Kissengas zu Arbeitsgas dar, was bei 20-33 % liegt (Bade, et al., 2024).

Der Bau von Kavernenspeichern erfolgt über Aussolung durch kontrollierte Wasserzufuhr. Die Höhe der erzeugten Hohlräume kann bis zu 500 Meter betragen, wodurch Speichervolumina von bis zu einer Million Kubikmeter erreicht werden können. Die Bauzeit eines Salzkavernenspeichers beträgt mehr als fünf Jahre, da die Aussolung zeitaufwendig ist und die Sole nicht in beliebigen Mengen abgeleitet werden kann. Dies spiegelt sich auch in den hohen Errichtungskosten wider (INES Initiative Energien Speichern e.V.; Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.; DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022).

3.2.2 Poröse Lagerstätten

Poröse Lagerstätten sind ausgeförderte Öl- und Gasfelder. Sie bieten den Vorteil einer größeren Speicherkapazität im Vergleich zu Kavernenspeichern, die für große Reservoirs bei über 1.000 Millionen Kubikmeter liegt (RAG Austria AG, 2024). Allerdings ist durch die geringere Porosität (im Vergleich zu Kavernenspeichern) in solchen Lagerstätten der Druckverlust beim Durchströmen des Gases größer. Um dabei den Mindestdruck für den Speicherbetrieb aufrecht zu erhalten, ist ein Verhältnis von Kissengas zu Arbeitsgas von 50–60 % erforderlich. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass das Verhältnis typischerweise nur 50 % beträgt. Auch Wasserstoffverluste durch Diffusion, Konvektion und Lösung in Wasser oder Öl, sowie die Umwandlung in Methan können eine Problematik darstellen (Bade, et al., 2024).

Da die geologischen Strukturen der Lagerstätten im Allgemeinen bereits gut erforscht sind, sowie vorhandene Infrastruktur teilweise weitergenutzt werden kann, verringert das die Kosten für die Errichtung oder den Umbau von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern.

3.2.3 Aquifere

Aquifere sind große geologische, poröse Formationen, die mit Wasser gefüllt sind. Sie besitzen eine höhere Permeabilität und Porosität als ausgeförderte Öl- oder Gasfelder und bieten auch große potenzielle Speicherkapazitäten. Ein mögliches Risiko ist der Wasserstoffverlust durch biologische und chemische Prozesse (Bade, et al., 2024).

Die geologischen Strukturen von Aquiferen sind weitgehend unerforscht, und die Anbindung zur bestehen Infrastruktur ist nicht vorhanden. Daher sind die Kosten für die Untersuchung und Erschließung der Lagerstätten deutlich höher.

3.2.4 Lösungen für Österreich

Geeignete geologische Formationen für Kavernen in Europa befinden sich insbesondere in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Hier befinden sich Kavernenspeicher für die Erdgasspeicherung im Einsatz, die potenziell für die Speicherung von Wasserstoff umgebaut werden können. Für Österreich haben Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff keine Relevanz, da ausreichend Porenspeicherpotenziale zur Verfügung stehen, die in der Errichtung günstiger sind und infrastrukturell besser gelegen sind (Nähe zu geplanten Wasserstoffnetzen, siehe Abbildung 18 und Abbildung 19). Aquifere sind in sedimentären Becken weit verbreitet, jedoch in Österreich nicht zur Speicherung von Erdgas genutzt. Daher ist davon auszugehen, dass in Österreich vorrangig Wasserstoffspeicher in porösen Lagerstätten errichtet oder umgewidmet werden, was im Einklang mit den Rückmeldungen relevanter nationaler Stakeholder steht.

3.3 Speicherprojekte

Während es in Österreich aktuell keine kommerziellen Projekte zur geologischen Wasserstoffspeicherung gibt, wurden und werden drei Forschungs- beziehungsweise Demonstrationsprojekte an zwei Standorten durchgeführt, welche die direkte Wasserstoffspeicherung im Untergrund erstmalig umsetzen. Dazu zählen Underground Sun Storage (USS) (Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, VERBUND AG, MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN, UNIVERSITÄT für Bodenkultur Wien, ENERGIEINSTITUT an der Johannes Kepler Universität Linz, 2017), Underground Sun Storage 2030 (USS 2030) (RAG Austria AG, 2025) und European Underground Hydrogen Storage Reference System (EUH2Stars) (EUH2STARS, 2025). Weiters wurde in Underground Sun Conversion (RAG Austria AG, 2025) die Speicherung von Wasserstoff mit Kohlendioxid in Form von Methan getestet. Die technische Machbarkeit der Wasserstoff-Kavernenspeicherung wird im Projekt H2Cavern (FFG Projektdatenbank, 2025) sondiert, wobei hier ein Fokus auf der Evaluierung der Erfolgsaussichten dieser Speicherart ohne direkte Technologiedemonstration liegt.

Wasserstoffspeicherprojekte außerhalb von Österreich sind unter anderem HyStorage (Uniper, 2025) in Bierwang, wo Speicherung in porösem Gestein untersucht wird, sowie die Kavernenspeicherprojekte HPC Krummhörn (Uniper, 2025) und Jemgum H2 (SEFE Storage, 2025).

Darüber hinaus laufen mehrere europäische Forschungsprojekte, die die Potenziale von Speicherung, Produktion und Verteilung untersuchen. H2EU+Store (H2EU+Store, 2025) zielt auf die Wasserstoffproduktion in der Ukraine und den Aufbau einer Transport- und Speicherinfrastruktur in Mitteleuropa ab. Das Projekt H2 cross border (RAG Austria AG, 2025) entwickelt eine grenzüberschreitende Wasserstoffversorgung von Österreich nach Bayern und analysiert notwendige rechtliche und betriebliche Anpassungen. Die Projekte

HyUSPre (HyUSPre project, 2023) und Hystories (Hystories Project, 2025) erforschen die technischen Möglichkeiten und das Potenzial der Wasserstoffspeicherung in porösen geologischen Formationen.

Im Folgenden wird der Fokus auf die österreichischen Projekte, in welchen Wasserstoff direkt gespeichert wurde, gelegt. Aufgrund der gegebenen Rahmenbedingungen haben diese die höchste Relevanz und können an zukünftige kommerzielle Vorhaben angepasst werden.

3.3.1 Underground Sun Storage (USS)

Das Projekt wurde am Standort der RAG in Pilsbach zwischen 2013 und 2017 umgesetzt. Ziel war es, die unterirdische Speicherung von Erdgas mit einer Beimischung von 10 vol-% Wasserstoff zu untersuchen. Dabei wurden Laborversuche, Simulationen und Tests am bestehenden Standort durchgeführt. Der Test am Standort beinhaltete einen Speicherzyklus, bei dem 1,22 Mio. Nm³ (Normkubikmeter) mit Wasserstoff gemischtes Gas über 5 Monate eingespeist, für 3 Monate eingeschlossen und innerhalb von 4 Monaten wieder entnommen wurden. Aus dem gespeicherten Gas konnten 82 % des Wasserstoffes rückgewonnen werden. Die übrigen 18 % gingen durch Diffusion, Lösung und Konversion verloren. Es ist davon auszugehen, dass der Wasserstoffanteil, welcher durch Diffusion und Lösung nicht rückgewonnen werden kann, mit steigender Anzahl an Speicherzyklen geringer wird, da diese Prozesse nur bis zu einem Sättigungswert stattfinden.

Dieser Standort wurde auch für das Projekt Underground Sun Conversion umgerüstet, um Wasserstoff im Speicher zu methanisieren und so erneuerbare Energie zu speichern. Bei der Methanisierung wird Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan und Wasser umgewandelt. Im Zuge des Projekts wurden dazu Wasserstoff und Kohlendioxid in die Lagerstätte eingebracht und durch Mikroorganismen umgewandelt.

3.3.2 Underground Sun Storage 2030 (USS 2030)

Das Projekt Underground Sun Storage 2030 umfasst den Bau und Betrieb einer Forschungsanlage für die Speicherung von 100 % Wasserstoff. Das Projekt startete 2020 und hat sich zum Ziel gesetzt, eine interdisziplinäre, technische und wissenschaftliche Untersuchung der Wasserstoffspeicherung unter realen Bedingungen vorzunehmen. Bis zum Projektende 2025 soll am Standort der RAG Austria AG in Rubensdorf die Demonstrationsanlage auf einen Technologie-Reifegrad von TRL 7 entwickelt werden. Technologie-Reifegrad von TRL 7 bedeutet, dass ein Prototyp in einer realitätsnahen Einsatzumgebung erfolgreich demonstriert wurde (2024).

Bei der Umsetzung der Speicherung wurde ab 2021 Erdgas als Kissengas in den Speicher eingebracht. Nach einer Bauphase wurde Ende 2023 Wasserstoff eingebracht, der auch als Kissengas dient. Im April 2024 wurde dann mit der Speicherung von Wasserstoff begonnen (Hasibar, 2024). Genauere Ergebnisse dieses Projekts werden ab Sommer 2025 erwartet.

3.3.3 European Underground Hydrogen Storage Reference System (EUH2Stars)

Das Projekt verfolgt das übergeordnete Ziel, die Integration von grünem Wasserstoff in bestehende Energiesysteme voranzutreiben. Dafür soll ein technischer und regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der Aspekte wie Reinigung, Zertifizierung und Sicherheit berücksichtigt. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Ermöglichung der Replikation der entwickelten Technologien sowie deren Integration in die europäische Energieinfrastruktur.

Am Standort der RAG Austria AG in Rubensdorf ist die Umsetzung einer vollständig qualifizierten und integrierten Wasserstoffspeicherung vorgesehen. Im Rahmen des Vorhabens soll eine reine Wasserstoffspeicherung, aufbauend auf USS 2030, realisiert und die Anlage auf den Technologie-Reifegrad TRL 8 aufgerüstet werden. Dies soll unter anderem durch die Integration einer Reinigungseinheit und die Einbindung der Speicheranlage in das bestehende Energiesystem umgesetzt werden. Es sollen Praxistauglichkeit und Systemintegration unter realen Bedingungen demonstriert werden. Geplant sind vier vollständige Speicherzyklen technisch zu erproben.

3.4 Technische und zeitliche Herausforderungen bei der Umsetzung von Wasserstoffspeichern

Allgemein ist die Funktionsweise von Wasserstoffspeichern ähnlich wie die von Methanspeichern. Der wesentliche Unterschied sind die physikalischen Eigenschaften des gespeicherten Gases. Diese wirken sich auf Materialien, Speichervermögen und Flusseigenschaften aus. Somit sind Anpassungen der Komponenten und in der Kapazitätsberechnung erforderlich. Zusätzlich ist nach der Ausspeicherung noch eine Aufreinigung des Wasserstoffs nötig, die an die Anforderungen der nachgeordneten Wasserstoffnutzung angepasst werden muss.

3.4.1 Wasserstoffspeicheranlage

Wasserstoff wird, ähnlich wie Erdgas, über ein Leitungsnetz transportiert und erreicht zunächst eine Messstation. Dort erfolgen eine Filterung sowie die Erfassung von Wasserstoffmenge und -qualität. Die Ein- und Ausspeicherung in die Lagerstätte wird über mehrere Bohrungen (Sonden) realisiert. Bei Bedarf wird der ankommende Wasserstoff mithilfe von Verdichteranlagen auf den erforderlichen Einpressdruck gebracht. Da sich der Wasserstoff während der Verdichtung erwärmt, wird er anschließend in Wasserstoffkühlern auf eine geeignete Temperatur abgekühlt, bevor er über die Bohrlochköpfe in die natürlichen Gesteinsschichten eingepresst wird. Dabei wird darauf geachtet, dass der ursprüngliche Lagerstättendruck (Initialdruck) nicht überschritten wird.

Die technische Funktionsweise eines Wasserstoffspeichers entspricht somit weitgehend der eines konventionellen Untergrundgasspeichers. Bei der Ausspeicherung wird der Wasserstoff aufbereitet, um den Qualitätsanforderungen für die Einspeisung in das öffentliche Netz zu genügen. Da der Wasserstoff bei der Lagerung Feuchtigkeit aufnimmt, erfolgt zunächst eine Trocknung und Reinigung („Gasetrennung“). Abschließend wird der Wasserstoff gegebenenfalls gekühlt, vorgewärmt und verdichtet, bevor er in der geforderten Qualität in das Leitungsnetz eingespeist und den Verbrauchern zur Verfügung gestellt wird. Zusätzlich können Wasserstoffspeicher im Rahmen des Wasserstoffmarkthochlaufs die wichtige Aufgabe der Druckhaltung im Netz für lokale und regionale Wasserstoffnetze übernehmen. Erst wenn der Wasserstoffhochlauf ausreichend Bedarf nach größeren H₂-Speichern nach sich zieht unter Berücksichtigung etwaiger Importmöglichkeiten (Zusammenspiel Speicher/Import zur Druckhaltung ist hierbei zu berücksichtigen), werden große Wasserstoffspeicher entwickelt beziehungsweise große Erdgasspeicher sukzessive in H₂-umgewidmet und ebenfalls an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden.

3.4.2 Physikalische und chemische Eigenschaften von Wasserstoff und Methan

Um die Einflüsse der physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff im Zusammenhang mit der Speicherung in geologischen Formationen zu beleuchten, werden diese im Folgenden mit Methan verglichen.

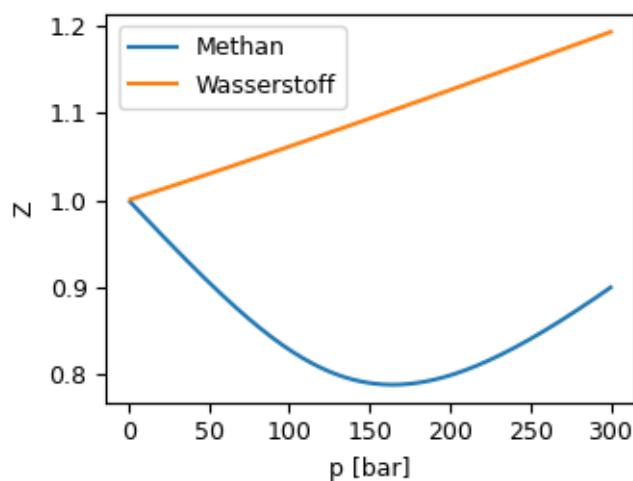
3.4.2.1 Realgasverhalten und Dichte

Die Dichte ρ eines Gases in Abhängigkeit von Druck p , Temperatur T und Molekulargewicht M wird durch folgende Realgasgleichung beschrieben:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT}$$

Dabei ist R die allgemeine Gaskonstante und $Z(p, T)$ der Realgasfaktor des Gases, welcher von Druck und Temperatur abhängt.

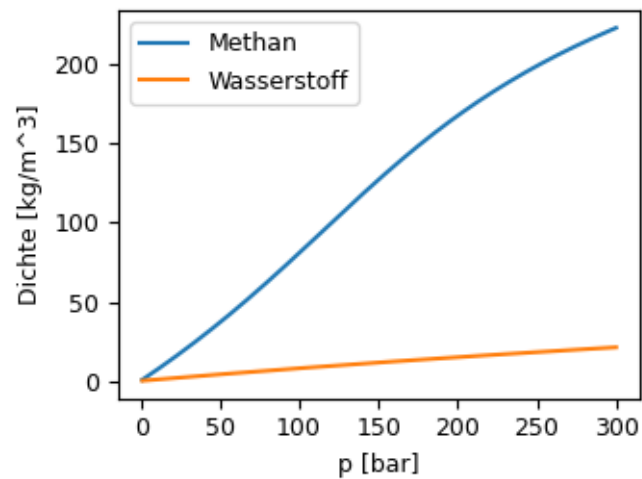
Abbildung 12: Realgasfaktor Z für Methan und Wasserstoff über einem Druck p von 1 bis 300 bar. Für die Berechnung wurde GERG-2008 verwendet.



Der Realgasfaktor bildet Wechselwirkungen der Gasmoleküle untereinander ab. Diese unterscheiden sich für Methan und Wasserstoff bei steigendem Druck stark. Bei einem Druck von 1 bar ist Z für beide Gase ungefähr 1. Während Z für Wasserstoff mit steigendem Druck konstant wächst und 1,2 bei 300 bar erreicht, sinkt der Wert für Methan zunächst auf 0,8 bei 160 bar und steigt wieder auf 0,9 bei einem Druck von 300 bar an (siehe Abbildung 12).

Das Verhalten des Realgasfaktors und die vergleichsweise geringe molare Masse von Wasserstoff führen zu einem geringen Dichtezuwachs bei Druckerhöhung im Vergleich zu Methan. Bei einem Druck von 1 bar und 15 °C liegt die Dichte für Methan bei ungefähr 0,7 kg/m³ und für Wasserstoff bei 0,1 kg/m³. Für beide Gase steigt sie annähernd konstant an. Bei einem Druck von 300 bar erreicht die Dichte von Methan ungefähr 200 kg/m³, während die Dichte von Wasserstoff bei etwa 40 kg/m³ liegt (siehe Abbildung 13).

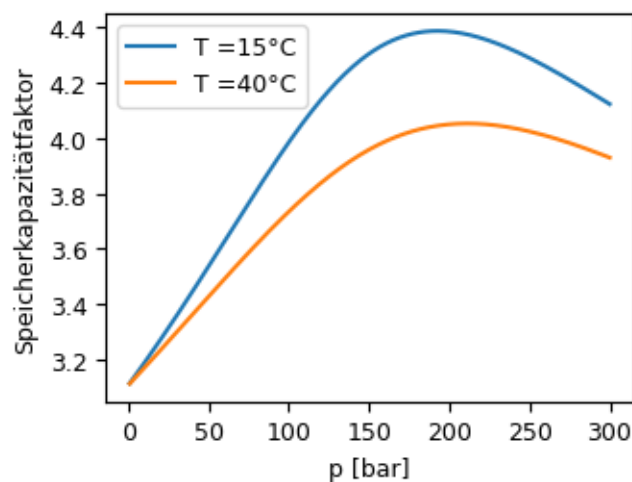
Abbildung 13: Dichte von Wasserstoff und Methan bei einem Druck von 1 bis 300 bar für eine Temperatur von 15 °C.



3.4.2.2 Speicherkapazität

Das Verhalten des Realgasfaktors wirkt sich auf die Dichte und somit auch auf die Speicherkapazität $C_v = GCV \times \rho$ pro Volumen aus. Hier ist GCV der Brennwert in Joule pro Kilogramm. Bei einem Druck von 1 bar kann daher in demselben Volumen um einen Speicherkapazitätsfaktor ($C_v(CH_4)/C_v(H_2)$) von 3,2 mehr Energie in Form von Methan als in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Der Wert des Faktors nimmt bis zu einem Druck von 180 bar weiter zu und erreicht bei einer Temperatur von 40 °C den Maximalwert 4, während dieser für 15 °C bei 4,4 liegt. Für höhere Speicherdrücke sinkt der Faktor wieder ab (siehe Abbildung 14).

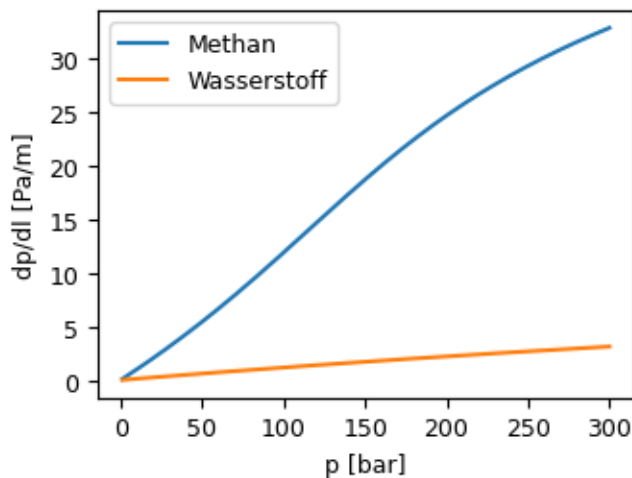
Abbildung 14: Speicherkapazitätsfaktor bei 15°C und 40°C



3.4.2.3 Viskosität und Druckverlust

Die Strömungseigenschaften eines Gases werden durch Viskosität und Dichte beeinflusst. Die dynamische Viskosität von Methan liegt zwischen $1,1 \times 10^{-5}$ und $2,5 \times 10^{-5}$ Pa·s für einen Druck von 1 bis 300 bar. Bei Wasserstoff liegt der Wert bei ungefähr $0,9 \times 10^{-5}$. Dieser Unterschied in der Viskosität wirkt sich allerdings nur geringfügig auf den Strömungswiderstand aus, da der größere Unterschied in der Dichte hier dominant ist. Ein Vergleich des Druckverlustes pro Länge, dp/dl , zeigt, dass dieser bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 5 m/s und einem Druck von 1 bar für beide Gase bei etwa 1 Pa/m liegt. Dieser Druckverlust steigt annähernd linear auf 32 Pa/m für Methan und auf 4 Pa/m für Wasserstoff an (siehe Abbildung 15). Dieses Verhalten erlaubt höhere Strömungsgeschwindigkeiten für Wasserstoff in den Speicherkomponenten. Da die Dichte von Wasserstoff jedoch deutlich geringer ist, ist die pro Zeiteinheit transportierte Energie (Leistung) geringer als bei Methan. Dies wirkt sich auf die Ein- und Ausspeisekapazität aus.

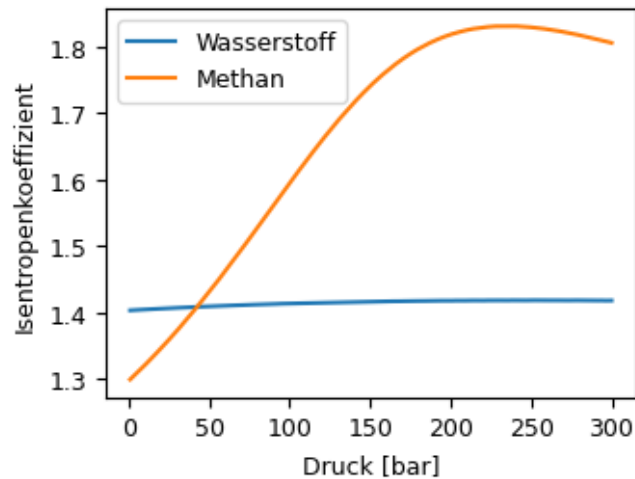
Abbildung 15: Druckverlust pro Länge für Wasserstoff und Methan bei einem Druck von 1 bis 300 bar. Berechnung mittels Darcy-Weisbach-Formel.



3.4.2.4 Isentropenkoeffizient, Kühlbedarf und Verdichtungsarbeit

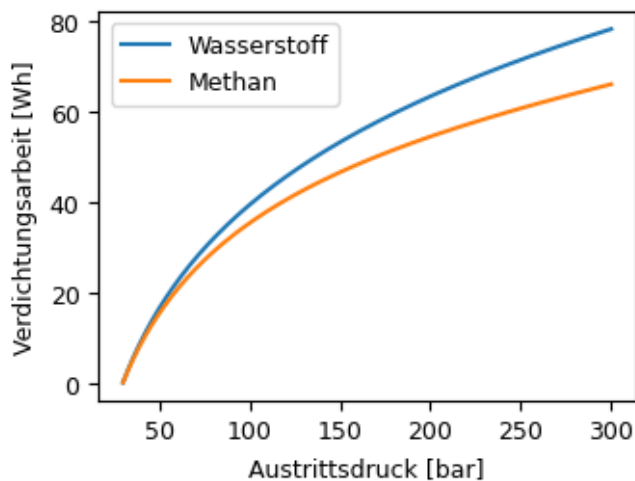
Eine weitere zentrale physikalische Größe bei thermodynamischen Prozessen ist der Isentropenkoeffizient κ . Er beschreibt das Verhältnis der Wärmekapazitäten eines Gases bei konstantem Druck und konstantem Volumen und gibt an, wie sich die bei einer Kompression zugeführte Energie auf Druck- und Temperaturänderung verteilt. Ein höherer κ -Wert bedeutet, dass ein größerer Anteil der Kompressionsarbeit zu einem Temperaturanstieg führt, statt nur zur Druckerhöhung. Das hat direkte Auswirkungen auf die benötigte mechanische Verdichtungsarbeit: Je größer der Isentropenkoeffizient, desto mehr Arbeit pro Kilogramm Gas ist erforderlich, um ein bestimmtes Druckniveau zu erreichen.

Abbildung 16: Der Isentropenkoeffizient für Wasserstoff und Methan bei $T=40^{\circ}\text{C}$, über einen Druck von 1 bis 300 bar.



Für Wasserstoff liegt der Wert von κ bei etwa 1,4 für große Temperatur- und Druckbereiche. Für Methan ist der Wert bei etwa 1,3 bei Umgebungsdruck, steigt dann auf 1,8 bei 200 bar und fällt für weiter steigenden Druck wieder leicht ab (siehe Abbildung 16) (National Institute of Standards and Technology (NIST), 2025). Für einen Wasserstoffspeicher ist anzunehmen, dass der Eingangsdruck nicht geringer als 30 bar ist. Ab diesem Bereich ist der κ -Wert für Wasserstoff etwas gleich groß, oder geringer als für Methan, somit ist der Temperaturanstieg und der Kühlbedarf bei der Kompression geringer.

Abbildung 17: Die adiabatische Verdichtungsarbeit um einen Nm^3 Gas von 30 bar bei $T=40^{\circ}\text{C}$ auf einen Austrittsdruck von 31 bis 300 bar zu verdichten



Die Arbeit pro Normkubikmeter (Nm^3) Gas wird auch durch die Dichte beeinflusst. Dieser Einfluss ist bei Wasserstoffkompression sehr stark und führt zu einem erhöhten Leistungsbedarf. Um einen Nm^3 Gas von 30 bar auf einen Austrittsdruck von 50 bar zu verdichten, sind für Wasserstoff etwas 2 Wh mehr erforderlich als für Methan, was etwa 10 % entspricht. Steigt der Austrittsdruck weiter an, nimmt auch die Differenz weiter zu und liegt bei Austrittsdruck von 150 bar bei 15 % (siehe Abbildung 17).

3.4.2.5 Joule-Thomson Effekt

Eine weitere relevante Größe für Gasspeicherkomponenten ist der Joule-Thomson -Koeffizient. Dieser beschreibt die Höhe der Temperaturveränderung eines Gases bei plötzlicher Ausdehnung. Für Methan ist dieser positiv und nimmt mit steigendem Druck ab. Wasserstoff hat hingegen ab ungefähr 15 °C einen negativen Joule-Thomson-Koeffizienten. Dies führt dazu, dass sich Wasserstoff bei der Ausdehnung, beispielsweise an einem Ventil, erwärmt und bringt den Vorteil, dass bei einer Druckreduktion keine Vorwärmung von Wasserstoff notwendig ist. Daher wird eine Vorwärmung nur noch für Anfahrzustände benötigt, um eine Vereisung der nachfolgenden Gastrocknung beziehungsweise Gasreinigung zu vermeiden.

3.4.2.6 Gasfeuchtigkeit

Die maximale Gasfeuchte beschreibt, wie viel Wasserdampf ein Gas bei bestimmten Druck- und Temperaturbedingungen aufnehmen kann. Bei Drücken unter 50 bar unterscheiden sich Methan und Wasserstoff kaum in ihrer Feuchteaufnahme. Bei höherem Druck (> 50 bar) nimmt Wasserstoff tendenziell weniger Feuchtigkeit auf als Methan. Dies wirkt sich auf die Auslegung der Trocknungsanlagen und Gasaufbereitungssysteme aus, insbesondere bei der Ausspeicherung. Je geringer die maximale Feuchteaufnahme, desto geringer ist das Risiko von Kondensatbildung, aber desto genauer muss auch die Trocknungstechnologie angepasst werden.

3.4.2.7 Diffusion

Wasserstoff unterscheidet sich von Methan vor allem durch seine geringere Molekülmasse und die daraus resultierende hohe Diffusionsfähigkeit. Aufgrund der kleinen Molekülgröße kann Wasserstoff deutlich leichter in Werkstoffe wie Stahl, Beton oder Elastomere eindringen. Dabei besteht das Risiko, dass er in Metallen Versprödung verursacht oder in Dichtungen Risse bildet, vor allem bei schnellen Druckwechseln. Methan hingegen ist chemisch träger und zeigt ein deutlich geringeres Diffusionsverhalten – sowohl in metallische als auch in nichtmetallische Werkstoffe. Während Methan kaum Wechselwirkungen mit den Speicherwerkstoffen eingeht, muss bei Wasserstoff die Materialauswahl sorgfältig angepasst werden, um langfristige Dichtheit und Betriebssicherheit zu gewährleisten. Bei bestehende Stahlkomponenten der Anlage sind Dichtheitsprüfungen und ein regelmäßiger Austausch notwendig.

3.4.2.8 Chemische und mikrobielle Prozesse

Bei der untertägigen Speicherung von Wasserstoff können im Unterschied zu Methan verschiedene chemische und biologische Prozesse auftreten. Wasserstoff ist ein sehr kleines und reaktives Molekül, das sich gut im Formationswasser (natürliches Wasservorkommen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten) löst. Dabei kann ein Teil des Gases dauerhaft verloren gehen, besonders in den ersten Speicherzyklen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass Wasserstoff mit Bestandteilen des Speichergesteins oder gelösten Stoffen im Wasser reagiert, etwa mit Eisen oder CO₂. Dies kann zur Bildung von Methan oder mineralischen Ablagerungen führen, die langfristig die Durchlässigkeit des Gesteins verändern können.

Ein weiterer wichtiger Unterschied zu Methan liegt im mikrobiellen Verhalten. Wasserstoff kann von bestimmten Mikroorganismen als Energiequelle genutzt werden. Diese können Schwefelwasserstoff (stark korrosiv!) oder Methan bilden, was zu Gasverlusten und zur Veränderung der Gaszusammensetzung führen kann. Methan hingegen ist deutlich stabiler, reagiert kaum mit seiner Umgebung und wird nicht mikrobiell abgebaut.

3.4.3 Speicherkomponenten

Für die Realisierung eines Wasserstoffspeichers müssen alle bestehenden Speicherkomponenten adaptiert werden beziehungsweise ist eine zusätzliche Reinheits- und Dichteprüfung (inklusive Zertifizierung) notwendig. In Summe gibt es keine unüberwindbaren rein technischen Hürden bei der Wasserstoffspeicherung.

Sowohl bei der Umwidmung als auch bei Neubau eines Speichers ist es erforderlich, alle obertägigen Anlagenteile neu zu errichten oder durch wasserstofftaugliche Komponenten zu ersetzen. Die bestehende Infrastruktur im Untergrund, wie beispielsweise Bohrungen, kann im Allgemeinen weiterverwendet werden.

Die Herausforderungen in der Wasserstoffspeicherung bei den Obertageanlagen sind in Tabelle 12 zusammengefasst. Die größten Hürden liegen dabei bei der Kompression sowie der Gasreinigung und -trocknung. Aufgrund der geringen Dichte, der kleinen Molekülgröße und dem Realgasverhalten sind mehrere Kompressorstufen und eine höhere Leistung notwendig, um Wasserstoff auf den Speicherdruck zu verdichten. Zusätzlich stellt die geringe Molekülgröße weitere Herausforderungen an das verwendete Kompressormaterial. Um hohe Ein- und Ausspeiseleistungen zu garantieren, wird auch ein großer Volumenstrom benötigt. Turboverdichter sind zurzeit noch nicht in der Lage, Wasserstoff effizient auf den Speicherdruck zu verdichten. Daher müssen Kolbenverdichter verwendet werden (Neuman & Esser, 2025).

Wird Wasserstoff auch stofflich genutzt, sind die Reinheitsanforderungen besonders hoch, wodurch insbesondere die Schritte der Trocknung und Reinigung beeinflusst werden.

Tabelle 12: Hürden der obertägigen Speicherkomponenten

Komponente	Einschätzung technischer Herausforderung	Beschreibung	Lösung
Rohrmaterialien und Dichtungsmaterialien	Niedrig	Wasserstoff kann durch Rohrmaterialien diffundieren und zur Versprödung führen. Er kann auch in Elastomere eindringen und dort Materialermüdung verursachen.	Materialersatz (z. B. wasserstoffbeständiger Stahl), Dichtheitsprüfung und regelmäßiger Austausch notwendig
Ventile und Armaturen	Niedrig	Ventile und Armaturen sind besonders von Leckagen bedroht, da Wasserstoff durch kleinste Spalte entweichen kann.	Ausgereifte Produkte sind bereits am Markt verfügbar.
Kompressionsanlagen	Hoch	Kompressoren müssen hohen Drücken standhalten und wasserstoffkompatibel sein. Für große Aus- und Einspeiseleistungen müssen Kompressoren für hohe Durchflüsse ausgelegt sein.	H ₂ -feste Materialien und größere Antriebsleistung im Vergleich zu Erdgas nötig. Keine ausgereiften Turbo-Verdichter am Markt verfügbar. Kolbenverdichter sind bereits verfügbar.

Komponente	Einschätzung technischer Herausforderung	Beschreibung	Lösung
Gastrocknung und Abscheider	Hoch	Dichte und Molekülgröße beeinflussen das Abscheideverhalten. Bei stofflicher Nutzung ist die Reinheitsanforderung hoch.	Membran- und Adsorptionsverfahren sind anzuwenden, Anpassung des Abscheideverfahren und der Komponenten.
Kühler	Niedrig	Wasserstoff hat eine höhere Eintrittstemperatur an den Obertageanlagen nach der Ausspeicherung.	Der Kühlbedarf ist höher.
Vorwärmer	Niedrig	Wasserstoff hat einen negativen Joule-Thomson-Koeffizienten und erwärmt sich bei Druckverringerung.	Eine geringere thermische Leistung fällt an.
Mess-, Warn- und Analyseanlagen	Mittel	Viele konventionelle Sensoren sind bei Wasserstoff ungenau – geringe Dichte und schnelles Diffusionsverhalten erschweren die Messung.	Anpassung auf geringere Dichte durch Kalibrierung oder spezielle Sensoren.
Nebenanlagen	Niedrig	Höhere Explosionsgefahren und höherer Diffusionskoeffizient als bei Erdgas.	Explosionsschutzbereiche sind anzupassen.

Die Hürden für die Untertageanlagen sind vergleichbar gering und in Tabelle 13 beschrieben. Sie implizieren zusätzliches Monitoring von mikrobiellem Verhalten und Vermeidung von Wasserstoffverlusten.

Tabelle 13: Hürden der untertägigen Speicherkomponenten

Komponente	Einschätzung technischer Herausforderung	Beschreibung	Lösung
Zementation	Niedrig	Zemente im Untergrund müssen sowohl gasdicht als auch chemisch beständig gegenüber Wasserstoff sein.	Verwendung spezieller Zemente oder Zusatzstoffe möglich. Bei existierenden Speicherprojekten bereits umgesetzt.
Bohrlochkopf	Niedrig	Anforderungen an den Bohrlochkopf für Wasserstoff entsprechen denen für Erdgas.	Die Marktverfügbarkeit ist gegeben.

Komponente	Einschätzung technischer Herausforderung	Beschreibung	Lösung
Deckgebirge	Niedrig	Die Widerstandsfähigkeit des Deckgebirges gegen Gasmigration wird durch Beimischung von Wasserstoff nicht beeinflusst.	Bei intakter Formation keine Maßnahmen notwendig
Porenraum	Mittel	Der Porenraum kann mikrobiell aktiv sein oder Wasserstoff chemisch binden, was zu Speicherverlusten führt.	Monitoring von Bioaktivität und Mineralreaktionen, gegebenenfalls Druckmanagement

Neben den technischen Herausforderungen der Wasserstoffspeicherung bestehen auch organisatorische, beziehungsweise regulatorische Hürden, etwa bei der Anpassung des Explosionsschutzbereichs. Technisch ist dies leicht umzusetzen, jedoch kann ein damit einhergehender erhöhter Flächenbedarf die reale Umsetzbarkeit einer Umrüstung beeinträchtigen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden in Kapitel 5 behandelt.

3.4.4 Zeitliche Dimension bei Umrüstung und Neubau von Wasserstoffspeichern

Sowohl der Neubau als auch die Nutzung bestehender Speicher als Wasserstoffspeicher erfordern einen längeren zeitlichen Vorlauf für Planung, Genehmigung und Umsetzung. Bei einer Umwidmung ist zusätzlich zu prüfen, inwieweit die bisherigen Aufgaben der Erdgasspeicher für die Versorgungssicherheit und die Stabilität des Gasnetzes weiterhin notwendig sind. Diese Bewertung betrifft nicht nur den österreichischen Markt, sondern auch benachbarte Länder, in denen Erdgas voraussichtlich noch länger eine wichtige Rolle spielen wird. Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass Neubauten in der Regel schneller realisiert werden können als Umwidmungen.

Sofern die rechtlichen Rahmenbedingungen gegeben sind und keine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, ist für Planung und Genehmigung der Anlage mit einem Zeitraum von mindestens zwei Jahren zu rechnen. Für Bau und Inbetriebnahme müssen zusätzlich mindestens drei Jahre eingeplant werden, sodass insgesamt von einer Projektdauer von mindestens fünf Jahren auszugehen ist. Dieser Zeitraum ist als optimistisch anzusehen, da standortspezifische Gegebenheiten, zum Beispiel die potenziell nötige Realisierung von Stromzuleitungen für Kompressorantriebe, die Dauer erhöhen können.

3.5 Speichermöglichkeiten und -potenziale in Österreich

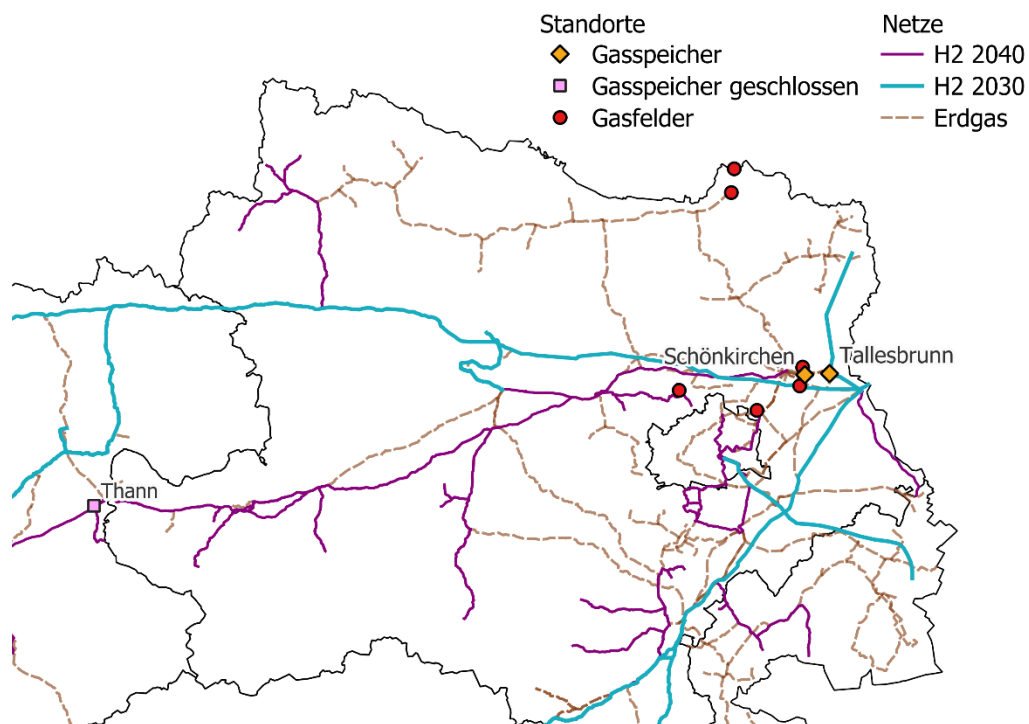
Die Quantifizierung eines konkreten, standortscharfen Speicherpotenzials ist schwierig, da viele Parameter die möglichen Speicherpotenziale beeinflussen. Die Lagerstätten weisen große Unterschiede in Bezug auf Porosität, Tiefe und weiteren geologischen Eigenschaften auf. Zusätzlich führt auch der Unterschied im Realgasverhalten zu einem geringeren Speicherpotenzial, da sich die molekularen Eigenschaften mit steigendem Druck negativ auf die Speichermenge an Wasserstoff auswirken und sich auch das Verhältnis von Kissengas zu Arbeitsgas erhöht (siehe Abschnitt 3.4.2). Letztgültige Aussagen zum Speicherpotenzial einer Lagerstätte sind erst nach ausführlichen Analysen des korrekten Standorts möglich. Aus diesem Grund sind alle Abschätzungen mit entsprechender Unsicherheit versehen und die dargestellten Werte unter diesem Gesichtspunkt zu verstehen.

3.5.1 Kartierung potenzieller Speicherstandorte

Die geologisch geeigneten Speicherregionen in Österreich befinden sich hauptsächlich im Wiener Becken sowie in der Molassezone in den Bundesländern Oberösterreich und Salzburg. Beide Regionen weisen sowohl bestehende Erdgasspeicher als auch ausgeförderte Gasfelder auf, die potentiell für den Bau neuer Wasserstoffspeicher genutzt werden können. Die Kartierung der Lagerstätten und Erdgasspeicher basiert auf Daten der europäischen Forschungsprojekte HyUSPRE (HyUSPRE project, 2023) und Hystories (Hystories Project, 2025), in denen das Potenzial für die unterirdische Wasserstoffspeicherung bewertet wurde, und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

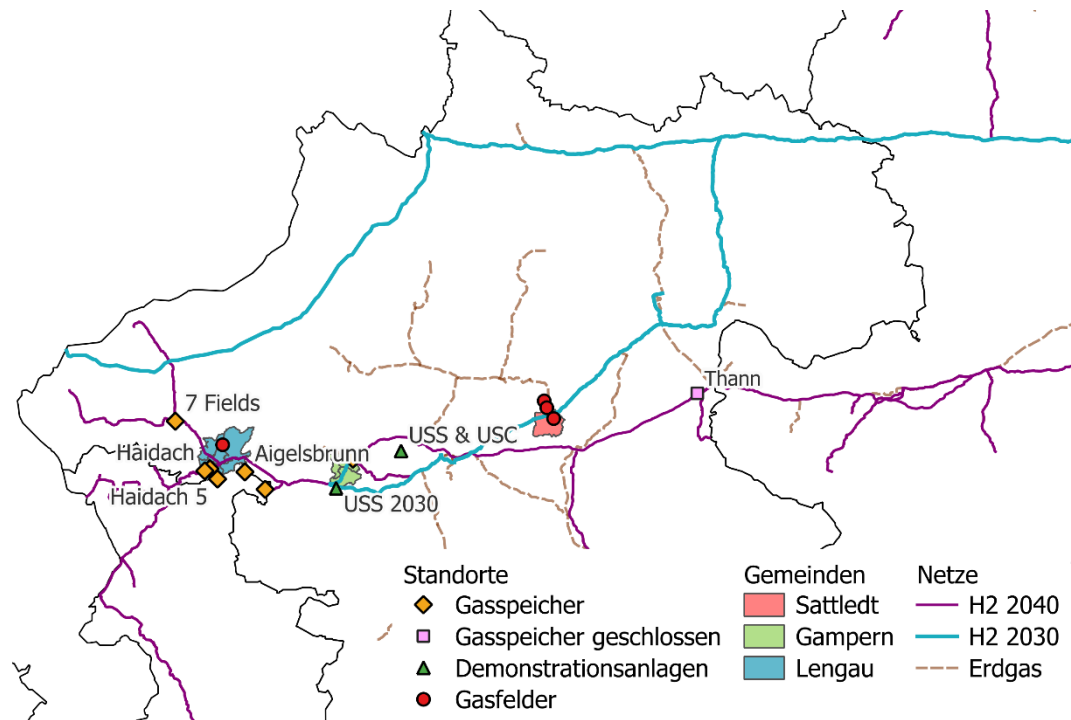
Abbildung 18 zeigt den aufgelassenen Erdgasspeicher Thann, welcher potenziell für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden kann, die bestehenden Erdgasspeicher der OMV, sowie Gasfelder im Umkreis von Wien und an der Grenze zu Tschechien.

Abbildung 18: Gasfelder, Gasspeicher, sowie Wasserstoffinfrastruktur und Erdgasnetz im Bereich des Wiener Beckens



In der Molassezone befinden sich Gasspeicheranlagen der RAG Austria AG beziehungsweise solche, bei denen die RAG Austria AG für die technische Betriebsführung zuständig ist. Zusätzlich befinden sich in dieser Region auch die beiden Pilotprojekte zur Wasserstoffspeicherung, USS in Pilsbach und USS 2030 in Rubensdorf. Die Speicherkapazität dieser beiden Demonstrationsanlagen liegt bei etwa 0,01 TWh. Abgesehen von den bestehenden Speicheranlagen befinden sich einige Gasfelder entlang des Wasserstoff-Startnetzes. In der aktuellen Langfristigen und integrierten Netzplanung 2024 (AGGM Austrian Gas Grid Management AG, 2025) wurde zudem für die Gemeinden Gampern, Lengau und Sattledt ein Antrag auf Kapazitätserweiterung für die Ein- /Auspeisung von Wasserstoff gestellt. Daraus lässt sich schließen, dass in der Nähe dieser Gemeinden mögliche Wasserstoffspeicher entstehen könnten. Eine Übersichtskarte zur Molassezone ist in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Gasfelder, Gasspeicher, Demonstrationsanlagen und Wasserstoffinfrastruktur im Bereich von Oberösterreich und Salzburg.



3.5.2 Abschätzung Wasserstoffspeicherpotenzial

Eine Untersuchung der Montanuniversität Leoben (Kulich & Ott, 2024) liefert eine umfassende Abschätzung geologischer Speicherpotenziale in Österreich. Die Autoren schätzen das Umwidmungspotenzial bestehender Erdgasspeicher auf 26 TWh, das gesamte theoretische geologische Potenzial wird mit 73 TWh beziffert. Die Auswahlkriterien basieren ausschließlich auf den technischen Eigenschaften der Lagerstätten und berücksichtigen nicht deren Nähe zur bestehenden Infrastruktur. Darüber hinaus wurde auch die Speichereignung für CO₂ bewertet, wodurch potenzielle Zielkonflikte mit der Wasserstoffspeicherung aufgezeigt werden. Abweichend davon ergeben sich aus den Daten der EU-Projekte HyUSPre (HyUSPre project, 2023) und Hystories (Hystories Project, 2025) ein theoretisches Speicherpotenzial von circa 145 TWh Wasserstoff in Österreich, da hierbei, neben bestehenden Erdgasspeichern und Gasfeldern, auch Ölfelder berücksichtigt werden.

Eine Übersicht der Abschätzung der realisierbaren Potenziale, die eine verbindliche Marktnachfrage sowie entsprechende Wirtschaftlichkeit voraussetzen, ist in Tabelle 14 zusammengefasst. Kurz- bis mittelfristig liegt das realisierbare Potenzial bei 3,2 TWh (ENTSOG, 2025) bis 5 TWh und entfällt hauptsächlich auf Neubauten von Wasserstoffspeichern entlang des H2 Startnetzes in Oberösterreich. Langfristig bis 2050 können 22 – 30 TWh (ENTSOG, 2025) realisiert werden, wobei hier verstärkt von Umwidmungen bestehender Erdgasspeicher auszugehen ist. In der Dimension 2050+ sind auch realisierbare Speicherpotenziale von mehr als 30 TWh möglich, wenn sich Österreich zu einer Wasserstoffdrehscheibe für Europa entwickelt und damit verbunden eine vorrangige Speicherlokation wird.

Tabelle 14: Übersicht der realisierbaren Wasserstoffspeicherpotenziale in Österreich

Zeitraum	Wasserstoffspeicherpotenzial
Kurz- bis mittelfristig	3,2 – 5 TWh (hauptsächlich Neubau)
Langfristig (bis 2050)	22 – 30 TWh (vorrangig bestehende Erdgasspeicher)
2050+	Mehr als 30 TWh (AT als vorrangige Speicherlokation)

3.6 Zusammenfassung

Die geologische Speicherung von Wasserstoff ist für Österreich vor allem in porösen Lagerstätten wie ausgeförderten Erdgasfeldern oder bestehenden Erdgasspeichern von Relevanz. Aufgrund seiner stofflichen Eigenschaften führt Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas zu geringeren Speicherkapazitäten unter denselben Bedingungen und stellt höhere Anforderungen an Materialien und Technik. Zwar bestehen noch einzelne technische Hürden, insbesondere bei Kompressoren und Gasaufbereitung, diese sind jedoch lösbar. Ein Wasserstoffspeicherprojekt lässt sich im besten Fall innerhalb von fünf Jahren umsetzen – zwei Jahre für Planung und Genehmigung sowie drei Jahre für Bau und Inbetriebnahme –, erfordert allerdings entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen. Erste kommerzielle Wasserstoffspeicher werden sich auf kleinere Neubauprojekte, etwa ein geplanter Speicher entlang des oberösterreichischen H₂-Startnetzes mit einer Kapazität von 300 GWh (Kirchner, 2025), konzentrieren, während im weiteren Verlauf auch die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher an Bedeutung gewinnt. Insgesamt ist das Potenzial für die geologische Wasserstoffspeicherung in Österreich hoch, mit möglichen Standorten in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg.

4 Ökonomische Aspekte

In Kapitel 4 werden auf Basis der aktuellen österreichischen Situation hinsichtlich Speicherbedarfen und Speicherpotenzialen die wirtschaftlichen Aspekte des Baus, Umbaus und Betriebs von geologischen Wasserstoffspeichern in Österreich genauer untersucht. Folgende Aspekte werden dabei quantitativ abgeschätzt und diskutiert:

- Die zeitliche Entwicklung der Kostenkomponenten und sowie der spezifischen Speicherkosten (4.1),
- Die Entwicklung möglicher Erlöse und der aus der Gegenüberstellung mit den Kosten resultierende Förderbedarf (4.2), sowie
- Die Finanzierungsmodelle, mit denen der Markthochlauf von geologischen Wasserstoffspeichern unterstützt und gestaltet werden kann (4.3).

4.1 Abschätzung der Kosten

In diesem Abschnitt wird in einem ersten Schritt die zeitliche Entwicklung der Kostenkomponenten des Neu- und Umbaus und des Betriebs von Wasserstoffspeichern abgeschätzt. Für diese Abschätzung wurden Annahmen zu verschiedenen Aspekten getroffen.

Entwicklung des Speicherbedarfs

Die Modellierung des Speicherbedarfs erfolgt auf Grundlage und nach der Methodik des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (siehe Kapitel 2). Dabei werden die erforderliche Speicherkapazität, die Ein- und Ausspeicherleistung sowie die Betriebsweise berücksichtigt. Es wird angenommen, dass keine ausländischen Kunden auf die Speicher zugreifen. Die Daten liegen in 5-Jahresschritten vor, die Zwischenjahre werden linear interpoliert. Die den Berechnungen zugrunde liegende Wasserstoff-Bedarfsentwicklung führt bereits im Jahr 2030 zu einem Bedarf nach Wasserstoffspeichern. Die zeitgerechte Verfügbarkeit dieser Speicherkapazität ist unter Berücksichtigung der Mindestvorlaufzeiten aufgrund der Genehmigungsverfahren sowie der Bau- beziehungsweise Umbauzeiten herausfordernd und bietet keinen Spielraum für Verzögerungen.

Technische Grundlagen

Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf Porenspeichern. Der Bau und Betrieb von Kavernenspeichern wurde aufgrund der in Österreich bestehenden geringen Potentiale sowie der wesentlich längeren Vorlaufzeiten bei deren Errichtung nicht berücksichtigt. Die Bereitstellung des Kissengases erfolgt in Form von Wasserstoff.

Technische und ökonomische Daten

Die verwendeten Daten stammen aus einer umfassenden Literaturrecherche zu Kosten- und Finanzierungskomponenten. Ergänzend wurden Interviews mit relevanten Stakeholdern aus der Branche geführt und ein Fragebogen eingesetzt, um Rückmeldungen zu den Kostenkomponenten zu erhalten.

Finanzierungsannahmen

Stilllegungskosten werden in der Betrachtung nicht berücksichtigt. Der Betrachtungszeitraum für Investitions- und Betriebskosten umfasst 2025 bis 2040. Für das Jahr 2040 werden Restbuchwerte sowohl für die Anlagen als auch für das Kissengas einbezogen. Die Tilgung der aufgenommenen Kredite erfolgt gleichmäßig über die

gesamte Laufzeit. Die Berechnungen basieren auf realen Preisen. Aufgrund der angenommenen Mindestbauzeit von 5 Jahren fallen die Investitionskosten in den 5 Jahren vor der Verfügbarkeit der in diesem Jahr neu installierten Speicherkapazität an. Die anfallenden Investitionskosten werden jeweils gleichmäßig über die gesamte Errichtungszeit verteilt.

Die Auswertung der Interviews sowie die Sichtung relevanter Literatur zeigen, dass erhebliche Unsicherheiten und Streuungen in verschiedenen Bereichen bestehen. Besonders deutlich wird dies bei den **geologischen Bedingungen**, die stark von der jeweiligen Lagerstätte abhängen. Diese Unterschiede ergeben sich aus spezifischen geologischen und lagerstättenphysikalischen Gegebenheiten.

Auch im Bereich des **eingesetzten Kissengases** bestehen Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich des Verhältnisses von Wasserstoff zu Methan sowie der Bewertung und Kosten des eingesetzten Gases gegenüber den Aufbereitungskosten. **Technische Anforderungen** an das Netz, wie etwa der notwendige Druck oder der geforderte Reinheitsgrad des Wasserstoffs, stellen weitere Unsicherheitsfaktoren dar.

Darüber hinaus beeinflussen unterschiedliche **Betriebsweisen** und mögliche Entwicklungen am Markt die Auslegung der Speicher, etwa in Bezug auf die Anzahl der Speicherzyklen oder die erforderlichen Speichergrößen.

Nicht zuletzt zeigen sich auch bei den **Kostenbandbreiten von H₂-tauglichen Komponenten** deutliche Schwankungen, was die Planung und Bewertung zusätzlich erschwert.

Die Bandbreite der verfügbaren Daten sowie die Unsicherheiten, die aufgrund der derzeit noch geringen Erfahrung mit Finanzierung, Bau und Betrieb von geologischen Wasserstoffspeichern bestehen, führen zu einer ebenso großen Bandbreite an Ergebnissen, die zum Zeitpunkt der Durchführung dieser Studie nicht robust eingegrenzt werden kann. Daher werden für die weiteren quantifizierten Betrachtungen drei Szenario-Varianten definiert, und diese an in weiter Folge hinsichtlich ihrer Sensitivität auf ausgewählte Parameter untersucht.

4.1.1 Entwicklung der Kostenkomponenten und LCoS

Die aus dem Neu- beziehungsweise Umbau sowie dem Betrieb entstehenden Kosten, die in dieser Studie betrachtet werden, setzen sich aus vier Komponenten zusammen: die Investitionskosten (CAPEX) der obertägigen sowie der untertägigen Anlagen, die Kosten für das Kissengas sowie die Betriebskosten. Zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung dieser Kostenkomponenten wurden aus den verfügbaren Daten zu den Investitionskosten drei Szenario-Varianten der spezifischen Investitionskosten ermittelt, die sowohl die Datenannahmen der verschiedenen Literaturquellen als auch die Einschätzungen der Interviewpartner widerspiegeln: Variante „Hoch“ mit 1.250 €/MWh, „Mittel“ mit 600 €/MWh sowie „Niedrig“ mit 150 €/MWh. Wesentliche weitere, zur Berechnung der der Entwicklung der Kostenkomponenten erforderliche Daten und Annahmen sowie die Bedarfsentwicklung sind in der folgenden Liste beziehungsweise in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Wesentliche Annahmen und Finanzierungsparameter

Gesamtkosten	Annahme	Quelle
Verhältnis von Arbeits- zu Kissengas	1:1	Annahme
Diskontrate	5 %	(Clemens, 2024)
Zinssatz für Fremdfinanzierung	3 %	(E-Control, 2022)
Finanzierungsdauer	30 Jahre	Annahme
Anteil durch Kreditfinanzierung	60 %	(E-Control, 2022)
Gestehungskosten für Wasserstoff 2025	210 €/MWh	Annahme
Gestehungskosten für Wasserstoff 2040	80 €/MWh	Annahme

Tabelle 16: Ergebnisse der Bedarfsentwicklungen aus AP1

Modelldaten	2030	2035	2040
Erforderliche Speicherkapazität [GWh]	1.214	6.812	7.653
Ausgespeicherte Energiemenge [GWh]	2.095	8.415	10.308
Einspeicherleistung [MW]	814	2.762	6.204
Ausspeicherleistung [MW]	912	3.452	7.755

Abbildung 20 bis Abbildung 22 zeigen die Entwicklung der Kostenkomponenten von 2025 bis 2040 der drei Szenario-Varianten in drei Diagrammen. Das linke Diagramm zeigt die Entwicklung der nicht-diskontierten Kostenkomponenten, unterteilt in ober- und untertägige Investitionskosten, Kosten für Kissengas und Betriebskosten, sowie die Entwicklung der jährlich ausgespeicherten Wasserstoff-Mengen. Das mittlere Diagramm zeigt die Entwicklung der diskontierten kumulativen Kostenkomponenten von 2024 bis 2040 sowie der Restwerte von Anlagen und Kissengas im Jahr 2040. Die rechte Abbildung zeigt die resultierenden Levelised Cost of Storage (LCoS) (berechnet nach (Fraunhofer ISE, 2021) aus den kumulativen Kosten sowie der kumulativ ausgespeicherten Wasserstoffmenge) sowie die Anteile der Kostenkomponenten an diesen.

Abbildung 20 zeigt die Ergebnisse für die Szenario-Variante "CAPEX: Hoch". Jährliche Kosten zwischen 250 Millionen und 290 Millionen Euro pro Jahr von 2025 bis 2029, danach 870 Millionen bis 890 Millionen Euro von 2030 bis 2034, sowie ungefähr 980 Millionen Euro von 2035 bis 2039. Im Jahr 2040 fall nur noch die Betriebskosten an. Kumulativ steigen die diskontierten Kosten von 2025 bis 2040 auf insgesamt 7,258 Milliarden Euro an. Diesen Kosten steht bei einer Abschreibedauer von 30 Jahren ein Restwert durch Anlagen und Kissengas in der Höhe von 2,690 Milliarden Euro gegenüber.

Mit diesen Gesamtkosten abzüglich des Restwerts von 4.569 Milliarden Euro ergeben sich bei einer kumulativ ausgespeicherten Wasserstoffmenge von 62.859 GWh mit Levelised Cost of Storage (LCoS) zu 127 €/MWh.

In Abbildung 21 wird gezeigt, dass die nicht-diskontierten Kostenkomponenten sich im Fall "CAPEX: Mittel" qualitativ gleich wie im Fall "CAPEX: Hoch" entwickeln, jedoch auf niedrigerem Niveau: von 2025 bis 2029 130 Millionen bis 170 Millionen Euro, von 2030 bis 2034 470 bis 490 Millionen Euro, und von 2025 bis 2039 circa 555 Millionen Euro. Die diskontierten kumulativen Gesamtkosten von 2025 bis 2040 belaufen sich auf

4.095 Millionen Euro, der Restwert beträgt 1.205 Millionen Euro. Damit ergeben sich im Fall "CAPEX: Mittel" LCoS von 80 €/MWh.

Die Ergebnisse im Fall "CAPEX: Niedrig" sind im zeitlichen Verlauf ebenfalls qualitativ gleich wie die Ergebnisse in den Fällen "CAPEX: Hoch" und "CAPEX: Mittel", jedoch auf einem noch niedrigeren Niveau: die nicht-diskontierten Kosten von 2025 bis 2029 liegen zwischen 40 Millionen und 80 Millionen Euro, von 2030 bis 2034 bei 180 Millionen bis 200 Millionen Euro, und von 2025 bis 2029 bei 245 Millionen Euro. Die diskontierten kumulativen Gesamtkosten von 2025 bis 2040 belaufen sich auf 1.795 Millionen Euro, der Restwert beträgt 290 Millionen Euro. Damit ergeben sich im Fall "CAPEX: Mittel" LCoS von 42 Euro/MWh.

Im Fall "CAPEX: Hoch" verteilen sich die LCoS zu 20 % auf die untertägigen und 59 % auf die obertägigen Investitionskosten, 9 % auf das Kissengas sowie 12 % auf die Betriebskosten (siehe auch Tabelle 17). Durch die niedrigeren Investitionskosten in den anderen Fällen vergrößert sich der Anteil der OPEX an den LCoS im Fall "CAPEX: Niedrig" auf 48 %, der des Kissengases auf 36 %.

Abbildung 20: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Hoch"

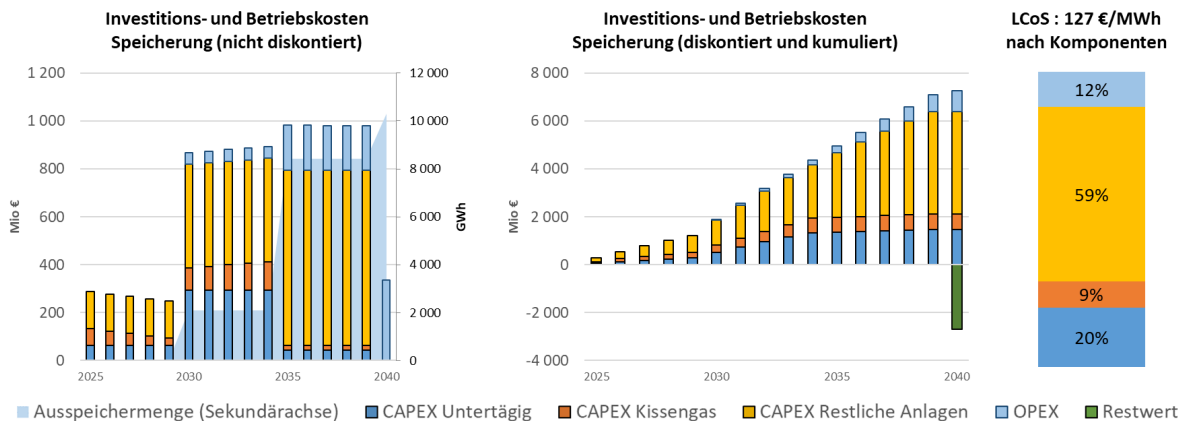


Abbildung 21: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Mittel"

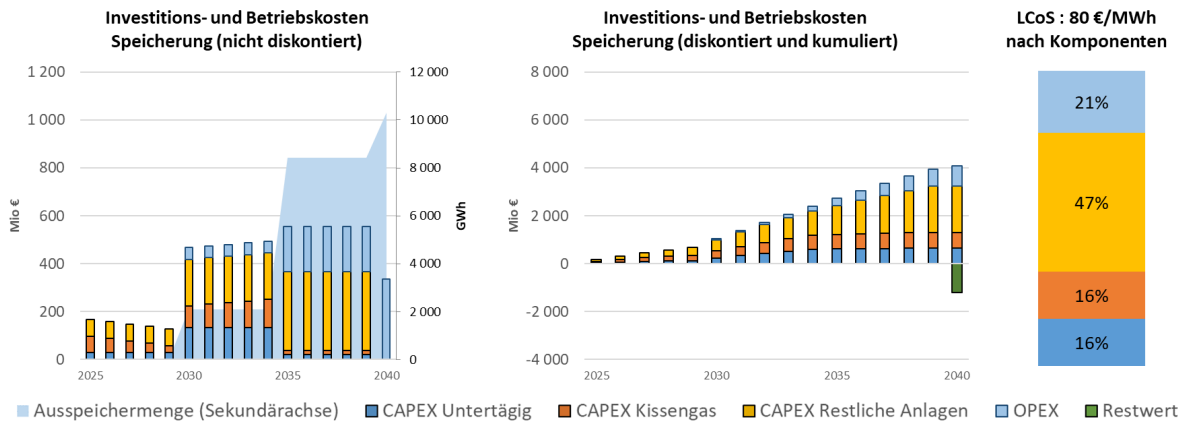


Abbildung 22: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Niedrig"

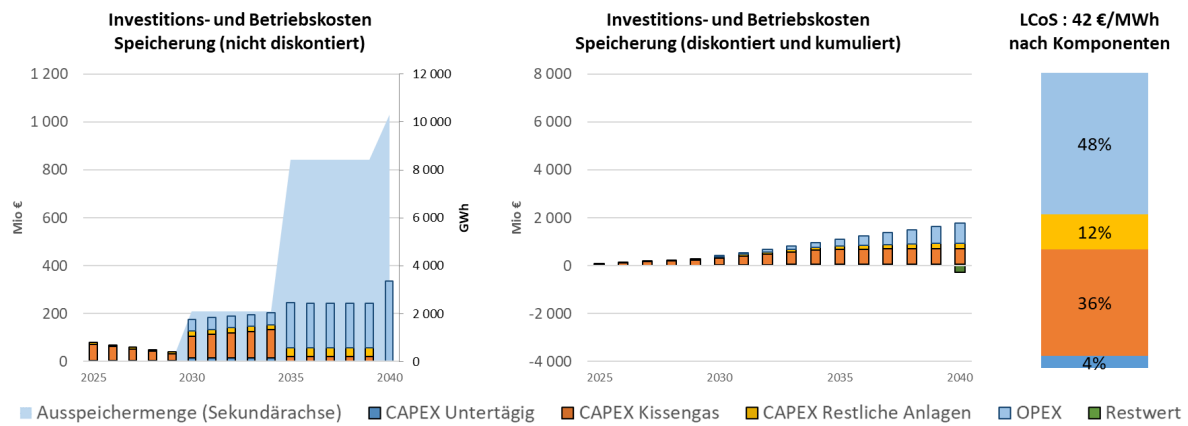


Tabelle 17: Ergebnisse der Szenario-Varianten

Szenario-Variante	Hoch	Mittel	Niedrig
Kumulative diskontierte Investitions- und Betriebskosten abzgl. Restwert [Mio. €]	4.569	2.890	1.506
Kumulativ ausgespeicherte Energie [GWh]	62.859	62.859	62.859
Levelised Cost of Storage (LCoS) [€/MWh]	127	80	42
Levelised Cost of Storage (LCoS) [€/kg]	5,01	3,17	1,65
Anteil der CAPEX Untertägig an den LCoS	20 %	16 %	4 %
Anteil der CAPEX Kissengas an den LCoS	9 %	16 %	12 %
Anteil der CAPEX Restliche Anlagen an den LCoS	59 %	47 %	36 %
Anteil der OPEX an den LCoS	12 %	21 %	48 %

Im Fall eines Umbaus bereits bestehender Erdgasspeicher zu Wasserstoffspeichern reduzieren sich die erforderlichen Investitionskosten, jedoch nur in eingeschränktem Ausmaß. Die wesentliche Kostenreduktion liegt in den untertägigen Installationen, die wahrscheinlich zu einem großen Teil weiterverwendet werden können, jedoch zusätzlich auf ihre Tauglichkeit für den Einsatz mit Wasserstoff überprüft werden müssen. Der obertägige Teil der Anlage muss aufgrund der anderen Anforderungen an Komponenten wie Kompressoren und Messeinrichtungen und auch der erforderlichen Aufreinigungsanlagen meist völlig neu errichtet werden. Der Weiterbetrieb der Anlage als Erdgasspeicher bis zur Inbetriebnahme als Wasserstoffspeicher erfordert in manchen Fällen ebenfalls parallel errichtete obertägige Anlagenteile. Diese Aspekte wurden auch in den Interviews mit allen derzeitigen Speicherbetreibern hervorgehoben.

Aufgrund des im Vergleich zu anderen Faktoren nur geringen Einflusses (siehe Tabelle 18) werden in weiterer Folge nur noch die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis der Kosten beim Neubau eines Speichers dargestellt.

Tabelle 18: Vergleich der LCoS der Szenario-Varianten bei Neubau und Umbau

Szenario-Variante	LCoS bei Neubau [€/MWh]	LCoS bei Umbau [€/MWh]	Relative Reduktion der LCoS [%]
Fall CAPEX: Hoch	127	121	-5 %
Fall CAPEX: Mittel	80	78	-3 %
Fall CAPEX: Niedrig	42	41	-1 %

4.1.2 Sensitivität der Levelised Cost of Storage (LCoS)

Um die Unsicherheiten, mit denen die Annahmen zu wesentlichen Berechnungsparametern behaftet sind, abzuschätzen, wurden basierend auf jeder der drei Szenario-Varianten ausgewählte Parameter variiert. So wird die Sensitivität der Ergebnisse auf diese Parameter dargestellt, die verschiedene Aspekte des Baus und Betriebs von Wasserstoffspeichern betreffen (Tabelle 19):

- Der Kissengasanteil als Parameter der geologischen Eigenschaften der Speicherstätten und der ökonomischen Optimierung zwischen höherem Wasserstoffanteil oder höheren Aufbereitungskosten
- Die Zyklenzahl als wesentlicher Parameter einer vorwiegend saisonalen oder auch wöchentlichen oder täglichen Betriebsweise der Speicher
- Der Kreditzinssatz, stellvertretend für die Finanzierungskosten und damit für die ökonomische Risikobewertung

Tabelle 19: Werte der variierten Parameter für die Sensitivitätsbetrachtung

Parameter	Beschreibung	Annahme
Kissengasanteil	Verhältnis von Arbeits- zu Kissengas	1:1 / 1:1,4 / 1:2
Zyklenzahl	Multiplikator für ausgespeicherte Energiemenge	1 / 1,2 / 1,5
Kreditzinssatz	Zinssatz für Fremdfinanzierung	2 % / 3 % / 4 % / 5 %

Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtungen für die drei Szenariovarianten. In der Szenario-Variante "CAPEX: Hoch" reicht die Bandbreite der ermittelten LCoS von 72 €/MWh bis 163 €/MWh, während im Fall "CAPEX: Niedrig" die Ergebnisse zwischen 27 €/MWh und 47 €/MWh liegen. Im Fall "CAPEX: Mittel" liegen die Ergebnisse zwischen 46 €/MWh und 90 €/MWh.

Abbildung 23: Bandbreiten der LCoS der drei Szenario-Varianten "CAPEX: Hoch/Mittel/Niedrig"

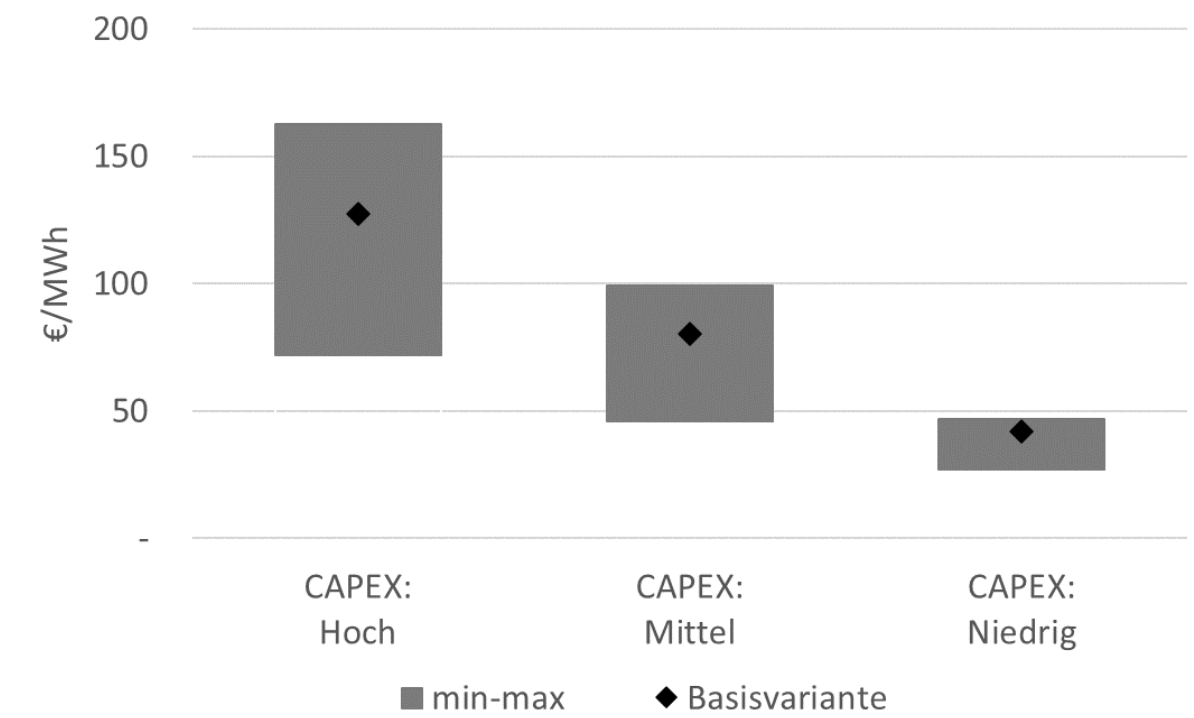
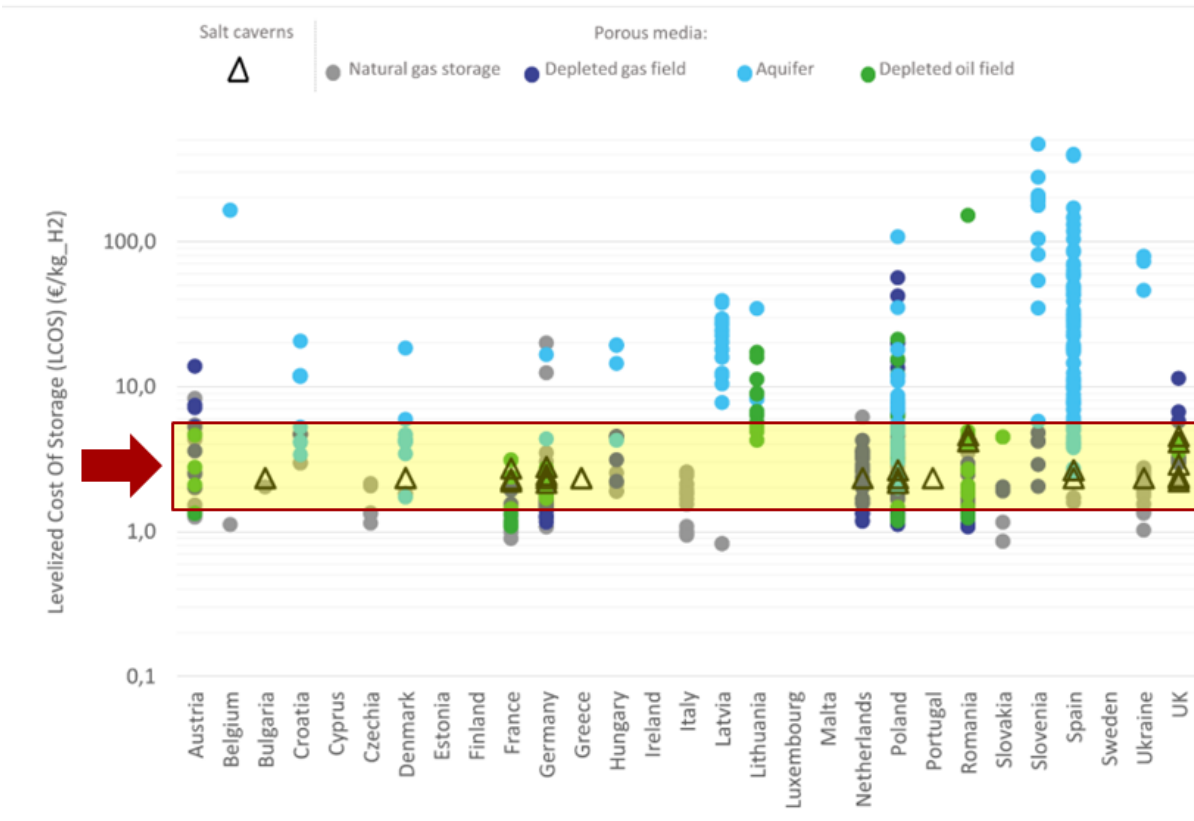


Abbildung 24: Vergleich der Bandbreite der ermittelten LCoS mit den Ergebnissen von (Hystories, 2023)



Zur Plausibilisierung der Ergebnisse wurde die Bandbreite der in dieser Studie erhaltenen Ergebnisse mit den Ergebnissen von (Hystories, 2023) verglichen. Der Vergleich zeigt eine hohe Übereinstimmung der Bereiche der Ergebnisse dieser Studien mit denen des Projektes Hystories für ausgeführte und bestehende Erdgaslagerstätten.

4.1.3 Zusammenfassung

Zusammenfassend lassen sich für die ökonomischen Abschätzungen folgende Punkte festhalten:

- Die Kosten für den Bau und Betrieb von geologischen Wasserstoffspeichern fallen signifikant höher aus als bei anderen Speichertechnologien. Besonders herausfordernd ist dabei die primär saisonale Nutzung dieser Speicher, da sie eine ungünstige Kostenwälzung mit sich bringt.
- Damit die ersten Wasserstoffspeicher bereits 2030 kommerziell in Betrieb sein und einen bestehenden Wasserstoffspeicherbedarf abdecken können, müsste die minimal erwartbare Bauzeit solcher Speicherprojekte eingehalten werden (5 Jahre).
- Die Abschätzung der tatsächlichen Kosten und Realisierungszeiträume ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Dies liegt vor allem daran, dass bislang kaum belastbare statistische Daten vorliegen. Darüber hinaus zeigen sowohl die Fachliteratur als auch branchenspezifische Quellen eine sehr breite Streuung bei den Angaben zu Kosten und technischen Parametern, was eine verlässliche Planung zusätzlich erschwert.

4.2 Erlösbetrachtungen

In diesem Abschnitt werden die Erlöse aus dem Betrieb von Wasserstoffspeichern abgeschätzt. Dabei werden sowohl die Einnahmen der Speicherbetreiber, die aus der Vermarktung der Speicherkapazität stammen, als auch die derzeit möglichen Förderungen berücksichtigt.

In der Gegenüberstellung der Erlöse mit den anfallenden Kosten des Baus und Betriebs von Wasserstoffspeichern ergibt sich die Finanzierungslücke, die durch Maßnahmen wie Förderungen oder auch weiteren Entgeltanpassungen gedeckt werden muss.

4.2.1 Aktuelle Förderungen

Die derzeitigen Förderungen sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene im Kontext der Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff sind auf der Website der Hydrogen Partnership Austria HyPA umfangreich und aktuell dargestellt (HyPA, 2025).

Auf nationaler Ebene liegen die Schwerpunkte der Förderungen derzeit auf der Erzeugung von Wasserstoff sowie auf der Forschung zu Technologien und Maßnahmen zur Verwendung und zur Umstellung von Anwendungen, im Speziellen in der Industrie und im Verkehr.

Auf EU-Ebene werden Vorzeige- und Innovationsprojekte vom EU-Innovationsfonds gefördert sowie die Erzeugung von Wasserstoff von der EU Hydrogen Bank.

In beiden Bereichen sind Wasserstoffspeicher nur projektbezogen im Rahmen von Forschungs- und Demonstrationsprojekten adressiert. Eine systematische Unterstützung darüber hinaus durch Finanzierungsinstrumente oder Ausnahmen beziehungsweise Erleichterungen wie Steuererleichterungen oder die Befreiung von Netzentgelten besteht derzeit nicht.

4.2.2 Entgeltvarianten

Derzeit sind noch keine geologischen Wasserstoffspeicher im Betrieb, wodurch es auch keine verfügbaren Entgeltmodelle für deren Vermarktung gibt. Für eine Abschätzung der zukünftigen Erlöse aus dem Betrieb der Wasserstoffspeicher wurden daher in einem Näherungsschritt auf Basis eines Mittelwertes derzeitiger Tarife für in Österreich im Erdgasbereich angebotene Speicherbündel ein fiktives Entgelt für Wasserstoffspeicher entwickelt. Für diese Entwicklung wurden folgende Schritte durchgeführt:

- Das Entgelt für ein Speicherbündel (feste Kapazität) wurde auf spezifische Entgelte für Speicherkapazität (das heißt Arbeitsgasvolumen) sowie Einspeicher- und Ausspeicherleistung verteilt, wobei die Verteilung mit 33 % für das Arbeitsgasvolumen, 27 % für die Einspeicherleistung und 40 % für die Ausspeicherleistung angenommen wurde (Uniper, 2024).
- Diese spezifischen Entgelte wurden dann mit Faktoren für die Unterschiede der spezifischen volumetrischen Energiedichte von 3,32, einem angenommenen Realgasfaktor von 1,10 sowie einem Kostenzuschlag für höhere Fertigungsanforderungen für wasserstofftaugliche Technologien von 25 % gegenüber Erdgastechnologien hochskaliert.
- Auf die Kosten der Ausspeicherleistung wurde ein Kostenzuschlag für die zur Sicherstellung der Wasserstoffqualität erforderliche Aufreinigungsanlage (Hystories, 2022) angenommen.

Mit dieser Skalierung beträgt das Entgelt für ein Speicherbündel 485.500 Euro pro Jahr, für ein Arbeitsgasvolumen von 5 GWh und eine Ein- und Ausspeicherleistung von 10 MWh/h. Das als Basis für die Skalierung verwendete gemittelte Entgelt für ein Speicherbündel für Erdgas beträgt 95.500 Euro pro Jahr.

4.2.3 Erlösentwicklung

Abbildung 25 zeigt die Gegenüberstellung der Entwicklung der nicht-diskontierten kumulativen Erlöse von 2030 bis 2040 mit den insgesamt bis 2040 angefallenen kumulativen Kosten für die Szenario-Variante "CAPEX: Hoch". Man sieht, dass die hochskalierten Entgelte nicht den in dieser Variante entstehenden Kosten entsprechen und so im Jahr 2040 eine Resterlösbedarf von circa 3.200 Millionen Euro entsteht. Im Fall der Szenario-Variante "CAPEX: Niedrig" (Abbildung 26) liegt dieser Resterlösbedarf bei nur noch 150 Millionen Euro im Jahr 2040.

Abbildung 25: Kumulierte Erlöse 2030 bis 2040 aus dem Betrieb von Wasserstoffspeichern und Gegenüberstellung mit den Kosten der Szenariovariante "CAPEX: Hoch"

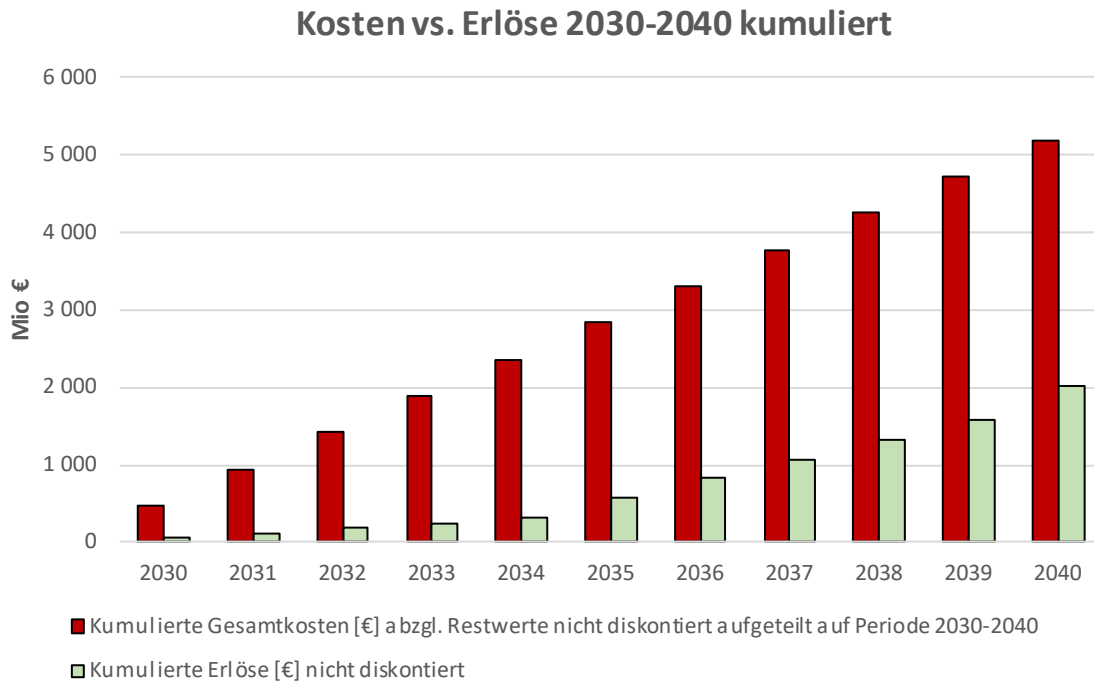
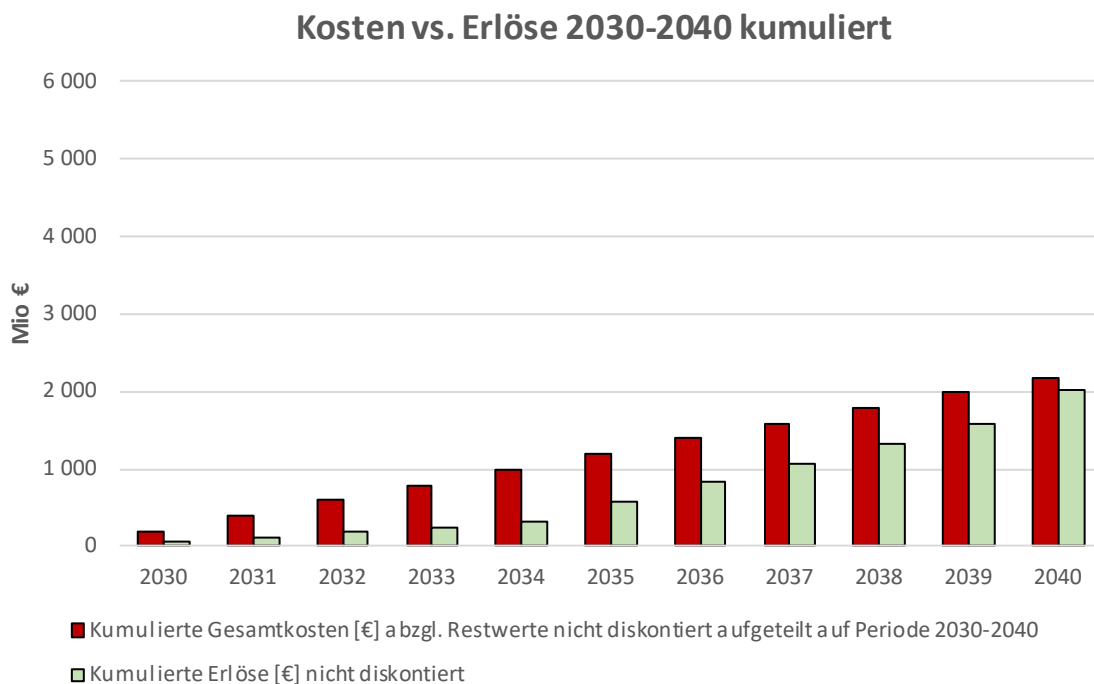


Abbildung 26: Kumulierte Erlöse 2030 bis 2040 aus dem Betrieb von Wasserstoffspeichern und Gegenüberstellung mit den Kosten der Szenariovariante CAPEX:Niedrig



Zur Bestimmung des Einflusses der Gewichtung der Komponenten bereitgestelltes Arbeitsgasvolumen, bereitgestellte Ein- und Ausspeicherleistung sowie Energie (das heißt Entgelt je Menge ein- oder ausgespeicherter Wasserstoff) auf die Erlöse in verschiedenen Bedarfsentwicklungen (Tabelle 4) wurden von diesem Basisentgelt (E1) weitere Entgelte nach folgendem Prinzip abgeleitet:

- E1: hochskaliert von Erdgastarif
- E2: hochskaliert von E1 zur Kostendeckung im Bedarfsfall ohne ausländische Speicherkunden
- E3: hochskaliert von E1 zur Kostendeckung im Bedarfsfall ohne ausländische Speicherkunden ohne Energiekomponente
- E4: hochskaliert von E1 zur Kostendeckung im Bedarfsfall ohne ausländische Speicherkunden ohne Kapazitäts- und Leistungskomponente
- E5: hochskaliert von E1 zur Kostendeckung im Bedarfsfall ohne ausländische Speicherkunden, nur mit Kapazitätskomponente

Diese Betrachtung gibt in weiterer Folge Hinweise darauf, wie Entgelte, die Speichernutzungsverträgen hinterlegt werden, strukturell gestaltet werden sollten, um bei Abweichungen von prognostizierten Bedarfsentwicklungen mögliche Mindererlöse zu minimieren.

Tabelle 20: Preiskomponenten der Entgeltvarianten E1 bis E5

Entgeltkomponenten	Einheit	E1	E2	E3	E4	E5
Speichervolumen	€ je GWh	8.700	22.251	27.960	0	108.747
Einspeicherung Leistung	€ je MW	19.300	49.361	62.026	0	0
Einspeicherung Energie	€ je GWh	3.300	8.440	0	41 334	0
Ausspeicherung Leistung	€ je MW	24.900	63.683	80.024	0	0
Ausspeicherung Energie	€ je GWh	3.300	8.440	0	41 334	0

Abbildung 27: Differenz von Kosten und Erlösen je nach Bedarfsentwicklung und Entgeltvariante

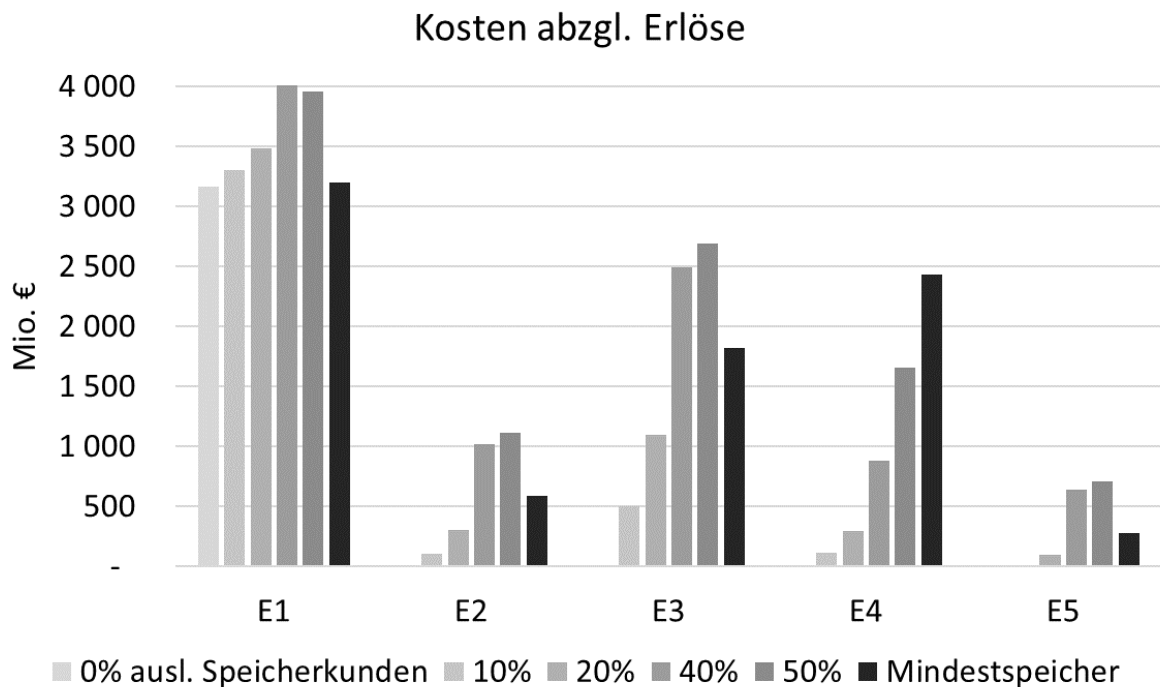


Abbildung 27 und Tabelle 21 zeigen die nicht-diskontierte Differenz zwischen Kosten und Erlösen für den Zeitraum 2025 bis 2040, für die verschiedenen Entgeltvarianten bei ebenfalls variierten Bedarfsentwicklungen infolge ausländischer Speicherkunden sowie des Bedarfs aufgrund der technischen Mindestanforderungen.

Man kann sehen, dass die Entgeltvariante des hochskalierten Basisfalls E1 im Fall hoher CAPEX zu einer Differenz zwischen Kosten und Erlösen von zwischen 3.165 Millionen und 4.020 Millionen Euro führen. In den Varianten E2 bis E4 steigen die Kosten mit dem Anteil ausländischer Speicherkunden an und erreichen Werte bis nahezu 2.700 Millionen Euro.

Der Grund dafür ist, dass die Bedarfe ausländischer Speicherkunden eine noch stärkere saisonale Charakteristik aufweisen und damit zu einer geringeren ausgespeicherten Energiemenge im Vergleich zur installierten Leistung und Kapazität führen und so die Kostenwälzung verschlechtern.

In der Mindestspeicherbedarfsvariante sinkt die Differenz wieder, ausgenommen im Fall eines Entgelts mit reiner Energiekomponente E4.

Die geringsten Änderungen der Differenz zwischen den verschiedenen Bedarfsentwicklungen ergibt sich im Fall der Entgeltvariante E5, in der das Entgelt ausschließlich aus einer Komponente zur Bepreisung der gebuchten Speicherkapazität besteht.

Tabelle 21: Differenz von Kosten und Erlösen in Millionen EUR je nach Bedarfsentwicklung und Entgeltvariante

Restsaldo	E1	E2	E3	E4	E5
0 % ausl. Speicherkunden	3.165	0	0	-1	0
10 %	3.302	105	502	113	3
20 %	3.481	299	1.094	293	95
40 %	4.020	1.015	2.496	882	635
50 %	3.955	1.113	2.692	1.653	708
Mindestspeicher	3.197	591	1.815	2.434	276

4.2.4 Zusammenfassung

Derzeit sind noch keine Entgelte für die Speicherung von Wasserstoff für eine Erlösabschätzung verfügbar. Die technischen Unterschiede von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas weisen auf signifikant höhere Entgelte zur Abdeckung der entstehenden Kosten hin.

Ein tatsächlicher zukünftiger Förderbedarf ist, abgesehen von den anfallenden Kosten, stark abhängig von der Entwicklung des Bedarfs an Speicherkapazität sowie der Ein- und auch Ausspeicherleistung und der Höhe der vermarktbareren Entgelte. All diese Faktoren sind derzeit mit hohen und sich teilweise verstärkenden Unsicherheiten behaftet.

4.3 Finanzierungsmodelle

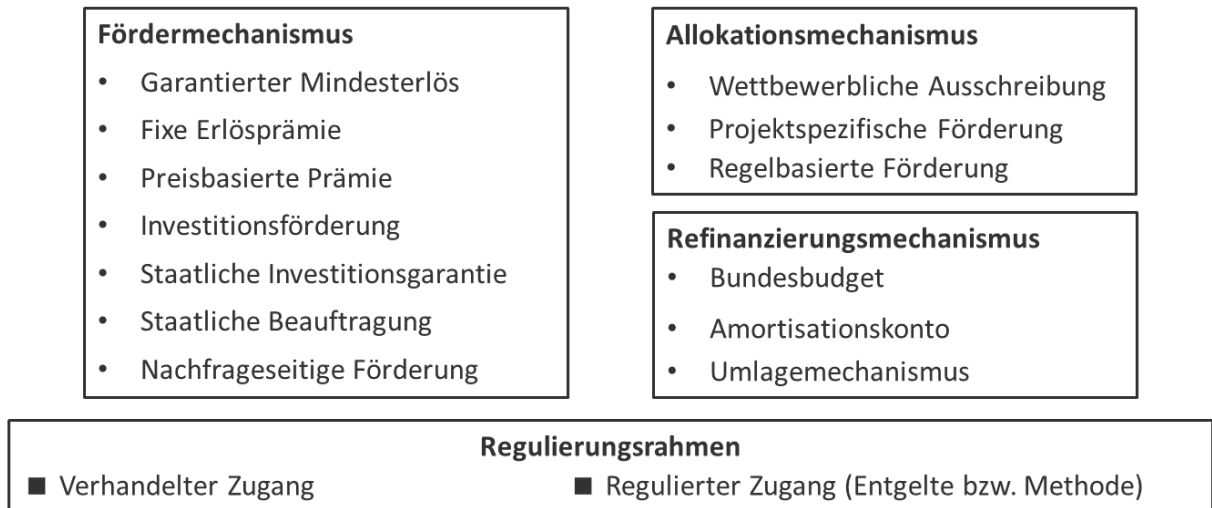
In diesem Abschnitt werden mögliche Finanzierungsmodelle von Wasserstoffspeichern beschrieben und hinsichtlich ihrer Eignung zur Unterstützung der Entwicklung einer Wasserstoff-Speicherinfrastruktur faktisch diskutiert. Die Beschreibung und die Diskussion bauen im Wesentlichen auf der Studie (dena, 2024) auf, berücksichtigt aber auch weitere Quellen wie (Frontier Economics, 2024) sowie die Erkenntnisse und Interviews, die im Rahmen der gegenständlichen Studie gewonnen beziehungsweise geführt wurden.

Die Diskussion gibt keine Empfehlung für ein Finanzierungsmodell für die Einrichtung und den Betrieb von geologischen Wasserstoffspeichern in Österreich ab. Vielmehr werden die Gestaltungsmöglichkeiten eines solchen Finanzierungsmodells sowie die für die Auswahl des Modells relevanten Aspekte herausgearbeitet.

Ein Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher kann als eine Kombination von vier Komponenten verstanden werden (dena, 2024):

- Regulierungsrahmen: bestimmt die Grundlage für den Zugang zu Wasserstoffspeichern und die Methoden der vom Nutzer zu zahlenden Speicherentgelte
- Fördermechanismus: deckt eine mögliche Differenz zwischen den Einnahmen durch Nutzerentgelte und den Gesamt-Finanzierungsbedarf für den Speicher
- Allokationsmechanismus: beschreibt die Regeln der Vergabe von Fördermitteln
- Refinanzierungsmechanismus: beschreibt das System der Refinanzierung der Förderkosten

Abbildung 28: Komponenten eines Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher; nach (dena, 2024)



Im Folgenden werden einzelnen Komponenten eines Finanzierungsmodells kurz beschrieben.

4.3.1 Regulierungsrahmen

Gemäß Artikel 37 der Richtlinie (EU) 2024/1788 sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, ein System für den regulierten Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen spätestens ab 01.01.2033 einzuführen. Dies bedeutet, dass die Entgelte und Zugangsbedingungen von einer Regulierungsbehörde festgelegt werden, um transparente, diskriminierungsfreie und fair kalkulierte Tarife zu gewährleisten.

Während einer Übergangsphase bis zum 31. Dezember 2032 können Mitgliedsstaaten den Zugang auf verhandelter Basis gewähren. In dieser Phase werden die Entgelte und Bedingungen zwischen den Parteien frei verhandelt, wobei regulatorische Rahmenbedingungen sicherstellen, dass der Zugang nicht unbillig verweigert wird.

Der verhandelte Zugang wird in Österreich aktuell bei Erdgasspeichern angewandt. Die E-Control hat eine umfassende Überwachungsfunktion und Streitbeilegungskompetenz, einschließlich der Missbrauchskontrolle bezüglich Speicherentgelte und der ex-ante Kontrolle der Allgemeinen Geschäftsbedingungen und Methoden.

Für Wasserstoffspeicher wäre ein verhandelter Zugang nur bis Ende 2032 möglich, was aufgrund der Vorlaufzeiten nur für kleine Speicherkapazitäten praktikabel erscheint. Der regulierte Zugang führt zu einheitlichen Entgelten für alle Speichernutzer, wodurch eine Quersubventionierung einer Nutzergruppe durch eine andere verhindert wird. Dies hat auch Auswirkungen auf die Höhe möglicher Erlöse.

Eine detailliertere Diskussion der Regulierung des Speicherzugangs findet sich in Abschnitt 5.3.

4.3.2 Fördermechanismus

Es wurden sieben verschiedene Fördermechanismen identifiziert, die die Differenz zwischen Einnahmen durch Entgelte und den Refinanzierungsbedarf der Speicher decken können. Diese Mechanismen werden im Folgenden aufgezählt und kurz beschrieben.

Garantierter Minimalerlös

Ein garantierter Minimalerlös für den Speicherbetreiber stellt zunächst nutzungsunabhängig sicher, dass die anfallenden Kosten teilweise oder zur Gänze abgedeckt werden. Die Förderung sinkt dabei mit zunehmenden Erlösen durch die Speicherbewirtschaftung. In einer Ausgestaltung, in der die Förderung marginal weniger sinkt, als die marktlichen Erlöse steigen, bietet dieses Modell den Anreiz, die Einnahmen aus der Vermarktung der Speicher weiter zu maximieren. Dieses Förderungskonzept adressiert sowohl das Mengen- als auch das Preisrisiko, erfordert jedoch im Vorfeld die Festlegung eines Mindestelerlöses.

Fixe Erlösprämien

Bei Förderung durch eine fixe Erlösprämie erhalten Speicherbetreiber fixe zusätzliche, jedoch nicht kostendeckende Zahlungen zu ihren aus der Speichernutzung erhaltenen Erlösen. Es ist möglich, dieses Konzept mit einer Erlösobergrenze zu verbinden und darüberhinausgehende Erlöse ganz oder teilweise abzuschöpfen. Dieses Modell mindert sowohl Preis- als auch Mengenrisiko des Betreibers und bietet den Anreiz, marktwirtschaftliche Einnahmen zu maximieren, kann jedoch bei entsprechender Parametrierung zu einer Überförderung führen.

Preisbasierte Prämienmodelle

Preisbasierte Prämien fördern in Abhängigkeit von der Nutzung des Speichers, das heißt je nach den von den Speichernutzern gezahlten Preisen beziehungsweise Entgelten. Neben einer preisunabhängigen fixen Prämie ist auch eine gleitende Ausgestaltung möglich, in der sich die Förderung an einem definierten Referenzpreis bemisst und die im Falle einer Überschreitung auch eine Abschöpfung beinhalten kann. Dieses Prämienmodell wirkt auf das Preis-, aber nicht auf das Mengenrisiko.

Investitionskostenförderung

Durch Investitionskostenförderungen wird dem Speicherbetreiber ein Teil der Investitionskosten zurückerstattet und damit die Kapital- und Finanzierungskosten reduziert. Damit können Investitionsentscheidungen erleichtert werden, Mengen- und Preisrisiken werden dadurch einnahmenseitig nicht verringert.

Staatliche Investitionsgarantien

Staatliche Investitionsgarantien sichern Mindereinnahmen des Speicherbetreibers insbesondere beim Eintreten von Ereignissen, die außerhalb seines Einflussbereichs liegen. Diese Ereignisse werden im Vorfeld definiert und sind z. B. Verzögerungen beim Anschluss ans Wasserstoffnetz oder der Ausfall von beziehungsweise Verzögerungen bei geplanten Speichernutzern. Diese Garantien adressieren nicht das Preisrisiko und nur eingeschränkt das Mengenrisiko, können aber durch die Verringerung des Investitionsrisikos die Finanzierungskosten senken.

Staatliche Beauftragung von Wasserstoffspeichern

Im Fall einer staatlichen Beauftragung des Baus oder Betriebs von Wasserstoffspeichern direkt durch den Staat an ein privates oder ein staatliches Unternehmen können sowohl der Ausbau als auch die für die Speichernutzung eingehobenen Entgelte gesteuert werden. Dieses Instrument überträgt das Mengen- und Preisrisiko auf den Staat und ist einerseits sehr effektiv, erfordert aber auf der anderen Seite einen sehr hohen staatlichen Finanzierungsbedarf und impliziert eine Marktverzerrung, die nach dem EU-Beihilfenrecht separat geprüft werden muss.

Nachfrageseitige Instrumente

Nachfrageseitige Instrumente fördern Wasserstoffspeicher durch Anreize oder Verpflichtungen und zielen entweder direkt auf die Speichernutzung oder indirekt auf die gesamte Wasserstoffnutzung (und damit indirekt die Speichernutzung) ab. Im Gegensatz zu den vorherigen Instrumenten adressieren diese Maßnahmen Speichernutzer und nicht die Speicherbetreiber. Sie fördern pauschal oder nutzungsabhängig mittels einer Prämie oder eines Aufschlags den Einsatz von Wasserstoff (direkt oder aus Speichern) für bestimmte Zwecke, oder verpflichten Nutzergruppen mittels einer Quote.

Diese Instrumente adressieren Mengen- und Preisrisiko nur indirekt, und ihre Effektivität ist in hohem Maße von vielen Einflussfaktoren wie konkreten Förderhöhen, Ausgleichszahlungen für etwaige Quotenverfehlungen oder Substitutionsmöglichkeiten durch andere Energieträger abhängig.

4.3.3 Allokationsmechanismus

Eine weitere Komponente eines Finanzierungsmodells ist der Allokationsmechanismus, der die Vergabe der Fördermittel festlegt. Die drei als besonders wesentlich angesehenen Modell werden hier in der Folge kurz beschrieben.

Wettbewerbliche Ausschreibungen

Wettbewerbliche Ausschreibungen regeln den Zugang zu einer Förderung nach dem geringsten Förderbedarf und erzeugen so einen Wettbewerbsdruck unter den Förderwerbern. Darüber hinaus können weitere, auch nicht-kostenbezogene Kriterien in den Auswahl- und Reihungsprozess der Förderansuchen aufgenommen werden. Das Fördervolumen kann auf die erwarteten Speicherbedarfe abgestimmt werden, wobei die konkreten Werte der Ausschreibungen speziell in den ersten Ausschreibungsrunden mittels der gewonnenen Erfahrungen an die Förderziele angepasst werden müssen. Aufgrund des Wettbewerbs ist dieses Verfahren meist auch mit dem EU-Wettbewerbsrecht vereinbar.

Projektspezifische Zuwendungen

In diesem Verfahren werden die Kosten des Projektwerbers typischerweise offengelegt und auf dieser Basis projektspezifisch das Förderniveau festgelegt. Dabei kann der Zuschlag sowohl wettbewerbsorientiert als auch nach anderen Kriterien erteilt werden. Zur Vermeidung von Marktverzerrungen fallen beihilferechtliche EU-Vorgaben strenger aus als bei Wettbewerbsverfahren.

Einheitliche regelbasierte Förderung

Bei diesem Instrument wird die Förderung auf Basis einer vorab festgelegten regulierten Methode festgelegt. Zur Vermeidung von Überförderung, einer Verfehlung des durch die Förderung angestrebten Ausbauziels und

zur Einhaltung von Unionsrecht sind komplexe Verfahren zur Festlegung von kostendeckenden Erlösen für unterschiedliche Speicher und deren Vermarktungskonzepte erforderlich.

4.3.4 Refinanzierungsmechanismus

Der Refinanzierungsmechanismus beschreibt die Aufbringung der Fördermittel, die durch den Fördermechanismus bereitgestellt werden sollen. Im Wesentlichen werden die folgenden drei Ansätze kurz beschrieben.

Refinanzierung durch das Bundesbudget

Die Finanzierung der Förderkosten durch das Bundesbudget ist die direkteste Aufbringung der Mittel zur Förderung des Hochlaufs von Wasserstoffspeichern. Die Umsetzung ist weniger komplex als die Einrichtung anderer Mechanismen, erfordert dafür eine politische Abstimmung und Einigung und bedeutet eine längerfristige, mitunter auch von der Größenordnung her bedeutende budgetäre Verpflichtung.

Refinanzierung durch ein Amortisationskonto

Die zu Beginn des Markthochlaufs von Wasserstoff geringe Anzahl von Speichernutzern beziehungsweise die geringe Menge an Wasserstoffspeicherbedarf stehen den hohen anfallenden Kosten des Auf- und Umbaus der Speicherkapazitäten sowie deren Betrieb gegenüber. Dieser Unterschied kann voraussichtlich aufgrund zu geringer Zahlungsbereitschaft nicht gedeckt werden. Dagegen können zu einem späteren Zeitpunkt bei zunehmender Nutzung der Speicher in einem regulierten Markt keine Übergewinne für einen Ausgleich der Unterdeckung in der frühen Marktphase erwirtschaftet werden.

Ein Amortisationskonto ermöglicht die intertemporale Verteilung der Kosten, womit die frühen Fehlbeträge durch spätere Gewinne ausgeglichen werden können. Mögliche verbleibende Fehlbeträge am Ende des vereinbarten Amortisationszeitraums können je nach Ausgestaltung der Risikoübernahme zwischen Speicherbetreibern und der öffentlichen Hand abgedeckt werden.

Refinanzierung durch einen Umlagemechanismus

Mittels eines Umlagemechanismus können die Förderkosten auf eine definierte Gruppe von Marktteilnehmern verteilt werden. Diese Nutzergruppe kann dabei im Sinne des Verursacherprinzips auf die Nutzer von Wasserstoff begrenzt oder auch als Querfinanzierung auf Nutzer von Erdgas oder anderen Energieträgern erweitert werden.

4.3.5 Einordnung der österreichischen Situation

Für die Wahl eines passenden Finanzierungsmodells für den Markthochlauf von Wasserstoffspeichern sind aus den bisherigen Erkenntnissen dieser Studie mehrere Aspekte zu berücksichtigen:

- **Kein beziehungsweise illiquider Markt:** Es ist wahrscheinlich, dass zu Beginn des Markthochlaufs sowohl nur geringe Mengen an Wasserstoff erzeugt und damit zu speichern sein werden, als auch die Nachfrage nach Wasserstoff aufgrund der erforderlichen technologischen Umstellung noch gering sein wird. Auch die Anzahl der Marktteilnehmer wird niedrig sein.
- **Unsicherheiten hinsichtlich Mengen und Preisen:** Die Entwicklung eines Marktes für Wasserstoffspeicher ist grundlegend von der Entwicklung der Aufbringung und des Verbrauchs von Wasserstoff abhängig. Beide Aspekte stehen noch am Beginn ihrer Entwicklung und es ist – nicht zuletzt aufgrund der Unsicherheit der Gesteungskosten von Wasserstoff – noch nicht absehbar, in welchem Ausmaß die derzeitigen Nutzer von

Erdgas dieses durch Wasserstoff ersetzen oder auf andere Energieträger wie elektrische Energie umsteigen werden.

- **Hohe Kosten:** Sowohl aufgrund der frühen Marktphase für Wasserstofftechnologien als auch der grundsätzlich unterschiedlichen chemischen und physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff sind sowohl der Bau als auch der Betrieb von Wasserstoffspeichern signifikant teurer als der von bisherigen Erdgasspeichern. Damit werden besonders zu Beginn des Markthochlaufs hohen Kosten nur geringe Wasserstoffspeicherbedarfe gegenüberstehen. Die derzeit erwarteten Betriebsweisen von Wasserstoffspeichern tragen ebenfalls zu einer ungünstigen Verteilung der Investitionskosten auf die ausgespeicherten Wasserstoffmengen bei.
- **Lange Vorlauf-, Betriebs- und Refinanzierungszeiten:** Die derzeitigen Annahmen zur Dauer sowohl des Neubaus eines Wasserstoffspeichers als auch des Umbaus von Erdgasspeichern erfordert Entscheidungen, die ebenfalls unter großen Unsicherheiten über die Marktentwicklung getroffen werden müssen. Darüber hinaus erfordern sowohl die tatsächlichen Betriebszeiten von geologischen Wasserstoffspeichern von 40 Jahren als auch die aufgrund der hohen Kosten langen Refinanzierungszeiträume langfristige Planungssicherheit.

4.3.5.1 Bewertungskriterien

Die Auswahl der einzelnen Komponenten eines Finanzierungsmodells erfolgt im Hinblick auf verschiedene Kriterien, die dieses Modell erfüllen soll.

- Die **Effektivität** eines Finanzierungsmodells zeigt sich darin, wie weit es die Überwindung der wesentlichen Hürden und damit sichere beziehungsweise – in Relation zum Risiko – ausreichende Gewinne ermöglicht. Zu diesen Hürden zählen insbesondere die Höhe und Unsicherheit der Kosten sowie das Mengen- und Preisrisiko.
- **Effizienz** eines Modells bedeutet, dass die Fördermittel zielgerichtet und bedarfsgerecht eingesetzt werden und Überförderung vermieden wird. Effizienz ist damit häufig gegenläufig zur Effektivität. Sie kann durch verschiedene Instrumente gewährleistet werden, wie Auswahlverfahren durch sorgfältig definierte Bewertungskriterien, durch den Selektionsdruck wettbewerblicher Verfahren oder durch die detaillierte Prüfung eingereicherter Projekte. Weiters können Abschöpfungsmechanismen dazu beitragen, Überförderung bei geänderten Marktbedingungen zu vermeiden.
- Die **Umsetzbarkeit** eines Finanzierungsmodells hängt von der Notwendigkeit gesetzlicher Bestimmungen oder Institutionen sowie der Vielfalt an Institutionen und Verwaltungsebenen, die für die Implementierung erforderlich sind, ab. Darüber hinaus muss das Finanzierungsmodell konform sein mit den unionsrechtlichen Bestimmungen, wie Beihilfe- oder Wettbewerbsrecht. Schlussendlich ist auch die Budgetwirksamkeit ein wesentlicher Aspekt, da die mitunter langfristig gesicherte Bereitstellung großer staatlicher Budgetmittel nicht zuletzt große politische Bekenntnisse und Verpflichtungen bedeutet.
- Die **Flexibilität** eines Systems ist von großer Bedeutung, da es Anpassungsmöglichkeiten an Änderungen der Rahmenbedingungen wie Kosten, technologische Entwicklungen und die Marktsituation bieten muss. Ein flexibles System kann auf neue Herausforderungen und Entwicklungen reagieren und bleibt somit langfristig relevant und effektiv.

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten eines Finanzierungsmodells speziell auch im Hinblick auf die österreichische Situation, die Erkenntnisse dieser Studie und die oben genannten Bewertungskriterien ohne Anspruch auf Vollständigkeit kommentiert.

4.3.5.2 Regulierungsrahmen

Die Wahl des Regulierungsrahmens ist aufgrund des von der EU vorgegebenen Rechtsrahmens auf österreichischer Ebene im Wesentlichen auf die Methode der Regulierung eingeschränkt. Ein verhandelter Zugang zu Wasserstoffspeichern ist zwar bis Ende 2032 möglich, jedoch in Anbetracht der Errichtungs- beziehungsweise Umbaudauer von Wasserstoffspeichern und der bisher getroffenen effektiven Entscheidungen der (künftigen) Speicherbetreiber auf eine sehr kurze Zeit für eine geringe Speicherkapazität beschränkt. Die Inanspruchnahme von Bestandsschutzregeln („Grandfathering“) ist auf Verträge, die bis August 2026 geschlossen werden, beschränkt und damit voraussichtlich praktisch nicht anwendbar.

Der regulierte Zugang zu Wasserstoffspeichern hat mehrere unterschiedliche Auswirkungen auf die Wirksamkeit der Fördermechanismen. Ein regulierter Tarif wirkt direkt auf das Preisrisiko, wodurch dieses entfällt. Durch ein höheres Preisniveau kann jedoch gegebenenfalls das Mengenrisiko verschärft werden, da bei höheren Speicherpreisen mit höherer Wahrscheinlichkeit Maßnahmen zur Reduktion des Speicherbedarfs gesetzt werden. Darüber hinaus kann die unterschiedliche Zahlungsbereitschaft verschiedener Nutzergruppen nicht in Entgeltstrukturen abgebildet werden. Und schlussendlich sind Abschöpfungsmechanismen, die gegenüber festgelegten Referenzwerten erhöhte Erlöse adressieren, mit einem regulierten Preis nicht mehr relevant, während der Umgang mit zu geringen Erlösen vorerst unklar ist.

Die Kommentierung der identifizierten Förder-, Allokations- und Refinanzierungsmechanismen basiert sowohl auf Quellen wie (dena, 2024) als auch auf Erkenntnissen dieser Studie und eigenen Betrachtungen (Tabelle 22 bis Tabelle 24).

Tabelle 22: Kommentierung der Fördermechanismen

Mechanismus	Aspekte
Garantierter Mindesterloß	<p>Dieses Modell garantiert kostendeckende und nutzungsunabhängige Mindesteinnahmen, adressiert damit Mengen- und Preisrisiko und schafft dadurch den Anreiz, früh zu investieren.</p> <p>Es bietet Anreize für den Verkauf von Speicherleistung durch die Möglichkeit der Erwirtschaftung höherer Gesamteinnahmen.</p> <p>Mit einer Erlösobergrenze kann der Staat an Mehreinnahmen beteiligt werden.</p> <p>Es erfordert die Etablierung eines neuen Fördersystems mit gegebenenfalls komplexer Festlegung eines Referenzminimalerlöses.</p> <p>Der Staat übernimmt ein hohes Risiko für den Fall, dass nur geringe oder keine Markterlöse erwirtschaftet werden können.</p> <p>Bei reguliertem Zugang entfällt das Preisrisiko, der Erlös ändert sich nur mit den vermarkteten Mengen.</p>
Fixe Erlösprämie	<p>Die Preis- und Mengenrisiken werden zum Teil behoben.</p> <p>Sie bietet Anreize für den Verkauf von Speicherleistung durch die Möglichkeit der Erwirtschaftung höherer Gesamteinnahmen.</p> <p>Mit einer Erlösobergrenze kann der Staat an Mehreinnahmen beteiligt werden.</p>

Mechanismus	Aspekte
	<p>Es erfordert die Etablierung eines neuen Fördersystems mit gegebenenfalls komplexerer Bestimmung der Prämie zur Vermeidung von Überförderung, jedoch ohne komplexe Ermittlung der Prämienhöhe.</p> <p>Mit reguliertem Zugang entfällt die Notwendigkeit einer Erlösobergrenze.</p>
Preisbasierte Prämie	<p>Eine preisbasierte Prämie adressiert nur das Preisrisiko und garantiert wegen des hohen Mengenrisikos im Hochlauf keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber.</p> <p>Sie bietet einen Anreiz zur Vermarktung der Speicherleistung, da die Förderung nur pro Einheit Speicherdienstleistung gezahlt wird.</p> <p>Der Staat übernimmt ein geringeres Risiko, da die Förderung nur für erbrachte Leistung erfolgt.</p> <p>Bei gleitenden Prämien sinkt die Förderung bei steigenden Speicherentgelten, inklusive einer möglichen Abschöpfung von Überförderung.</p> <p>Es erfordert die Etablierung eines neuen Fördersystems mit gegebenenfalls komplexerer Bestimmung der preisbasierten Prämie, gegebenenfalls Notwendigkeit der Differenzierung nach unterschiedlichen Referenzwerten oder Entgelten für verschiedene Speicherdienstleistungen.</p> <p>Bei reguliertem Zugang ist die Prämie faktisch mengenbasiert, die Notwendigkeit eines Abschöpfungsmechanismus entfällt.</p>
Investitionsförderung	<p>Eine Investitionsförderung reduziert effektiv die Kapital- und Finanzierungskosten (CAPEX).</p> <p>Sie bietet keine direkte Absicherung des Preis- und des Mengenrisikos auf der Einnahmenseite und schafft dadurch voraussichtlich keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber.</p> <p>Höhere und dadurch effektivere Förderniveaus beinhalten das Risiko von Stranded Assets.</p> <p>Sie bietet Anreize für marktgetriebenen Betrieb des Speichers (innerhalb des regulatorischen Rahmens).</p> <p>Im Vergleich zu anderen Fördermechanismen erfordern sie einen geringen administrativen Aufwand und erlauben die Nutzung bereits bestehender Förderinstrumente wie IPCEI und CEF.</p>
Staatliche Investitionsgarantie	<p>Eine staatliche Investitionsgarantie reduziert Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten, und kann dadurch eine höhere und frühere Investitionsbereitschaft erzeugen.</p>

Mechanismus	Aspekte
	<p>Das Mengenrisiko wird nur teilweise und das Preisrisiko nicht direkt adressiert, womit dieses Instrument eher als komplementäre Absicherung (Risk Sharing) geeignet ist.</p> <p>Es führt nur bei Eintritt spezifischer Ausfallereignisse zu Zahlungen, kann aber die Übernahme zusätzlicher Risiken anreizen.</p> <p>Es erfordert projektspezifische Prüfungen, durch Institutionen mit entsprechender Erfahrung.</p>
Staatliche Beauftragung	<p>Die staatliche Beauftragung schafft hohe Effektivität im Sinne des Ausbaus und damit hohe Planungssicherheit und Kontrolle über den Ausbau während des Markthochlaufs.</p> <p>Sie adressiert gleichzeitig Mengen- und Preisrisiko.</p> <p>Der Staat übernimmt dabei die vollständigen Risiken (inklusive der Vermarktungsrisiken).</p> <p>Es besteht keine Notwendigkeit zur privatwirtschaftlichen Vermarktung von Speicherkapazitäten und führt zur Marktverzerrung gegenüber anderen Marktteilnehmern.</p> <p>Dieses Instrument führt zu hohem staatlicher Finanzierungsbedarf und gegebenenfalls Herausforderungen bei der beihilferechtlichen EU-Genehmigung.</p>
Nachfrageseitige Förderung	<p>Eine nachfrageseitige Förderung adressiert Preis- und Mengenrisiko nur indirekt.</p> <p>Hinsichtlich des Mengenrisikos ist fraglich, ob über die Förderung der potenziellen Speichernutzung beziehungsweise die Quotenverpflichtung ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber entsteht.</p> <p>Für Wasserstoff- beziehungsweise Speichernutzer ohne Förderung beziehungsweise Quotenverpflichtung beziehungsweise mit Möglichkeit der Umgehung der Quote (z. B. durch Substitution durch andere Energieträger) entstehen keine zusätzlichen Anreize.</p> <p>Bei einer Förderung der Nutzung besteht die Gefahr der Über- oder Unterförderung durch eine komplexe und über die Speichernutzer heterogene Parametrierung der Förderung aufgrund unterschiedlicher Anforderungsprofile und damit Förderbedarfe für verschiedene Nutzer.</p> <p>Erlaubt ein möglichst marktnahes Betreiber- und Vermarktungsmodell (im Rahmen des Regulierungsmodells) ohne eigenes Fördersystem für Speicherbetreiber.</p> <p>Im Falle einer Quote muss diese etabliert werden, aber ohne Notwendigkeit zusätzlicher Fördergelder.</p>

Tabelle 23: Kommentierung der Allokationsmechanismen

Mechanismus	Aspekte
Wettbewerbliche Ausschreibung	<p>Die wettbewerbliche Preisfindung der Förderbedarfe trägt zur Förderkosteneffizienz und Transparenz der Fördervergabe aufgrund einheitlicher Kriterien bei.</p> <p>Die Festlegung von Ausschreibungsvolumen ermöglicht die Kontrolle über den geförderten Speicherzubau.</p> <p>Spezifische Projektcharakteristika wie Standort und Technologie können über ein geeignetes Ausschreibungsdesign auf politische Prioritäten zugeschnitten werden.</p> <p>Die Kosten der Förderung sind im Voraus nicht klar und können bei nicht ausreichendem Wettbewerb und ohne Festlegung von Höchstpreisen zu hoch ausfallen.</p>
Projektspezifische Förderung	<p>Die projektspezifische Förderung erlaubt hohe Kontrolle über die Förderung von spezifischen Projekten oder Projekten mit spezifischen Charakteristika über geltende Förderkriterien und über den geförderten Speicherzubau über bereitgestellte Förderbudgets.</p> <p>Beihilferechtliche Vorgaben der EU fallen in der Regel strenger aus als bei wettbewerblichen Ausschreibungen.</p> <p>Je nach konkreter Ausgestaltung kommt es unter Umständen zu hohem Verwaltungsaufwand aufgrund individueller Projektbewertung und der Gefahr der Intransparenz von Förderentscheidungen.</p>
Regelbasierte Förderung	<p>Eine regelbasierte Förderung ermöglicht eine hohe Kontrolle über das eingeräumte Förderniveau und hohe Transparenz aufgrund des einheitlichen, regelbasierten Verfahrens</p> <p>Die Festlegung kostendeckender Erlöse beziehungsweise Entgelte für Wasserstoffspeicher ist komplex und führt bei falscher Parametrierung gegebenenfalls auch zur Förderung von zu teuren Projekten.</p>

Tabelle 24: Kommentierung der Refinanzierungsmechanismen

Mechanismus	Vorteile
Bundesbudget	<p>Die Refinanzierung von Förderkosten durch den Staat erfordert keinen zusätzlichen Mechanismus.</p> <p>Herausforderungen sind die Verfügbarkeit ausreichender Mittel vor dem Hintergrund zahlreicher weiterer Transformationsaufgaben und Förderbedarfe und die langfristige Einstellung von Haushaltsmitteln zur Deckung von Förderkosten über die gesamte Förderdauer.</p>

Mechanismus	Vorteile
Amortisationskonto	<p>Ein Amortisationskonto bietet im Falle eines erfolgreichen Markthochlaufs die vollständige nutzerbasierte und damit eine haushaltsneutrale Refinanzierung von Förderkosten.</p> <p>Es kann als De-Risking-Maßnahme (durch den Ausgleich des Staates bei Nichtdeckung am Ende der Laufzeit) die Bankfähigkeit von Speicherbetreibern erhöhen.</p> <p>Der doppelte Zinseffekt (auf Seiten des Speicherbetreibers und des Amortisationskontos) erhöht die spezifische Finanzierungskosten des Speicherhochlaufs.</p> <p>Exit-Möglichkeit des Bundes und Höhe des Selbstbehalts können je nach Ausgestaltung die Bankfähigkeit der Projekte beeinträchtigen.</p> <p>Bei nicht erfolgreichem Hochlauf oder falscher Ausgestaltung entsteht ein Finanzierungsbedarf des Bundes.</p>
Umlagemechanismus	<p>Ein Umlagemechanismus ermöglicht eine haushaltsneutrale Refinanzierung von Förderkosten oder eine Reduktion der Finanzierungsbedarfe für die öffentliche Hand.</p> <p>Er ermöglicht eine faire Beteiligung an den Kosten durch die Wasserstoffspeichernutzer (ohne Quersubventionierung), führt aber voraussichtlich zu einer prohibitiv hohen Belastung im Markthochlauf.</p> <p>Eine Quersubventionierung durch andere umlagerelevante Gruppen ist gegebenenfalls politisch schwierig und widerspricht dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit.</p>

5 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen der Wasserstoffspeicherung in Österreich

In Kapitel 5 werden die genehmigungsrechtlichen und regulatorischen Aspekte der Wasserstoffspeicherung in geologischen Strukturen untersucht. Insbesondere werden folgende Aspekte beleuchtet:

- **Frage 1:** Detaillierte Darstellung des Status quo von Wasserstoffspeichern im aktuellen nationalen rechtlichen Rahmen.
- **Frage 2:** Darstellung der notwendigen Genehmigungs- beziehungsweise Zulassungsverfahren im Rahmen der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern sowie des Neubaus von Wasserstoffspeichern.
- **Frage 3:** Der Zugang zu Wasserstoffspeichern ist gemäß Art. 37 RL (EU) 2024/1788 grundsätzlich in Form eines regulierten Zugangs vorzusehen. Es werden die Vor- und Nachteile, gemäß Art. 37 Abs. 2 bis zum 31.12.2032 einen Zugang auf verhandelter Basis umzusetzen, insbesondere unter Berücksichtigung der Netz- und Speicherplanung sowie der Finanzierung von Wasserstoffspeichern diskutiert.
- **Frage 4:** Prüfung der Möglichkeit einer „Insellösung“ für bereits fortgeschrittene kommerzielle Wasserstoffspeicherprojekte, um diese teilweise aus dem regulatorischen Rahmen auszuklammern (Kapazitätsplanung, Entgelte et cetera).

5.1 Frage 1: Status quo von Wasserstoffspeichern im aktuellen nationalen rechtlichen Rahmen

Bislang existieren – mit Ausnahme vereinzelter Pilot- und Testanlagen – keine umfassenden Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff in geologischen Formationen. Dementsprechend sind praktische Erkenntnisse und belastbare Erfahrungswerte in diesem Bereich derzeit nur in begrenztem Umfang vorhanden. Auch die rechtlichen Rahmenbedingungen sind bislang nicht abschließend geklärt, und derzeit besteht noch kein kohärentes und harmonisiertes Rechtsregime für Wasserstoffspeicher. Folglich finden sich in der österreichischen Rechtsordnung gegenwärtig keine ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen, welche die Speicherung von Wasserstoff in geologischen Strukturen spezifisch adressieren. In der Praxis wird daher häufig auf Hilfskonstruktionen zurückgegriffen, insbesondere durch die analoge Anwendung bestehender Bestimmungen, die ursprünglich für die Speicherung anderer Gase – etwa Erdgas – geschaffen wurden.

5.1.1 Status quo: Regulatorik

Die Speicherung von Wasserstoff ist – anders als etwa die Ablagerung von Kohlendioxid – in Österreich nicht verboten. Als dem Grunde nach wirtschaftliche Tätigkeit ist die Wasserstoffspeicherung von der Erwerbsfreiheit (Art. 6 StGG) gedeckt, sodass Beschränkungen nur dann zulässig sind, wenn sie gesetzlich geregelt, verhältnismäßig und im öffentlichen Interesse sind (z. B. Umweltschutz, Sicherheit).

Das Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) enthält Bestimmungen für Speicherunternehmen. § 7 Abs. 1 Z 16 GWG 2011 definiert Erdgasunternehmen als „eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene

Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen Fernleitung, Verteilung, Lieferung, Verkauf, Kauf oder *Speicherung von Erdgas*, einschließlich verflüssigtes Erdgas mindestens eine wahrnimmt und für die kommerziellen, technischen oder wartungsbezogenen Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen verantwortlich ist, mit Ausnahme der Endverbraucher; Unternehmen gemäß Z 58, § 13 und § 17 sowie *Betreiber von Speicheranlagen sind Erdgasunternehmen*“.

§ 7 Abs. 1 Z 57 definiert Speicheranlage als „eine, einem Erdgasunternehmen gehörende und/oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit Ausnahme des Teils, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind“. Speicherunternehmen gemäß § 7 Abs. 1 Z 58 ist „eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Funktion der Speicherung wahrnimmt und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich ist; hierzu genügt es, dass das Unternehmen die Speicheranlage bloß verwaltet“.

Der Anwendungsbereich des GWG 2011 ist auf diverse Tätigkeit von Erdgasunternehmen beschränkt (§ 3 GWG 2011). § 7 Abs. 4 GWG 2011 bestimmt jedoch: „Soweit in diesem Bundesgesetz auf die Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug genommen wird, sind darunter auch erneuerbare Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen, zu verstehen.“ Demnach ist grundsätzlich auch Wasserstoff vom GWG 2011 mitumfasst, sofern die geltenden Regeln der Technik eingehalten werden. Es stellt sich daher die Frage, ob die regulatorischen Vorgaben des GWG 2011 zur Erdgasspeicherung aufgrund der Bestimmung des § 7 Abs. 4 GWG 2011 auch auf Wasserstoffspeicher anzuwenden sind.

Die regulatorischen Vorgaben für Speicherunternehmen finden sich in den §§ 97ff GWG 2011. Speicherunternehmen sind natürliche oder juristische Personen beziehungsweise Personengesellschaften, die die Funktion der Speicherung wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind. Eine Speicheranlage nach § 7 Z 57 GWG 2011 ist eine einem *Erdgasunternehmen gehörende und/oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas*. Für eine Einbeziehung spräche, dass die Speicheranlagen-Definition auf die „Speicherung von Erdgas“ abstellt und § 7 Abs. 4 GWG 2011 hier die Brücke zum Wasserstoff schlägt. Diesem Verständnis steht jedoch entgegen, dass eine Speicheranlage im GWG-Sinne von einem *Erdgasunternehmen* betrieben wird; es würde unseres Erachtens § 7 Abs. 4 GWG 2011 überspannen, auch Unternehmen, die im Bereich Wasserstoff tätig sind, als Erdgasunternehmen zu qualifizieren. Es ist im Ergebnis davon auszugehen, dass der Gesetzgeber mit dieser Regelung den Anwendungsbereich des GWG 2011 nicht auf (reinen) Wasserstoff ausdehnen wollte. Somit sind nach hier vertretener Auslegung „Speicherunternehmen“ iSd § 7 Abs. 1 Z 58 GWG 2011 keine Unternehmen, die nur mit der Speicherung von Wasserstoff befasst sind.

5.1.2 Status quo: Genehmigungsverfahren

Es existiert zurzeit kein spezifischer Genehmigungsrahmen für die Speicherung von Wasserstoff in geologischen Strukturen. Folglich können für Speicher beziehungsweise die jeweiligen Anlagenteile durchaus mehrere Genehmigungs- und Verfahrensregime parallel zu Anwendung kommen. Als potenziell einschlägige Gesetzesmaterien kommen insbesondere folgende Rechtsakte in Betracht:

- UVP-G 2000
- MinroG
- GWG 2011
- GewO 1994
- Andere anlagenrelevante Materiengesetze
- Rohrleitungsgesetz
- Gasgesetze der Länder

5.1.3 Zusammenfassende Antwort auf die Frage 1

Das nationale Recht adressiert Wasserstoff bislang nur mittelbar. Ein tauglicher Rechtsrahmen kann weder im Hinblick auf die Regulierung von Wasserstoffspeichern noch hinsichtlich der Genehmigungsverfahren identifiziert werden. Insoweit ist als Zwischenergebnis zu konstatieren, dass der Status für Wasserstoffspeicher unzureichend ist. Ungeachtet des Fehlens eines spezifischen Rechtsrahmens, sind bestehende Gesetze auf gewisse Aspekte der Wasserstoffspeicherprojekte anzuwenden.

5.2 Frage 2: Genehmigungs- beziehungsweise Zulassungsverfahren im Rahmen der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern sowie des Neubaus von Wasserstoffspeichern

Wie zu Frage 1 festgehalten, kennt die österreichische Rechtsordnung noch keinen kohärenten Rechtsrahmen für die geologische Speicherung von Wasserstoff. Daraus folgt, dass an einzelnen Prozessschritte unterschiedliche Gesetze anknüpfen und Anlagenteile in ihr jeweiliges Genehmigungsregime einbeziehen können, sodass für den Wasserstoffspeicher mehrere Genehmigungen von unterschiedlichen Behörden einzuholen sind. Im Wesentlichen lässt sich ein Wasserstoffspeicher an einen untertägigen Teil – die der Speicherung gewidmeten geologischen Strukturen – und einen obertägigen Teil unterteilen, wobei die Praxis die Abgrenzung bei der Förder- und Auspeisung des Gases zieht. Handelt es sich um Cluster-Anlagen, bei welchen mehrere Speicherfelder samt zugehörigen obertägigen Anlagen über Leitungen mit einer zentralen Anlage verbunden sind, in welcher die Aufreinigung des Wasserstoffs und andere Behandlungsmaßnahmen erfolgen, sind die Anlagenteile durch Rohrleitungen verbunden.

Im Folgenden wird zunächst geprüft, ob beziehungsweise wann ein geologischer Wasserstoffspeicher einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zu unterziehen ist. Danach wird dargestellt, welche materiell-rechtlichen Genehmigungsregime auf die verschiedenen Anlagenteile anzuwenden sein können.

5.2.1 Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000

Die Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G 2000) besteht, wenn ein Vorhaben unter eine Ziffer des Anhang 1 subsumiert werden kann, wobei teils in einem vorgelagerten Einzelfallprüfungsverfahren die potentiellen erheblichen Umweltauswirkungen festgestellt werden müssen. Es ist daher zu prüfen, ob die Speicherung von Wasserstoff oder eine andere damit zusammenhängende Tätigkeit einen Anhang 1-Tatbestand erfüllt. Aus unserer Sicht ist die UVP-Pflicht eher unwahrscheinlich: Einen spezifischen Tatbestand für die behälterlose Speicherung von Wasserstoff in geologischen Strukturen kennt das UVP-G nicht. Zwar nennt Z 80 Buchstabe b des Anhang 1 UVP-G „**Anlagen zur Lagerung von Erdgas oder brennbaren Gasen** [Anmerkung: worunter auch Wasserstoff subsumiert werden kann] **in Behältern mit einer Gesamtlagerkapazität (bezogen auf 0° C, 1,013 hPa) von mehr als 200 000 m³**“, doch beschränkt sich diese Ziffer auf die oberirdische Lagerung. Daher wäre eine UVP- beziehungsweise Einfallprüfungspflicht nur dann anzunehmen, wenn einer der „Allgemeintatbestände“ erfüllt wäre. Allgemeintatbestände sind Ziffern des Anhang 1 UVP-G, die unabhängig von den primären Vorhabenscharakteristika (hier: das unterirdische Einspeichern von Wasserstoff) sind. Darunter fallen etwa Tatbestände wie die Rodung (Z 46), Tiefbohrungen mit über 1.000 m Tiefe auf einer obertägigen Gesamtfläche von mindestens 1,5 ha in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A vorgenommen (Z 28 lit b) oder die Verlegung von Rohrleitungen, die die Schwellwerte der Z 13 überschreiten. Nach unserem Kenntnisstand ist dies in Anbetracht der erwarteten Ausmaße von Wasserstoffspeichern aber unwahrscheinlich.

5.2.2 Mineralrohstoffgesetz

5.2.2.1 Anwendungsbereich

Das Mineralrohstoffgesetz (MinroG) bietet mehrere mögliche Anknüpfungspunkte für die Speicherung von Energieträgern beziehungsweise Lagerung von Stoffen, aus welchen Energie gewonnen werden kann. Das MinroG regelt bergbaubezogene Tätigkeiten, wobei sich der Anwendungsbereich einerseits auf bergbauliche Kerntätigkeiten (Tätigkeiten iSd § 2 Abs. 1) und andererseits auf bergbautechnische Aspekte anderer Untergrundnutzungen (Tätigkeiten iSd § 2 Abs. 2) erstreckt. Bei der Einlagerung von Stoffen in geologischen Strukturen differenziert § 2 MinroG zwischen der Speicherung von Kohlenwasserstoffen und der Lagerung sonstiger Stoffe:

- § 2 Abs. 1 Z 3 MinroG erfasst das Suchen und Erforschen geologischer Strukturen, die zum Speichern flüssiger oder gasförmiger Kohlenwasserstoffe verwendet werden sollen, für das unterirdische behälterlose Speichern solcher Kohlenwasserstoffe. Davon ist nicht nur das Aufsuchen, sondern auch das Speichern selbst umfasst. (Winkler, Mineralrohstoffrecht in Holoubek/Potacs, Öffentliches Wirtschaftsrecht Band 14, 590)
- § 2 Abs. 2 Z 3 MinroG erfasst die bergbautechnischen Aspekte des Suchens und Erforschens von geologischen Strukturen, die sich zur Aufnahme von einzubringenden Stoffen eignen. § 2 Abs. 2 4 MinroG erfasst dazu korrespondierend das Einbringen der Stoffe in die geologischen Strukturen und das Lagern in diesen. Auf diese Tätigkeiten ist das MinroG nur auszugsweise anzuwenden, **in concreto** gelten hierfür die in § 3 Abs. 2 MinroG aufgezählten Bestimmungen „sinngemäß“.

5.2.2.2 Speicherregime für Kohlenwasserstoffe nicht anwendbar

Nach **§ 89 MinroG** bedarf das Speichern von flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen in nicht-kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen einer Bewilligung der Behörde (**Speicherbewilligung**). Nach den Begriffsbestimmungen gemäß § 1 Z 4 MinroG ist **Speichern „das Einbringen mineralischer Rohstoffe in gelöstem, flüssigem oder gasförmigem Zustand in geologische Strukturen und die damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten“**. Ein **mineralischer Rohstoff** ist gemäß § 1 Z 8 MinroG **„jedes Mineral, Mineralgemenge und Gestein, jede Kohle und jeder Kohlenwasserstoff, wenn sie natürlicher Herkunft sind, unabhängig davon, ob sie in festem, gelöstem, flüssigem oder gasförmigem Zustand vorkommen“**. Wasserstoff kann jedoch **nicht als mineralischer Rohstoff, insbesondere auch nicht als Kohlenwasserstoff qualifiziert werden**. Das VI. Hauptstück des MinroG ist nur auf die Speicherung von Kohlenwasserstoffen ausgelegt, worunter vor allem Erdöl oder Erdgas zu verstehen sind. (Vergleiche **Stangl**, Rechtliche Aspekte der geologischen Speicherung von Kohlendioxid, SPRW 2011 VuV A, 22). Dies soll die unterirdische Sequestrierung von fossilen Brennstoffen (im Wesentlichen Kohlenwasserstoffverbindungen) erfassen und nicht den chemisch nicht vergleichbaren Wasserstoff. Für die Speicherung von reinem Wasserstoff bedarf es daher keiner Speicherbewilligung nach § 89 MinroG.

5.2.2.3 „Lagerung von Stoffen“ als Nebenrecht des Bergbauberechtigten

Gemäß **§ 107 Abs. 1 MinroG** sind Bergbauberechtigte befugt, **„Stoffe unter Benützung von Bergbauanlagen in geologische Strukturen einzubringen und in diesen zu lagern“**. Dieses **bergbauliche Nebenrecht** wird nach unserem Wissensstand in der bisherigen Praxis als rechtliche Grundlage für die Speicherung von Wasserstoff herangezogen. Semantisch handelt sich hierbei nicht um eine Speicherung, sondern um eine Lagerung. Wenngleich sich der Normwortlaut auf das Einbringen und Lagern von Stoffen beschränkt, ist damit auch deren späteres Entnehmen umfasst.

Die Einordnung als Nebenrecht bedingt jedoch, dass ein **„Hauptrecht“** vorliegt, von dem sich die Erlaubnis zur Lagerung von Stoffen ableitet. § 107 Abs. 1 MinroG knüpft die Ausübung des Nebenrechtes an das Bestehen einer **Bergbauberechtigung**. Bergbauberechtigte sind gemäß § 1 Z 20 MinroG der Aufsuchungsberechtigte, der Gewinnungsberechtigte, der Schurfberechtigte, der Bergwerksberechtigte und der Speicherberechtigte.

Um sich auf § 107 MinroG stützen zu können, muss ein Wasserstoffspeicherinteressent also eine aufrechte Bergbauberechtigung besitzen, wobei im gegebenen Zusammenhang wohl vor allem die Speicherberechtigung (§ 1 Z 19 MinroG) oder Gewinnungsberechtigung (§ 1 Z 16 MinroG) in Betracht kommen würden. Die Aufsuchungsberechtigung (§ 1 Z 15 MinroG), worunter auch die Schurfberechtigung fällt, dient nur der Aufsuchung und Erforschung, nicht jedoch als dauerhafte Bewilligung und scheidet daher aus. Die Bergwerksberechtigung berechtigt gemäß § 22 MinroG zum Gewinnen bergfreier mineralischer Rohstoffe (§ 3 MinroG), worunter jedoch weder Wasserstoff noch Kohlenwasserstoffe fallen, weshalb auch diese ausscheidet. Folglich kommt diese Variante vor allem für etablierte Bergbauunternehmen und hinsichtlich der Nachnutzung von Erdgaslagerstätten beziehungsweise der Umwidmung von bisherigen Erdgasspeichern in Betracht.

5.2.2.4 Alternative: Sinngemäße Anwendung relevanter MinroG-Bestimmungen?

Nach unserem Kenntnisstand wurden die bisherigen Demonstrationsvorhaben für Wasserstoffspeicher über die unter Pkt. 5.2.2.3 skizzierte Nebenrechts-Variante realisiert. Diese Vorgehensweise macht vor allem dann Sinn, wenn hinsichtlich einer potentiellen Wasserstoffspeicherstätte bereits eine Bergbauberechtigung vorliegt und der ursprüngliche Bergbauberechtigte oder dessen Rechtsnachfolger den Wasserstoffspeicher umsetzen

möchte. Insoweit eignet sich diese Vorgehensweise insbesondere bei der Umwidmung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten oder Erdgasspeichern. Unseres Erachtens kommen Bergbauberechtigungen, wie der Speicher- oder Gewinnungsberechtigung, dingliche Wirkung zu, sodass der jeweilige Inhaber des (zivilrechtlichen) Rechts auf Gewinnung oder Speicherung (das durch Eigentums- oder Nutzungsrechtserwerb mitübertragen wird) berechtigt ist (vergleiche VwGH 29.6.2017, Ro 2016/04/0012 Rz 35).

Um die Nebenrechts-Variante bei **Neuanlagen** überhaupt zur Anwendung bringen zu können, müsste zunächst eine Bergbauberechtigung hinsichtlich der geologischen Strukturen erlangt werden, was allerdings wenig zweckmäßig erscheint – schließlich besteht, keine Intention, das Hauptrecht (Gewinnung von Rohstoffen, Speicherung von Kohlenwasserstoffen) auch zu nutzen, sondern nur das daraus abgeleitete Nebenrecht der Lagerung von Stoffen auszuüben. Alternativ könnte angedacht werden, diese Fälle unter § 2 Abs. 2 Z 4 MinroG abzuhandeln.

Gemäß § 2 Abs. 2 Z 4 gilt das MinroG für die **„bergbautechnischen Aspekte des Einbringens der Stoffe in die geologischen Strukturen und des Lagerns in diesen“**. Der Begriff „Stoffe“ wird nicht definiert. Es ist im MinroG weder definiert, ob es sich um feste, flüssige oder gasförmige Stoffe handelt noch ob Energie ein Stoff im Sinne dieser Bestimmung sein kann. Die Bestimmung war bereits in der Stammfassung des MinroG enthalten. Diese ist aber nicht auf „mineralische Rohstoffe“ beschränkt und kann als Stoffe im chemischen Sinn – und mithin auch als Wasserstoff – verstanden werden (vergleiche Mihatsch, MinroG § 2 Rz 7). § 2 Abs. 2 Z 4 MinroG eröffnet also den Anwendungsbereich abseits von der nur für Kohlenwasserstoffe geltenden Speicherbewilligung gemäß § 89 MinroG und abseits der Ausübung eines Nebenrechts des Bergbauberechtigten iSd § 107 MinroG.

Für die bergbautechnischen Aspekte der Einbringung und Lagerung in geologischen Strukturen sieht § 2 Abs. 3 MinroG die sinngemäße Anwendung verschiedener MinroG-Bestimmungen vor. Konkret sind die folgenden Teile des MinroG sinngemäß anzuwenden: der I. Abschnitt des VI. Hauptstückes, das VII. Hauptstück, der I., IV. und V. Abschnitt des VIII. Hauptstückes, das IX., X. und XV. Hauptstück und die §§ 187 bis 187e dieses Bundesgesetzes sowie die Bestimmungen der in den §§ 195 Abs. 1 Z 1, 4 und 7 und 196 Abs. 1 Z 7 und 8 dieses Bundesgesetzes angeführten Bergpolizeiverordnungen. Für eine auf diese Rechtsgrundlage gestützte Speicherung von Wasserstoff bedarf es daher unter anderem der Anzeige eines Gewinnungsbetriebsplans (§ 113 MinroG) und dessen Genehmigung (§ 116 MinroG) sowie der Einholung einer Bewilligung für obertägige Bergbauanlagen und Bohrungen mit Bohrlöchern ab 300 m (§ 119 MinroG) (vergleiche **Wagner**, Rechtliche Rahmenbedingungen der Geothermie, in IUR/IUTR (Hrsg.), Europäisches Klimaschutzrecht und erneuerbare Energien (2014), 203).

Hierzu ist zu sagen, dass die „sinngemäße Anwendung“ der MinroG-Bestimmungen nicht unerhebliche Auslegungsprobleme bereiten kann, vor allem dort, wo der Wortlaut der sinngemäß anzuwendenden Bestimmung sich nur schwerlich auf die Lagerung von Stoffen (hier: Wasserstoff) übertragen lässt. So beschränkt sich der Begriff der Bergbauanlagen in § 118 MinroG auf Anlagen, die einer Tätigkeit gemäß § 2 Abs. 1 MinroG zu dienen bestimmt ist. Inwieweit diese Definition nun auch auf Tätigkeiten iSd § 2 Abs. 2 MinroG (wie eben die Lagerung von Stoffen) übertragen werden kann, ist fraglich (siehe dazu: kritisch und die Verfassungskonformität dieser weiten Verweisung bezweifelnd **Winkler**, 628 ff).

5.2.2.5 Zivilrechtliche Übereinkunft

Die Nutzung kohlenwasserstoffführender Strukturen bedarf nach der Konzeption des MinroG einer Genehmigung des Bundes. Der Bund kann gemäß § 69 die Ausübung der ihm exklusiv zukommenden Rechte hinsichtlich der bundeseigenen kohlenwasserstoffführenden Strukturen natürlichen oder juristischen Personen oder Personengesellschaften gegen ein angemessenes Entgelt überlassen. Das Gesetz setzt voraus, dass die Konzessionäre über die notwendigen technischen und finanziellen Mittel zur Eröffnung und Führung eines Bergbaus verfügen.

In der bisherigen Praxis passiert die Einräumung des Nutzungsrechtes im Rahmen eines Vertrags zur Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Kohlenwasserstoffen (kurz: AGS-Vertrag). Die Vereinbarung ist so zu formulieren (oder bei bestehenden Verträgen erforderlichenfalls zu ergänzen, falls zweifelhaft), dass auch die Wasserstoffspeicherung eine zulässige Untergrundnutzung darstellt.

Auch für die Speicherung von Wasserstoff in nicht-kohlewasserstoffführende Strukturen ist die Zustimmung der Eigentümer:innen jener Grundstücke einzuholen, die für die Speicherung (unter- oder obertägig) in Anspruch genommen werden.

5.2.2.6 Zwischenergebnis

Das MinroG kennt noch keine Rechtsgrundlage für die geologische Speicherung von Wasserstoff. Die Bestimmungen zur Kohlenwasserstoffspeicherung sind weder direkt noch analog anwendbar. In der bisherigen Praxis behilft man sich daher mit der sogenannten „Nebenrechts-Variante“: Ein Bergbauberechtigter ist – neben der Gewinnung von Rohstoffen, Kohlenwasserstoffspeicherung oder dergleichen – auch befugt, Stoffe, wie etwa Wasserstoff, in den geologischen Strukturen zu lagern. Diese Variante kommt vor allem für die Umwidmung von bestehenden Speicherstätten in Betracht. Sollte keine Bergbauberechtigung bestehen, würden die in § 3 Abs. 2 Z 4 iVm Abs. 3 MinroG genannten Vorschriften sinngemäß auf die bergbautechnischen Aspekte der Wasserstoffspeicherung angewendet werden. Die hierbei konkret einzuhaltenden Pflichten und einzuholenden Genehmigungen müssten im Einzelnen evaluiert werden; aufgrund der bloß sinngemäßen Anwendung ergeben sich nämlich signifikante Beurteilungsspielräume samt entsprechender Rechtsunsicherheit.

5.2.3 Gewerbeordnung 1994

5.2.3.1 Anlagenrechtliche Abgrenzung

Gemäß § 2 Abs. 1 Z 6 GewO 1994 ist die Gewerbeordnung nicht auf den Bergbau gemäß Abs. 10 anwendbar. § 2 Abs. 10 GewO 1994 führt dazu wie folgt aus: **„Inwieweit der Bergbau (Abs. 1 Z 6) vom Anwendungsbereich dieses Bundesgesetzes ausgenommen ist, ergibt sich aus den bergrechtlichen Vorschriften.“** Die Grenzziehung zwischen GewO und MinroG ist bei klassischen Bergbautätigen wie der Gewinnung von mineralischen Rohstoffen relativ klar. Bei der untertägigen Speicherung von Wasserstoff, die entweder als Nebenrecht einer Bergbauberechtigung (§ 107 MinroG) ausgeübt werden kann oder auf die die bergbautechnischen Aspekte des MinroG (§ 2 Abs 3 MinroG), Anwendung finden, ist dies schon diffiziler. In beiden Konstellationen scheint eine – sich auch in der Genehmigungspraxis der Behörden widerspiegelnde – Grenzziehung zwischen obertägigen und untertägigen Tätigkeiten naheliegend, wobei sich in der Praxis die Abgrenzung an der Sonde etabliert haben dürfte.

Dass die obertägigen Bestandteile der Wasserstoffspeichieranlagen nicht dem MinroG-Regime unterfallen, lässt sich auch aus dem Begriff der Bergbauanlage ableiten. Gemäß § 118 MinroG ist hierunter nämlich nur **„jedes für sich bestehende, örtlich gebundene und künstlich geschaffene Objekt zu verstehen, das den im § 2 Abs. 1 angeführten Tätigkeiten zu dienen bestimmt ist“**. Wie dargestellt, stellt die Speicherung von Wasserstoff jedoch keine Tätigkeit im Sinne des § 2 Abs. 1 MinroG dar, sodass die obertägigen Anlagenteile auch nicht als Bergbauanlage qualifiziert werden können.

Dass nur der geologische Teil des Wasserstoffspeichers in das MinroG-Regime einbezogen ist, ergibt sich zudem aus dem Umstand, dass bei der Einlagerung von Wasserstoff (sei es als Nebenrecht oder als eigenständige Tätigkeit, für die die Bestimmungen des § 3 Abs. 3 MinroG sinngemäß gelten) der Anwendungsbereich des Gesetzes nicht auch auf die „damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten“ erstreckt ist. Eine solche „Erstreckungswirkung“ ergibt sich bei den bergbaulichen Kerntätigkeiten des Gewinnens, des Aufbereitens und des Speicherns mineralischer Rohstoffe aus der jeweiligen Legaldefinition (§ 1 Z 1, 2 und 4 MinroG).

Folglich sind bei der Wasserstoffspeicherung alle für die Förderung, Behandlung und Speicherung erforderlichen Obertageanlagen nach anderen Rechtsregimen zu genehmigen. Tätigkeiten und Anlagen, die einer MinroG-Tätigkeit nachfolgen (Gase trennen, aufbereiten, verdichten, entfeuchten et cetera), unterliegen daher der GewO sowie anderen anlagenrelevanten Materien (siehe Punkt 5).

5.2.3.2 Gewerberechtliches Anlagengenehmigungsverfahren

Anzuwenden ist das reguläre Genehmigungsverfahren für gewerbliche Betriebsanlagen gemäß § 74 Abs. 2 GewO 1994, solange es sich bei der Speicherung um eine gewerbliche Tätigkeit handelt. Wird Wasserstoff mit Ertragserzielungsabsicht gespeichert, etwa als (Teil einer) Dienstleistung, wird einer gewerblichen Tätigkeit nachgegangen. Voraussetzung für die Anwendbarkeit der GewO 1994 ist eine „gewerbsmäßig ausgeübte Tätigkeit“ (§ 1 GewO 1994). Diese muss (i) selbstständig, (ii) regelmäßig und (iii) in Ertragserzielungsabsicht erfolgen. Das ist nach unserer Annahme beim Betrieb von Wasserstoffspeichern in aller Regel der Fall. Sofern die der Wasserstoffspeicherung dienenden obertägigen Anlagenteile als Betriebsanlagen qualifiziert werden, die Auswirkungen auf Mensch oder Umwelt haben können (z. B. Emissionen verursachen), bedürfen sie einer Betriebsanlagengenehmigung nach § 74 Abs. 2 iVm 77 Abs. 1 GewO. Eine Genehmigung ist dann erforderlich, wenn die Anlage geeignet ist, auf die Schutzgüter des § 74 Abs. 2 Z 1 bis 5 GewO 1994 einzuwirken: Das sind (1) Leben und Gesundheit, (2) Belästigungen der Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub, Erschütterung oder in anderer Weise, (3) die Religionsausübung in Kirchen, der Unterricht in Schulen, der Betrieb von Kranken- und Kuranstalten oder die Nutzung benachbarter Anlagen oder Einrichtungen, die anderen öffentlichen Interessen dienen, (4) die Sicherheit, Leichtigkeit und Flüssigkeit des Verkehrs und (5) nachteilige Einwirkung auf die Beschaffenheit der Gewässer. Unzweifelhaft handelt es sich bei den oberirdischen Anlagen zur Ein- und Ausspeisung des Wasserstoffs um örtlich gebundene Anlagen.

5.2.3.3 Wasserstoffspeicher als IPPC-Anlagen?

Gewerbliche Betriebsanlagen, in welchen industrielle Tätigkeiten, die ein erhöhtes Umweltrisiko darstellen, ausgeübt werden, können dem IPPC-Anlagenregime unterfallen, an das zusätzliche Genehmigungsvoraussetzungen und sonstige gesetzliche Pflichten knüpft (vgl. § 77a, 353a GewO 1994). Ob eine IPPC-Tätigkeit vorliegt, ergibt sich aus dem Tätigkeitskatalog in Anlage 3 zur GewO. Soweit ersichtlich gibt es jedoch keinen IPPC-Tatbestand, der die geologische Speicherung von Wasserstoff mitumfasst, sodass das IPPC-Regime gegenständlich nicht zur Anwendung gelangt.

5.2.3.4 Seveso-Anlagen

Sofern in einer Betriebsanlage gefährliche Stoffe in einem gewissen Ausmaß vorhanden sind, unterliegt diese Anlage dem Industrieunfallrecht („Seveso III“). Wasserstoff ist als ein solcher gefährlicher Stoff in Anlage 5 Teil 2 Z 5 GewO 1994 erfasst. Sofern mindestens 5 Tonnen Wasserstoff in einer Anlage vorhanden sind, ist die Anlage als Seveso-Betrieb der unteren Klasse zu qualifizieren. Übersteigt die Wasserstoffmenge 50 Tonnen, handelt es sich um einen Seveso-Betrieb der oberen Klasse.

Das Seveso-Regime ist auch für den untertägigen Bereich relevant, da § 182 Abs. 2 Z 4 MinroG die Bestimmungen der GewO 1994 auch auf den Bereich des MinroG ausweitet, sofern **„unterirdische Gasspeicheranlagen in natürlichen Erdformationen, Aquiferen, Salzkavernen und stillgelegten Minen“** betroffen sind und Seveso-Stoffe in den oben genannten Mengen vorhanden sind. Da der Begriff der Gasspeicheranlage im MinroG nicht legal definiert ist, kann davon ausgegangen werden, dass jegliche Speicherung von Gasen (und damit auch von Wasserstoff) erfasst ist.

Es ist also davon auszugehen, dass Wasserstoffspeicher in aller Regel als Seveso-Anlagen zu qualifizieren sind und die damit einhergehenden zusätzlichen Anforderungen des Gesetzes (insbesondere §§ 84b bis 84l, 84n und 84o GewO) unmittelbar oder zumindest sinngemäß (vgl. § 182 Abs. 2 MinroG) zur Anwendung gelangen.

5.2.4 Gaswirtschaftsgesetz 2011

5.2.4.1 Anwendungsbereich

Neben den regulatorischen Bestimmungen kann das Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) auch genehmigungsrechtlich relevant sein. Grundsätzlich sind nach dem Anwendungsbereich gemäß § 3 Abs. 1 GWG 2011 nur Bestimmungen für die Fernleitung, die Verteilung, den Kauf oder die Versorgung von **Erdgas** einschließlich des Netzzugangs sowie des Speicherzugangs sowie Bestimmungen betreffend Erdgasunternehmen erfasst. § 7 Abs. 4 GWG 2011 erstreckt den Anwendungsbereich jedoch auch auf erneuerbare Gase: **„Soweit in diesem Bundesgesetz auf die Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug genommen wird, sind darunter auch erneuerbare Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen, zu verstehen.“** Demnach ist grundsätzlich auch Wasserstoff vom GWG 2011 mitumfasst, sofern die **geltenden Regeln der Technik** eingehalten werden.

5.2.4.2 Potentielle Genehmigungstatbestände

Genehmigungsrechtlich wird die Speicherung von Gasen in § 146 GWG 2011 adressiert, der aufgrund von § 7 Abs. 4 GWG 2011 auch auf die Speicherung von Wasserstoff anzuwenden sein kann. Nach § 146 GWG 2011 bedürfen Röhrenspeicher und Kugelspeicher einer Genehmigung. Die vorliegende Studie beschränkt sich allerdings auf die geologische Speicherung in Porenstrukturen, sodass die Genehmigungspflicht für diese (obertägigen) Speicherformen nicht von Relevanz ist.

5.2.4.3 Leitungsanlagen

Der Rechtsrahmen für das Wasserstoff-Fern- beziehungsweise -Verteilernetz ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Davon sind jedoch „innerbetriebliche“ Leitungsanlagen zu unterscheiden. Studienrelevant sind Transportleitungen innerhalb des Wasserstoffspeicherkomplexes. Gerade bei Clusterlösungen mit mehreren Speicherfeldern samt eigenen Sonden ist häufig eine Verbindung der einzelnen oberirdischen

Anlagen zu einer zentralen Anlage erforderlich. Aufgrund der fehlenden Genehmigungskonzentration ist hier zu prüfen, in welches Regime solche Leitungen beziehungsweise Gebäude fallen.

Gemäß § 3 Abs. 2 Z 2 GWG 2011 sind nämlich Erdgasleitungsanlagen, die Bestandteil einer gewerblichen Betriebsanlage sind und sich innerhalb des Betriebsgeländes befinden, nicht vom GWG 2011 erfasst. Im Umkehrschluss gilt also, dass Leitungsanlagen außerhalb der zentralen Betriebsanlagenteile dem GWG 2011 unterliegen können. Erdgasleitungsanlagen (beziehungsweise aufgrund von § 7 Abs. 4 GWG 2011 für Wasserstoff) sind grundsätzlich nach den §§ 133 ff GWG 2011 zu genehmigen.

Erdgasleitungsanlage gemäß § 7 Abs. 1 Z 15 GWG 2011 ist **„eine Anlage, die zum Zwecke der Fernleitung, der Verteilung von Erdgas durch Rohrleitungen oder Rohrleitungsnetze oder als Direktleitungen errichtet oder betrieben wird, sofern es sich nicht um eine vorgelagerte Rohrleitungsanlage (Z 77) handelt; zu Erdgasleitungen zählen insbesondere auch Verdichterstationen, Molchschleusen, Schieberstationen, Messstationen und Gasdruckregleinrichtungen“**. § 7 Abs. 1 Z 77 GWG 2011 definiert als vorgelagertes Rohrleitungsnetz **„Rohrleitungen oder ein Netz von Rohrleitungen, deren Betrieb oder Bau Teil eines Erdgasgewinnungs- oder Speichervorhabens ist oder die dazu verwendet werden, Erdgas von einem oder mehreren solcher Vorhaben zu einer Aufbereitungsanlage oder Übergabestation (Terminal) zu leiten; dazu zählen auch Speicherstationen“**.

Für die gegenständlich zu untersuchenden Wasserstoffspeicher, insbesondere die obertägigen (nicht dem MinroG unterliegenden) Anlagenteile, lässt sich mangels einschlägiger Literatur und Judikatur nicht abschließend beurteilen, welches Rechtsregime für die Leitungsanlagen gilt. Rein nach dem Wortlaut der Begriffsdefinition für Erdgasleitungsanlagen sind etwa Verdichterstationen Teil von solchen und könnten daher ins leitungsrechtliche Regime des GWG 2011 fallen. Davon ausgenommen wären Teile des vorgelagerten Rohrleitungsnetzes iSd § 7 Abs. 1 Z 77 GWG 2011, da diese dazu dienen, Erdgas (beziehungsweise hier: Wasserstoff) zu einer Aufbereitungsanlage oder Übergabestation (Terminal) zu transportieren. Dazu zählen definitionsgemäß auch Speicherstationen. Da diese dann genehmigungsrechtlich nicht im GWG 2011 erfasst sind, käme hier als Auffangregime das Rohrleitungsgesetz für Leitungen innerhalb einer clusterförmigen Speicheranlage in Betracht.

Das Rohrleitungsgesetz kommt unseres Erachtens zudem dann zur Anwendung, wenn die Leitungsanlagen für den Transport von nicht aufgereinigtem Wasserstoff (etwa vom Sondenkopf zu Reinigungsanlagen) verwendet werden. Diese Konstellation unterfällt jedenfalls nicht dem GWG 2011, weil der Wasserstoff nach unserem Informationsstand aufgrund der im geologischen Speicher vorhandenen „Verunreinigungen“ regelmäßig nicht den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität iSd § 7 Abs. 4 GWG 2011 entsprechen wird.

5.2.5 Flächenwidmung für obertägigen Bereich

Aufgrund der sogenannten Fachplanungskompetenz des Bundes im Bereich des Bergwesens bedarf die Errichtung von Bergbauanlagen iSd MinroG keiner spezifischen Widmung. Da jedoch, wie eben aufgezeigt, die obertägigen Anlagenteile nach aktueller Rechtspraxis separat bewertet werden und insoweit nicht in das MinroG-Regime einbezogen sind, ist für die in Anspruch genommenen Flächen eine passende Flächenwidmung erforderlich. In Betracht kommen unserer Einschätzung nach insbesondere die Widmungen Bauland – Industriegebiet, Bauland – Gewerbegebiet und Grünland – Sondernutzung Wasserstoffspeicherung. Zudem dürfen sich aus anderen örtlichen oder überörtlichen Raumplanungsakten keine sonstigen Hinderungsgründe ergeben (z. B. widersprechende Vorrangzonen für andere Tätigkeiten).

Ein Umwidmungsverfahren stellt regelmäßig ein wesentliches Erschwernis oder gar Hindernis für die Projektumsetzung dar, insbesondere aufgrund der langen Verfahrensdauer, mitunter auch weil die Standortgemeinde das Projekt und damit die Umwidmung nicht unterstützt. Ein subjektives Recht auf eine Umwidmung besteht nicht. In Anbetracht der wenigen zur Verfügung stehenden geeigneten Flächen für die Wasserstoffspeicherung kann regelmäßig auch nicht auf Ersatzflächen an anderen Standorten ausgewichen werden.

Ein Absehen vom Widmungserfordernis im Genehmigungsverfahren, wie dies etwa beim MinroG der Fall ist, ist in den für die obertägigen Anlagen relevanten Genehmigungsgesetzen (z. B. Bauordnungen) derzeit nicht zu finden. Aufgrund der wahrscheinlichen Qualifikation als Seveso-Anlage könnten für Wasserstoffspeicher auch zusätzliche raumordnungsrechtliche Vorgaben gelten (insbesondere Abstandsbestimmungen nach Maßgabe des Landesraumordnungsrechts).

5.2.6 Weitere Genehmigungen und Bewilligungen

Neben der Anwendung des MinroG für den untertägigen Bereich und der GewO 1994 für den obertägigen Bereich sind unter Umständen weitere anlagenspezifische Genehmigungsmaterien anwendbar.

5.2.6.1 Baubewilligung

Da die obertägigen Anlagenteile als bauliche Anlagen zu qualifizieren sind, wird regelmäßig eine Baubewilligung erforderlich sein. Ob diese im Rahmen eines ordentlichen, eines vereinfachten oder eines Anzeigeverfahrens erlangt wird oder das Projekt generell freigestellt wird, ergibt sich aus der jeweiligen Bauordnung des Standortbundeslandes und der konkreten Projektkonfiguration.

5.2.6.2 Naturschutz

Ob eine Wasserstoffspeicheranlage naturschutzrechtlich zu bewilligen ist, muss nach Maßgabe der einschlägigen Landes-Naturschutzgesetze beurteilt werden. Die meisten Länder stellen dabei auf die Situierung des Projekts und auf die (potentiellen) Auswirkungen auf Flora und Fauna beziehungsweise deren Habitate ab. Maßgeblich für die Frage, ob eine naturschutzrechtliche Genehmigungspflicht besteht, sind in der Regel Parameter wie die Lage in der Widmungskategorie „Grünland“ (vergleiche etwa § 5 lit. a Z 1 Bgld NSchG, § 5 OÖ NSchG), eine Situierung außerhalb von Ortschaften (vergleiche §§ 6 ff TNSchG, § 5 K-NSG) oder die Lage in oder in der Nähe eines geschützten Gebietes. Im Einzelnen kommt es auch hier auf das anzuwendende Naturschutzrecht des Standortbundeslandes an. So sieht etwa § 10 NÖ NSchG – in Einklang mit den unionsrechtlichen Vorgaben der FFH-RL – eine Bewilligungspflicht vor, wenn das Projekt ein Europaschutzgebiet (für sich oder in Zusammenwirkung mit anderen Projekten) erheblich beeinträchtigen könnte; auf eine Lokalisierung im Europaschutzgebiet kommt es hier nicht an. Siehe unter anderem auch § 28 StNSchG 2017, § 14 Abs. 4 TNSchG, § 24 Abs. 3 OÖ NSchG.

5.2.6.3 Wasserrecht

Kann es durch die Speicherung beziehungsweise Lagerung von Wasserstoff zu Beeinträchtigungen von Gewässern, insbesondere Grundwasserkörpern, kommen oder werden Wasserressourcen in anderer Weise genutzt, ist die Einholung einer wasserrechtlichen Bewilligung nach Maßgabe des WRG erforderlich. Nach unserem Informationsstand (mündliche Auskunft der RAG) ist dies in der Praxis selten der Fall, etwa bei Querungen von Wasserleitungen beziehungsweise Aquiferen.

5.2.6.4 Forstrecht

Die Verwendung von Waldboden für forstfremde Zwecke, etwa die Errichtung von Anlagenteilen und Leitungen, bezeichnet das Forstgesetz 1975 (ForstG) als Rodung. Auch, wenn diese nur kleine Flächen betreffen, sind sie grundsätzlich verboten. Durch die zuständige Forstbehörde kann aber eine Bewilligung erteilt werden, „**wenn ein besonderes öffentliches Interesse an der Erhaltung dieser Fläche als Wald nicht entgegensteht**“ oder eine Interessenabwägung zugunsten des Wasserstoff-Projekts ausschlägt (§ 17 Abs. 2 und 3 ForstG).

5.2.7 Zusammenfassende Antwort auf die Frage 2

Die geologische Speicherung von Wasserstoff ist derzeit aus genehmigungsrechtlicher Perspektive nicht explizit geregelt. Die verschiedenen Aspekte der Tätigkeit können allerdings unterschiedlichen Genehmigungsregimen zugeordnet werden. Inwieweit die jeweiligen Verfahrens- und Materiengesetze zur Anwendung kommen, hängt vom konkreten Einzelfall ab.

Aktuell existiert kein spezifischer UVP-Tatbestand für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff. Eine UVP-Pflicht kann daher nur dann bestehen, wenn die Schwellenwerte allgemeiner Tatbestände – etwa für Tiefbohrungen, Rodungen oder Leitungsanlagen – im Rahmen des Speichervorhabens erfüllt werden.

Das MinroG sieht keine eigenständige Speicherbewilligung für Wasserstoff vor. § 89 MinroG ist auf Kohlenwasserstoffe beschränkt, zu denen Wasserstoff nicht zählt. In der Praxis wird daher auf § 107 MinroG zurückgegriffen, der es Bergbauberechtigten als Nebenrecht erlaubt, Stoffe in geologische Strukturen einzubringen und zu lagern. Diese „Nebenrechts-Variante“ setzt jedoch eine bestehende Bergbauberechtigung voraus und eignet sich primär für die Umwidmung von Erdgaslagerstätten oder bestehender Erdgasspeicher. Für Neuanlagen erscheint dieser Zugang weniger praktikabel, da zunächst eine Bergbauberechtigung (z. B. für die Kohlenwasserstoffspeicherung) erlangt werden müsste. Alternativ zur „Nebenrechts-Variante“ (und damit insbesondere für Neuanlagen relevant) kommt eine Anwendung des § 2 Abs. 2 Z 4 MinroG in Betracht, wonach auf die bergbautechnischen Aspekte des Einbringens und Lagerns von Stoffen – darunter wohl auch Wasserstoff – die in § 2 Abs. 3 MinroG genannten Bestimmungen sinngemäß anzuwenden sind, wodurch sich wohl auch eine Genehmigungspflicht ergibt. Die sinngemäße Anwendung der MinroG-Bestimmungen auf die Wasserstoffspeicherung kann aber mit erheblichen Rechtsunsicherheiten verbunden sein.

Die obertägigen Anlagen des Wasserstoffspeichers sind unseres Erachtens nicht vom MinroG erfasst, sondern unterliegen grundsätzlich dem Anlagenregime der GewO. Auf Wasserstoffspeicher werden wohl regelmäßig die Sonderbestimmungen für Seveso III-Anlagen anzuwenden sein (diese gelten ab einer Speichermenge von 5 Tonnen), was zusätzliche Sicherheitsanforderungen mit sich bringt. Das IPPC-Regime ist unseres Erachtens hingegen nicht einschlägig.

Soweit Rohrleitungen nicht mehr als Teil einer gewerblichen Betriebsanlage gesehen werden können (etwa weil zwei weit voneinander entfernte Speicherfelder verbunden werden), ist auf sie das GWG 2011, subsidiär das Rohrleitungs-Gesetz anwendbar. Die genaue Rechtsanwendung ist derzeit uneinheitlich und interpretationsbedürftig.

Obertägige Anlagen unterliegen dem Baurecht des Standortbundeslandes und bedürfen einer entsprechenden Bewilligung im vereinfachten, ordentlichen oder Anzeigeverfahren, sofern sie nach dem Landesrecht nicht freigestellt sind.

Voraussetzung für die Erteilung der baurechtlichen Bewilligung ist die Einhaltung des Flächenwidmungsplanes. Wasserstoffspeicheranlagen werden wohl nur auf Liegenschaften mit den Widmungen Bauland – Industriegebiet, Bauland – Gewerbegebiet und Grünland – Sondernutzung Wasserstoffspeicherung zulässig sein. Das Widmungserfordernis stellt eine Schlechterstellung zu reinen MinroG-Projekten („Widmungsblindheit“ auch hinsichtlich obertägiger Bergbauanlagen) und eine erhebliche Hürde für die Projektentwicklung dar.

Schließlich können auch noch weitere Genehmigungen (Naturschutz, Wasserrecht, Forstrecht et cetera) erforderlich sein.

Insgesamt ist auf geologische Wasserstoffspeicherung ein fragmentiertes und unsystematisches Genehmigungsregime mit zahlreichen Schnittstellen zwischen Berg-, Gewerbe-, Umwelt-, Bau- und Raumordnungsrecht anzuwenden. Rechtssicherheit besteht nur eingeschränkt. Eine eigenständige gesetzliche Grundlage für die geologischen Wasserstoffspeicher wäre aus Sicht der Praxis dringend erforderlich. **De lege ferenda** böte sich eine Einbettung in das MinroG als eigenständige bergbauliche Tätigkeit iSd § 2 Abs. 1 MinroG an, womit auch die obertägigen Anlagenteile als Bergbauanlage qualifiziert würden und zudem keine (Sonder-) Widmung erforderlich wäre.

5.3 Frage 3: Regulierung des Speicherzugangs

Der Zugang zu Wasserstoffspeichern ist gemäß Art. 37 Gasbinnenmarkt-RL (EU) 2024/1788 grundsätzlich in Form eines regulierten Zugangs zu etablieren. Art. 37 Abs. 2 leg. cit. stellt es in das Ermessen der Mitgliedstaaten, alternativ dazu und zeitlich bis zum 31.12.2032 befristet einen Zugang auf verhandelter Basis vorzusehen.

Im Folgenden sollen die Vor- und Nachteile der beiden Modelle dargestellt werden. Hierbei handelt es sich um eine nicht abschließende Diskussion. Die Netz- und Speicherplanung und die aktuelle Marktsituation der Wasserstoffspeicherung (Angebot und Nachfrage, Finanzierung) wird nicht im Rahmen der nachstehenden rechtlichen Ausführungen behandelt.

5.3.1 Rechtliche Grundlagen

Art. 37 RL (EU) 2024/1788 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Einführung eines Systems für den regulierten Zugang Dritter zu Wasserstoffspeicheranlagen. Sofern dies für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Versorgung der Kunden technisch und wirtschaftlich erforderlich ist, soll davon auch der Zugang zur Netzpufferung zu Hilfsdiensten umfasst sein. Der Zugang soll auf veröffentlichten Entgelten beruhen und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Wasserstoffnetzbenutzern angewandt werden. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass diese Entgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung von der Regulierungsbehörde (in Österreich: höchstwahrscheinlich E-Control) vor deren Inkrafttreten genehmigt werden.

Die grundsätzliche Entscheidung, langfristig einen regulierten Zugang umzusetzen, wird in Erwägungsgrund 85 begründet. Dieser lautet: **„Nur ein Teil der für Erdgas verwendeten natürlich vorkommenden unterirdischen Speicher, wie Salzkavernen, Aquifere und erschöpfte Erdgasfelder, können auch für Wasserstoff verwendet werden. Die Verfügbarkeit dieser großen unterirdischen Wasserstoffspeicheranlagen ist begrenzt und ungleichmäßig auf die Mitgliedstaaten verteilt. Angesichts der für das Funktionieren des Wasserstofftransports und der Wasserstoffmärkte potenziell förderlichen Rolle solcher großen unterirdischen Speicheranlagen sollte zu diesen letztendlich ein regulierter Zugang Dritter bestehen, um**

gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Marktteilnehmer zu gewährleisten. In der Anlaufphase der Wasserstoffmärkte sollten die Mitgliedstaaten über die Flexibilität verfügen, bis zum 31. Dezember 2032 auch Regelungen für den Zugang auf Vertragsbasis nutzen zu können.“

Da nicht alle Mitgliedstaaten aufgrund ihrer geologischen Ausgangslage gleichermaßen in der Lage sind, Wasserstoff in Strukturen zu speichern, soll der Zugang zumindest mittelfristig in regulierter Weise erfolgen, um Dritten aus anderen Mitgliedstaaten den Zugang zu erleichtern. Den Mitgliedstaaten kommen aber gewisse Spielräume zu:

Bis 31.12.2032 können die Mitgliedstaaten den Zugang auf Verhandlungsbasis vorsehen.

Gemäß Art. 37 Abs. 3 können Mitgliedstaaten veranlassen, dass die vor dem 5.8.2026 auf Vertragsbasis (verhandelter Zugang) zugewiesenen Kapazitätsrechte bis zum Ende ihrer Anwendungsdauer gelten und von der Einführung eines regulierten Zugangs unberührt bleiben.

Gemäß Art. 78 Gasbinnenmarkt-VO (EU) 2024/1789 können unterirdische Wasserstoffspeichieranlagen auf Antrag für einen bestimmten Zeitraum von der Anwendung verschiedener Bestimmungen der Gasbinnenmarkt-VO und Gasbinnenmarkt-RL ausgenommen werden, unter anderem auch Art. 37 Gasbinnenmarkt-RL, der zur Einführung eines regulierten Zugangs verpflichtet.

5.3.2 Indikatoren für die Modellwahl

Wie ausgeführt, steht es den Mitgliedstaaten grundsätzlich frei, bis 31.12.2032 einen Zugang zu Wasserstoffspeichern auf verhandelter Basis vorzusehen. Von dieser Möglichkeit müssen sie aber keinen Gebrauch machen; es kann also von Anbeginn an ein regulierter Zugang vorgesehen werden. Für die Abwägung und Entscheidungsfindung, welche Art des Zugangs (reguliert oder auf verhandelt) gewählt werden soll, sind naturgemäß unterschiedliche Faktoren maßgeblich.

Im Rahmen einer umfassenden Überarbeitung der damaligen Gasbinnenmarkt-RL 2009/73/EG hat die Kommission im Jahr 2010 ein Arbeitspapier mit Kriterien veröffentlicht, die den Mitgliedstaaten Orientierung bei der Festlegung der Art des Zugangs zu Erdgasspeichern geben sollten (vergleiche **Kommission**, Interpretative Note on Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas, Third-Party Access to Storage Facilities (2010) 12). Die Gasbinnenmarkt-RL 2009/73/EG stellte es den Mitgliedstaaten frei, ob sie den Zugang zu Erdgasspeichern in regulierter oder verhandelter Form einführen. Die neue Gasbinnenmarkt-RL (EU) 2024/1788 ist im Hinblick auf Wasserstoffspeicher, wie ausgeführt, in dieser Frage anders gelagert, verpflichtet Art. 37 die Mitgliedstaaten doch ab 2033 zum regulierten Zugang, sodass nur eine temporäre Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten besteht.

Folgende Indikatoren sprechen nach Ansicht der Kommission tendenziell für einen **regulierten Zugang** zu Erdgasspeichern:

- Es herrscht kein oder unzureichender Wettbewerb hinsichtlich der Speicherdienstleistungen (wenige Anbieter, keine echte Konkurrenz).
- Hohe Eintrittsbarrieren am Speichermarkt: technische, administrative oder wirtschaftliche Barrieren erschweren es Unternehmen, einen Speicher zu errichten und Speicherleistung am Markt anzubieten.
- Konzentrierte Nutzerstruktur: Einzelakteure sichern sich einen erheblichen Teil der Gesamtkapazitäten, sodass für kleine Speicherinteressanten wenig oder keine Speicherkapazität vorhanden ist; dies wirkt sich auf die Bepreisung der verbleibenden Speicherkapazitäten aus.

- Markteintritt dauert zu lange: Eintritt neuer Anbieter ist nur zeitverzögert möglich, sodass auch überbeuerte Speicherbetreiber über längere Zeit hin agieren können.

In Abgrenzung dazu sprechen für einen **verhandelten Zugang** folgende Indikatoren:

- Es herrscht ein funktionierender Wettbewerb, bei dem mehrere Anbieter hinsichtlich der Qualität und Bepreisung ihrer Speicherdienstleistungen in aktiver Konkurrenz stehen.
- Niedrige Eintrittsbarrieren am Speichermarkt: Es bestehen keine, oder nur geringfügige technische, administrative oder wirtschaftliche Barrieren für Unternehmen, einen Speicher zu errichten und Speicherleistung am Markt anzubieten.
- Potenzial für zeitnahen Neueintritt: Investitionen können Markt rasch öffnen.
- Transparente Kapazitätsvergabe: Keine Blockaden und Wettbewerbsverzerrungen durch langfristige Buchung von Speicherkapazitäten.

Inwieweit die dargestellten Indikatoren für die Wahl des Zugangsmodells für Erdgasspeicher auf Wasserstoffspeicher in der Übergangsphase bis 31.12.2032 übertragen werden können, ist aufgrund unterschiedlicher Ausgangslagen fraglich. So lag im Zeitpunkt der dargestellten **Interpretative Note** der Kommission (im Jahr 2010) bereits ein Gasspeichermarkt vor, während ein solcher aktuell bei Wasserstoff noch nicht besteht. Die insbesondere aus dem EU-Wettbewerbsrecht abgeleiteten Grundwertungen gelten aus Sicht der Autoren aber ungeachtet unterschiedlicher Ausgangslagen dem Grunde nach auch für die Speicherdienstleistungen zu Wasserstoff.

Allgemein gesprochen ist aber zu konstatieren, dass die Rahmenbedingungen für Wasserstoffspeicherung in Österreich einen Wettbewerb tendenziell erschweren. So bestehen, wie zu Frage 2 im Einzelnen dargestellt, aufgrund der langwierigen, komplexen Genehmigungsverfahren und insbesondere aufgrund des Umstandes, dass hinsichtlich besonders geeigneter Speicherstrukturen (Erdgasspeicher, ehemalige Erdöllagerstätten) eine Bergbauberechtigung bestehen muss („Nebenrechts-Variante“), besonders hohe administrative und wirtschaftliche Barrieren für potentielle Speicherunternehmen. Insoweit ist aktuell wie perspektivisch von einem stark eingeschränkten Wettbewerb am Wasserstoffspeicherdienstleistungsmarkt auszugehen, was eher für einen regulierten Zugang sprechen würde. In die Bewertung sind allerdings noch weitere Faktoren miteinzubeziehen. Im Folgenden werden – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – Argumente dargestellt, die für und gegen die beiden Modelle, verhandelter beziehungsweise regulierter Zugang, sprechen.

5.3.3 Vor- und Nachteile der Zugangsmodelle

5.3.3.1 Regulierter Zugang

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile des regulierten Zugangs dargestellt.

5.3.3.1.1 Vorteile des regulierten Zugangs

- **Fairer Wettbewerb:** Die Festlegung von Tarifen und Zugangsbedingungen durch eine unabhängige, der Marktintegration verpflichtete Stelle (Regulierungsbehörde) reduziert das Risiko eines missbräuchlichen oder diskriminierenden Speicherbetriebs auf das Minimum.
- **Planungssicherheit:** Werden die Tarife für die Speicherung von Wasserstoff ex-ante veröffentlicht (etwa in einer Verordnung), gibt dies sowohl den Speicherunternehmen als auch den Speicherinteressenten Rechts- und Planungssicherheit. Zudem handelt es sich um ein sicheres Investment, da die Finanzierung des

Vorhabens in der Regel im Rahmen der Regulierung mittels eines kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) abgesichert wird.

- **Anstehende Verpflichtung:** Der regulierte Zugang ist aufgrund der unionsrechtlichen Verpflichtung spätestens ab 1.1.2033 einzuführen. Das heißt, es besteht lediglich eine zeitlich befristete Offenheit bei der Modellwahl. Aufwand und Kosten für die Umstellung auf das regulierte Zugangssystem werden daher jedenfalls (wenngleich zeitversetzt) anfallen.

5.3.3.1.2 Nachteile des regulierten Zugangs

- **Grundrechte:** Preisvorgaben für eine privatwirtschaftliche Tätigkeit greifen in die unternehmerische Freiheit und die Eigentumsrechte von Speicherunternehmen ein. Solche grundrechtlichen Beschränkungen können (und werden regelmäßig) durch entsprechende öffentliche Interessen (zu denen beispielsweise auch der Schutz des Wettbewerbs zählt) gerechtfertigt sein."
- **Verfahrensaufwand:** Die Kostenanerkennungsverfahren können mit erheblichem Aufwand verbunden sein. Im Bereich der Strom- und Gasnetze werden diese Bescheide regelmäßig angefochten, was auch Verfahren vor dem VfGH oder VfSG nach sich ziehen kann. Geben die Gerichte dem regulierten Beschwerdeführer recht, ist oft der Kostenersatz der vergangenen Jahre aufzurollen.
- **Personalaufwand:** Die Einführung und Administrierung eines regulierten Zugangs geht mit einem höheren Aufwand für die Regulierungsbehörde einher (Festlegung der Tarife, Kostenprüfungsverfahren, Gutachten) und insoweit mit höheren Kosten (Personal, Ressourcen) als der verhandelte Zugang. Führt man den regulierten Zugang also erst später ein, erspart sich das Nutzerkollektiv (vorläufig) entsprechende Aufwendungen.

5.3.3.2 Verhandelter Zugang

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile des verhandelten Zugangs dargestellt.

5.3.3.2.1 Vorteile des verhandelten Zugangs

- **Reduzierter Aufwand:** Ein verhandelter Zugang ließe sich legislativ vergleichsweise einfach umsetzen; in der Vollziehung könnte sich der Staat (in Form der Regulierungsbehörde) auf eine überwachende Position beschränken. Eine aufwendige Erhebung der Grundlagen für die hoheitliche Festlegung adäquater Speichertarife und die anknüpfenden (nicht minder aufwendigen) Kostenprüfungsverfahren wären nicht erforderlich. Die Preisgestaltung bliebe vielmehr den Marktteilnehmern überlassen. Gesetzgeber und Regulierungsbehörde können sich auf die Regelung beziehungsweise Kontrolle der Grundsätze für einheitliche Wettbewerbsbedingungen (z. B. keine diskriminierenden Tarife) beschränken.
- **Finanzierungsfunktion:** Im Zuge eines verhandelten Zugangs könnte sich der Speichernutzer frühzeitig zur Buchung künftiger Kapazitäten verpflichten, sodass das Wasserstoffspeicherunternehmen Planungs- und Finanzierungssicherheit hat und so Investitionen in neue Speicherkapazitäten begünstigt werden.
- **Mehr Flexibilität:** Im Rahmen des verhandelten Zugangs können die wirtschaftlichen Konditionen flexibler gestaltet und ex-ante dem Einzelfall angepasst werden. Bei einem regulierten Zugang sind die Tarife wie hoheitlich angeordnet zu verrechnen. Spielraum für Spezialkonstellationen gibt es hier nur eingeschränkt.
- **Erfahrung:** Das Modell des verhandelten Zugangs ist bereits bei Gasspeichern etabliert. Insofern bestehen bereits gewisse Erfahrungswerte.

5.3.3.2.2 Nachteile des verhandelten Zugangs

- **Wenig Wettbewerb:** Der Speichermarkt ist anbieterseitig sehr schwach ausgeprägt, sodass dem einzelnen Wasserstoffspeicherunternehmen eine hohe Marktmacht und eine starke Verhandlungsposition zukommt. Aufgrund der hohen technischen und administrativen Hürden erscheint der Markteintritt für neue Teilnehmer nur schwer möglich. So bestehen an den besonders geeigneten Strukturen (ausgeförderte Erdgaslagerstätte oder bisherige Erdgasspeicher) bereits Rechte, die an private Unternehmen vergeben sind. Selbst wo dies nicht der Fall ist, erschweren die aktuell höchst unklare Genehmigungssituation für Wasserstoffspeicher und die lange Verfahrensdauer das Erschließen dieses Marktes durch noch nicht im Bereich der Gasspeicherung aktive Unternehmen.
- **Potentielle Intransparenz:** Da die Tarife und sonstigen Bedingungen im verhandelten Zugang grundsätzlich bilateral vereinbart werden und daher nicht öffentlich sind, besteht das Risiko, dass die zu erwartenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Wasserstoffspeicherung für die potentiellen Speichernutzer undurchsichtig und unklar sind. Die damit einhergehende Planungs- und Kostenunsicherheit könnte sich insgesamt negativ auf die Wasserstoffwirtschaft auswirken.
- **Nur temporäres Modell:** Der regulierte Zugang ist aufgrund der unionsrechtlichen Verpflichtung spätestens ab 1.1.2033 einzuführen. Das heißt, der verhandelte Zugang kann nur eine Zwischenlösung bis Ende 2032 und kein dauerhaftes System sein.

5.3.4 Zusammenfassende Antwort auf die Frage 3

Der **regulierte Zugang** zu Wasserstoffspeichern bringt mehrere Vorteile mit sich. Er gewährleistet einen fairen Wettbewerb, da eine unabhängige Regulierungsbehörde diskriminierende oder missbräuchliche Praktiken weitgehend verhindern kann. Zudem sorgt die Veröffentlichung von Tarifen im Vorhinein für Rechts- und Planungssicherheit bei Speicherunternehmen und -nutzern. Demgegenüber stehen aber auch einige Nachteile: Insbesondere ist der regulatorische Aufwand höher – etwa durch aufwendige Kostenprüfungen und mögliche Rechtsverfahren. Auch die Regulierungsbehörde selbst benötigt für die Administration dieses Systems zusätzliche personelle und finanzielle Ressourcen. Dieser Nachteil wird dadurch relativiert, dass der regulierte Zugang ab dem 1. Januar 2033 unionsrechtlich verpflichtend ist, wodurch ein späterer Umstieg ohnehin erforderlich wird.

Der **verhandelte Zugang** bietet, soweit dies hier beurteilt werden kann, eine flexiblere Alternative. Die Preisgestaltung erfolgt durch die Marktteilnehmer selbst, wodurch der staatliche Eingriff reduziert wird. Frühzeitige Buchungen durch Nutzer könnten Speicherunternehmen finanzielle Planungssicherheit geben und Investitionen fördern. Das Modell erlaubt eine individuellere Gestaltung der Vertragsbedingungen und basiert auf bereits bestehenden Erfahrungen aus dem Erdgasspeicherbereich. Allerdings gibt es auch hier Nachteile: Aufgrund der geringen Anzahl an Anbietern haben Speicherunternehmen eine starke Verhandlungsposition. Die fehlende Transparenz bei individuell ausgehandelten Tarifen kann zu Planungsunsicherheit auf Seiten potenzieller Nutzer führen. Zudem ist der verhandelte Zugang nur als Übergangsmodell bis Ende 2032 zulässig, da ab 2033 der regulierte Zugang rechtlich verpflichtend wird.

Beschließt ein Mitgliedstaat, den regulierten Zugang bis 31.12.2032 nicht anzuwenden, hat er sicherzustellen, dass der verhandelte Zugang in Einklang mit objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien erfolgt. Es sind also auch bei einer Optierung zum verhandelten Zugang regulatorische Rahmenbedingungen festzulegen, die den privatautonomen Gestaltungsspielraum der Akteure begrenzen. Zudem kommt der Regulierungsbehörde die Kompetenz zu, die „erforderlichen Maßnahmen“ zu treffen, die sicherstellen, dass der Zugang nach Treu und Glauben ausgehandelt werden kann und nach Treu und Glauben ausgehandelt wird.

5.4 Frage 4: Insellösung

5.4.1 Fragestellung

Im Rahmen der Frage 4 soll die Möglichkeit einer „Insellösung“ für bereits fortgeschrittene kommerzielle Wasserstoffspeicherprojekte geprüft werden. Konkret war fraglich, ob und wie diese teilweise aus dem regulatorischen Rahmen ausgeklammert werden können, insbesondere auch in Bezug auf Kapazitätsplanung, Entgelte et cetera.

Unser Verständnis einer „Insellösung“ umfasst ein geschlossenes System, in dem unabhängig von externen Versorgungsnetzen Wasserstoff erzeugt, gespeichert und genutzt wird. Produzenten, Verbraucher und Speicherbetreiber sind daher im Regelfall in einem Industrie- oder Gewerbegebiet oder anderweitig örtlich begrenzten Gebiet über ein zumindest grundlegendes Wasserstoffnetz verbunden. Bei einer Insellösung gibt es keine oder nur eine begrenzte Anbindung an bestehende öffentliche Erdgas- oder Wasserstoffnetze. Im Folgenden wird geprüft, ob eine „Insellösung“ für solche Speicherprojekte im Einklang mit der EU-Gas- und Wasserstoffpaket sowie dem GWG 2011 stehen kann.

5.4.2 Rechtsrahmen des Gas- und Wasserstoffpakets

Zunächst ergeben sich aus dem bereits zu Frage 3 diskutierten Art. 37 RL (EU) 2024/1788 gewisse (wenngleich nur temporäre) regulatorische Erleichterungen für Wasserstoffspeicheranlagen (dazu unter Pkt. 5.4.2.1). Gewisse Inselanlagen werden aber auch aufgrund des spezifischen Anwendungsbereiches der Gasbinnenmarkt-RL (Richtlinie) beziehungsweise der Gasbinnenmarkt-VO (Verordnung) nicht von den regulatorischen Verpflichtungen umfasst („Tatbestandsausnahme“, siehe dazu unter Pkt. 5.4.2.2). Und schließlich sieht die Gasbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2024/1789 die Möglichkeit vor, Wasserstoffspeicheranlagen von regulatorischen Verpflichtungen nach Durchführung eines entsprechenden Behördenverfahrens auszunehmen – was auch für Inselanlagen anwendbar wäre.

5.4.2.1 Art. 37 Gasbinnenmarkt-RL (EU) 2024/1788

Wie bereits zu Frage 3 ausgeführt, bietet Art. 37 RL Gasbinnenmarkt-RL die Möglichkeit, bis 31.12. 2032 einen verhandelten Zugang vorzusehen. Art. 37 Abs. 3 hält zudem fest, dass frühzeitig (vor dem 5.8.2026) sowie langfristig auf Vertragsbasis eingeräumtem Kapazitätsrecht bis zum Ende ihrer Anwendungsdauer – und daher auch über den 31.12.2032 hinaus – gelten.

5.4.2.2 Insellösungen im Lichte des Tatbestands der „Wasserstoffspeicheranlage“

Zur Beurteilung der Frage, ob Inselanlagen unter die Vorgaben des EU-Gas- und Wasserstoffpakets fallen oder von dessen Verpflichtungen zumindest teilweise ausgenommen werden können, ist zunächst zu untersuchen, was die Gasbinnenmarkt-RL unter dem Begriff einer „**Wasserstoffspeicheranlage**“ versteht. Gemäß **Art. 2 Z 5 Gasbinnenmarkt-RL** ist eine Wasserstoffspeicheranlage eine „**Anlage für die Speicherung von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad, a) [...] b) einschließlich großer, insbesondere unterirdischer Wasserstoffspeicher, jedoch mit Ausnahme kleinerer, leicht nachzubauender Wasserstoffspeicheranlagen.**“

Vom Wortlaut der Definition der Wasserstoffspeicheranlage werden jedenfalls große unterirdische Wasserstoffspeicher erfasst. Davon scheint es allerdings tatbestandsmäßige Ausnahmen zu geben:

5.4.2.2.1 Wasserstoff ohne hohen Reinheitsgrad

Vom Wortlaut ist nur die Speicherung von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad umfasst. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die Speicherung von **Wasserstoff mit nicht hohem Reinheitsgrad** keine Wasserstoffspeicheranlage im Sinne der Richtlinien darstellt und daher auch nicht von dieser adressiert wird. Der Erwägungsgrund 94 gibt hierzu an: **„Im Einklang mit der EU-Wasserstoffstrategie ist es wichtig, den Schwerpunkt auf den Transport und die Verwendung von Wasserstoff in reiner Form zu legen. In diesem Sinne ist es unter Berücksichtigung der Qualitätsanforderungen der Wasserstoffendnutzer wichtig, dass über das Wasserstoffsysteem Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad transportiert, gespeichert und gehandhabt wird und nicht in das Erdgassystem gemischter Wasserstoff. Ferner ist es wichtig, dass Wasserstoffqualitätsnormen weitere Kriterien zur Festlegung der allgemein annehmbaren Reinheitsgrade für Wasserstoff enthalten. Eine Bandbreite an annehmbaren Reinheitsgraden für Wasserstoff und andere relevante Parameter für die Wasserstoffqualität, zum Beispiel Verunreinigungen, müssen im Rahmen eines technischen Normungsprozesses durch europäische Normungsorganisationen festgelegt werden.“**

Im Ergebnis werden damit Speicheranlagen für Wasserstoff, der nicht den in technischen Normen festgelegten Reinheitsvorgaben entspricht, schon qua Tatbestand von den regulatorischen Verpflichtungen ausgenommen. Zu bedenken gilt in diesem Zusammenhang freilich, dass eine Aufbereitungsanlage in aller Regel als Teil einer Wasserstoffspeicheranlage zu qualifizieren sein wird, das heißt wird der Reinheitsgrad eines ausgespeisten Wasserstoffs erst durch die Aufbereitung erreicht, schadet dies der Qualifikation als Wasserstoffspeicheranlage nicht.

5.4.2.2.2 Kleinere Wasserstoffspeicher

Weiters werden in **Art. 2 Z 5 lit. b „kleinere, leicht nachzubauende Wasserstoffspeicher“** ausgenommen. In der Richtlinie findet sich keine nähere Definition. Zunächst stellt sich die Frage, ob die beiden Tatbestandselemente „kleinere“ und „leicht nachzubauende“ kumulativ vorliegen müssen oder, ob die Bestimmung „kleinere“ und/oder „leicht nachzubauende“ Wasserstoffspeicheranlagen (alternatives Verhältnis) ausschließt. Unseres Erachtens ist letzteres Verständnis angezeigt: So sagt ErwG 80 zur Gasbinnenmarkt-RL, dass **„[d]ie Verbindung von kleineren unter- oder oberirdischen Wasserstoffspeicheranlagen, auch von leicht nachzubauenden Wasserstoffspeichertanks, an Wasserstoffverteilernetze [...] nicht eingeschränkt werden [...]“** sollte. Insoweit sind nach unserem Verständnis auch kleinere unterirdische Wasserstoffspeicher tatbestandlich vom Anwendungsbereich der Richtlinie und damit von den regulatorischen Vorgaben ausgenommen. Nun stellt sich nur die Folgefrage, ab wann man von „kleineren“ Anlagen sprechen kann. Dies ist in der Gasbinnenmarkt-RL nicht näher definiert. Dem Gesetzgeber beziehungsweise der Regulierungsbehörde kommt hier ein gewisser Ermessensspielraum zu. Es erscheint naheliegend, dass kleinere Speicher eine begrenzte Kapazität besitzen und daher nicht geeignet sind, einen überregionalen Markt zu bedienen. Insoweit könnten geologische Speicher, die Erzeuger und Abnehmer in einem regionalen Bereich mit wenigen verbundenen Einspeise- beziehungsweise Entnahmestellen bedienen, als **„kleinere Wasserstoffspeicheranlagen“** qualifiziert werden. Zu dieser Frage gibt es allerdings, wie erwähnt, keine konkreten Anhaltspunkte in den Sekundärrechtsakten, sodass bis zur Klärung durch den EuGH oder einer gesetzlichen Klarstellung stets eine gewisse Unsicherheit verbleibt.

5.4.2.3 Große neue Wasserstoffinfrastrukturen

Eine zentrale regulatorische Vereinfachung stellt Art. 78 Gasbinnenmarkt-VO (EU) 2024/2789 dar. Große neue Wasserstoffinfrastrukturen, nämlich Verbindungsleitungen, Wasserstoffterminals und unterirdische

Wasserstoffspeicheranlagen, können auf Antrag für einen bestimmten Zeitraum von der Anwendung der Bestimmungen der Verordnung ausgenommen werden. Trotz Ausnahme gelten weiterhin Art. 34 Abs. 5 und 6, der gewisse Transparenzanforderungen an Betreiber stellt. Darüber hinaus gilt die Ausnahme auch für die Anwendung der Art. 35, 36, 37 und 68 der Richtlinie (EU) 2024/1788. Insbesondere die Artikel 37 ff RL (EU) 2024/1788 umfassen Bestimmungen für den Zugang zur Wasserstoffinfrastruktur wie Wasserstoffnetze, Terminals und eben auch Speicheranlagen. Für die Gewährung einer solchen Ausnahme müssen alle in Art. 78 Abs. 1 genannten Bedingungen erfüllt sein:

- Die Investition verstärkt den Wettbewerb bei der Erdgas- oder Wasserstoffversorgung und verbessert die Versorgungssicherheit.
- Die Investition trägt zur Dekarbonisierung und zur Verwirklichung der Klima- und Energieziele der Union bei und wurde durch Anwendung des Grundsatzes „Energieeffizienz an erster Stelle“ beschlossen.
- Das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne die Gewährung einer Ausnahme nicht getätigt würde.
- Die Infrastruktur steht im Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person, die zumindest der Rechtsform nach von den Netzbetreibern in deren Netzen die Infrastruktur gebaut wird, getrennt ist.
- Bei den Nutzern dieser Infrastruktur werden Entgelte erhoben.
- Die Ausnahme beeinträchtigt weder den Wettbewerb in den relevanten Märkten, auf die sich die Investition voraussichtlich auswirkt, das ordnungsgemäße Funktionieren des integrierten Binnenmarktes für Erdgas oder Wasserstoff, das ordnungsgemäße Funktionieren der betreffenden regulierten Systeme noch die Dekarbonisierung oder die Versorgungssicherheit der Union.

Für die Infrastruktur wurde keine finanzielle Unterstützung der Union für Arbeiten im Einklang mit der Verordnung (EU) 2021/1153 des Europäischen Parlaments und des Rates gewährt.

Die Regulierungsbehörde entscheidet über diese Ausnahmen. Die Kommission ist umfassend über diesbezügliche Entscheidungen zu informieren (vergleiche Art. 78 Abs. 9) und kann nationale Entscheidungen annehmen oder die Regulierungsbehörde veranlassen, ihre Entscheidung zu widerrufen (vergleiche Art. 78 Abs. 10). In gewissen Fällen hat sich die Regulierungsbehörde mit jenen anderer Mitgliedstaaten oder Drittländern zu koordinieren, wenn Auswirkungen auf diese zu erwarten sind. Vor einer Ausnahme entscheidet gemäß Art. 78 Abs. 6 VO (EU) 2024/1789 die Regulierungsbehörde über Vorschriften und Mechanismen für Kapazitätsmanagement und -zuweisung. Alle potenziellen Nutzer der Infrastruktur müssen vor der Vergabe ihr Interesse an der Buchung von Kapazitäten bekunden. Ungenutzte Kapazitäten sind am Markt anzubieten und Nutzer dürfen ihre Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt handeln.

Nach dem Wortlaut der Bestimmung ist diese Ausnahmemöglichkeit nicht speziell auf begrenzte regionale Netze („Insellösung“) anwendbar, jedoch auch nicht für solche ausgeschlossen. Da unterirdische Wasserstoffspeicheranlagen explizit erfasst sind, dürfte diese Bestimmung eine Grundlage für weitreichende Ausnahmen von regulatorischen Bestimmungen bieten. Diese Erleichterungen gehen jedoch auch mit einem aufwendigen Genehmigungsprozess und umfassenden Bedingungen einher, die wettbewerbliche Bedingungen sicherstellen sollen. Art. 78 Abs. 11 VO (EU) 2024/1789 befugte die Kommission, Leitlinien bezüglich der Anwendung dieser Bestimmung zu erlassen, was auf ein dem Beihilferecht vergleichbar strukturiertes „Notifizierungsverfahren“ hindeutet. Solche Leitlinien wurden zum jetzigen Zeitpunkt nicht veröffentlicht.

5.4.3 Zusammenfassende Antwort auf die Frage 4

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie die Verordnung (EU) 2024/1789 durchaus rechtliche Spielräume für regulatorische Erleichterungen für Insellösungen im Bereich von Wasserstoffspeichern und Netzen bieten. Art. 37 der Richtlinie ermöglicht bereits fortgeschrittenen Projekten einen verhandelten Zugang.

Zudem erstreckt sich die Definition von Wasserstoffspeicheranlagen (Art. 2 Z 5 Gasbinnenmarkt-RL) nicht auf „**kleinere, leicht nachzubauende Speicher**“. Die tatbestandliche Ausnahme ist unklar definiert, jedoch spricht vieles dafür, dass ein alternatives Verständnis („kleinere“ und/oder „leicht nachzubauende“) zutreffend ist. Auch kleinere unterirdische Speicher dürften somit vom Anwendungsbereich der Richtlinie ausgenommen sein. Wann eine Anlage als „klein“ gilt, ist nicht festgelegt – ein möglicher Maßstab wäre die regionale Begrenztheit ihrer Nutzung. Eine rechtliche Unsicherheit bleibt jedoch bis zu einer Klarstellung durch Gesetzgeber oder EuGH bestehen. Hier könnten daher noch nationale Klarstellungen nötig und möglich sein, etwa durch technische oder nutzerspezifische Kriterien im neuen GWG.

Ferner fallen Speicheranlagen für Wasserstoff, der nicht den technischen Reinheitsnormen entspricht, grundsätzlich nicht unter die regulatorischen Vorgaben. Wird der geforderte Reinheitsgrad jedoch durch eine nachgeschaltete Aufbereitungsanlage erreicht, ist die Anlage dennoch als Wasserstoffspeicheranlage zu qualifizieren.

Darüber hinaus bietet Art. 78 der Verordnung weitreichende Ausnahmeregelungen für große neue Speicherprojekte, auch wenn der Antrag aufwendig ist und hohe Transparenzanforderungen bestehen. Für Insellösungen ergibt sich damit ein rechtlicher Möglichkeitsrahmen, der unter bestimmten Bedingungen rechtssicher gestaltet werden kann – etwa durch Einhaltung technischer Mindeststandards und klare Abgrenzung zur regulierten Infrastruktur.

5.5 Zusammenfassung

5.5.1 Status quo von Wasserstoffspeichern im aktuellen nationalen rechtlichen Rahmen

Derzeit sind keine großtechnischen Wasserstoffspeicheranlagen in geologischen Formationen vorhanden. Erfahrungswerte gibt es derzeit nur zu Testanlagen.

Die Rechtslage ist fragmentiert und es fehlt ein kohärenter nationaler Rahmen für die Speicherung von Wasserstoff, sowohl was die regulatorischen Vorgaben als auch das Genehmigungsregime betrifft.

Das GWG 2011 sieht keine spezifischen Regelungen für die Wasserstoffspeicherung vor. Ob sich gemäß § 7 Abs. 4 GWG 2011 die Vorgaben für die Speicherung von Erdgas (§§ 97 ff GWG 2011) auf die Speicherung von Wasserstoff erstrecken, ist unklar.

5.5.2 Genehmigungs- und Zulassungsverfahren

Die geologische Speicherung von Wasserstoff ist derzeit aus genehmigungsrechtlicher Perspektive nicht explizit geregelt. Die verschiedenen Aspekte der Tätigkeit können allerdings unterschiedlichen Genehmigungsregimen zugeordnet werden. Inwieweit die jeweiligen Verfahrens- und Materiengesetze zur Anwendung kommen, hängt vom konkreten Einzelfall ab.

Aktuell existiert kein spezifischer UVP-Tatbestand für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff. Eine UVP-Pflicht kann daher nur dann bestehen, wenn die Schwellenwerte allgemeiner Tatbestände im Rahmen des Speichervorhabens erfüllt werden.

Das MinroG sieht keine eigenständige Speicherbewilligung für Wasserstoff vor. § 89 MinroG ist auf Kohlenwasserstoffe beschränkt, zu denen Wasserstoff nicht zählt. In der Praxis wird daher auf § 107 MinroG zurückgegriffen, der es Bergbauberechtigten als Nebenrecht erlaubt, Stoffe in geologische Strukturen einzubringen und zu lagern. Diese „Nebenrechts-Variante“ setzt jedoch eine bestehende Bergbauberechtigung voraus und eignet sich primär für die Umwidmung von Erdgaslagerstätten oder bestehender Erdgasspeicher. Für Neuanlagen erscheint dieser Zugang weniger praktikabel, da zunächst eine Bergbauberechtigung (z. B. für die Kohlenwasserstoffspeicherung) erlangt werden müsste. Alternativ zur „Nebenrechts-Variante“ (und damit insbesondere für Neuanlagen relevant) kommt eine Anwendung des § 2 Abs. 2 Z 4 MinroG in Betracht, wonach auf die bergbautechnischen Aspekte des Einbringens und Lagerns von Stoffen – darunter wohl auch Wasserstoff – die in § 2 Abs. 3 MinroG genannten Bestimmungen sinngemäß anzuwenden sind, wodurch sich wohl auch eine Genehmigungspflicht ergibt. Die sinngemäße Anwendung der MinroG-Bestimmungen auf die Wasserstoffspeicherung kann aber mit erheblichen Rechtsunsicherheiten verbunden sein.

Die obertägigen Anlagen des Wasserstoffspeichers sind nicht vom MinroG erfasst, sondern unterliegen grundsätzlich dem Anlagenregime der GewO. Auf Wasserstoffspeicher werden wohl regelmäßig die Sonderbestimmungen für Seveso III-Anlagen anzuwenden sein (diese gelten ab einer Speichermenge von 5 Tonnen), was zusätzliche Sicherheitsanforderungen mit sich bringt. Das IPPC-Regime ist hingegen nicht einschlägig.

Soweit Rohrleitungen nicht mehr als Teil einer gewerblichen Betriebsanlage gesehen werden können, ist auf sie das GWG 2011, subsidiär das Rohrleitungs-Gesetz anwendbar. Die genaue Rechtsanwendung ist derzeit uneinheitlich und interpretationsbedürftig.

Obertägige Anlagen unterliegen dem Baurecht des Standortbundeslandes und bedürfen einer entsprechenden Bewilligung im vereinfachten, ordentlichen oder Anzeigeverfahren, sofern sie nach dem Landesrecht nicht freigestellt sind.

Voraussetzung für die Erteilung der baurechtlichen Bewilligung ist die Einhaltung des Flächenwidmungsplanes. Wasserstoffspeicheranlagen werden wohl nur auf Liegenschaften mit den Widmungen Bauland – Industriegebiet, Bauland – Gewerbegebiet und Grünland – Sondernutzung Wasserstoffspeicherung zulässig sein. Das Widmungserfordernis stellt eine Schlechterstellung zu reinen MinroG-Projekten („Widmungsblindheit“ auch hinsichtlich obertägiger Bergbauanlagen) und eine erhebliche Hürde für die Projektentwicklung dar.

Zudem können auch noch weitere Genehmigungen (Naturschutz, Wasserrecht, Forstrecht et cetera) erforderlich sein.

Insgesamt ist auf geologische Wasserstoffspeicherung ein fragmentiertes und unsystematisches Genehmigungsregime mit zahlreichen Schnittstellen zwischen Berg-, Gewerbe-, Umwelt-, Bau- und Raumordnungsrecht anzuwenden. Rechtssicherheit besteht nur eingeschränkt. Eine eigenständige gesetzliche Grundlage für die geologischen Wasserstoffspeicher wäre aus Sicht der Praxis dringend erforderlich. De lege ferenda böte sich eine Einbettung in das MinroG als eigenständige bergbauliche Tätigkeit iSd § 2 Abs. 1 MinroG an, womit auch die obertägigen Anlagenteile als Bergbauanlage qualifiziert würden und zudem keine (Sonder-) Widmung erforderlich wäre.

5.5.3 Vor- und Nachteile des verhandelten bzw. des regulierten Zugangs zu Wasserstoffspeichieranlagen

Der **regulierte Zugang** zu Wasserstoffspeichern bringt mehrere Vorteile mit sich. Er gewährleistet einen fairen Wettbewerb, da eine unabhängige Regulierungsbehörde diskriminierende oder missbräuchliche Praktiken weitgehend verhindern kann. Zudem sorgt die Veröffentlichung von Tarifen im Vorhinein für Rechts- und Planungssicherheit bei Speicherunternehmen und -nutzern. Demgegenüber stehen aber auch einige Nachteile: Insbesondere ist der regulatorische Aufwand hoch – etwa durch aufwendige Kostenprüfungen und mögliche Rechtsverfahren. Auch die Regulierungsbehörde selbst benötigt für die Administration dieses Systems erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen. Dieser Nachteil wird dadurch relativiert, dass der regulierte Zugang ab dem 1. Januar 2033 unionsrechtlich verpflichtend ist, wodurch ein späterer Umstieg ohnehin erforderlich wird.

Der **verhandelte Zugang** bietet temporär eine flexiblere Alternative. Die Preisgestaltung erfolgt durch die Marktteilnehmer selbst, wodurch der staatliche Eingriff reduziert wird. Frühzeitige Buchungen durch Nutzer können Speicherunternehmen unter Umständen kurzfristig finanzielle Planungssicherheit geben und Investitionen fördern. Das Modell erlaubt eine individuellere Gestaltung der Vertragsbedingungen und basiert auf bereits bestehenden Erfahrungen aus dem Erdgasspeicherbereich. Allerdings gibt es auch hier Nachteile: Aufgrund der geringen Anzahl an Anbietern haben Speicherunternehmen eine starke Verhandlungsposition. Die fehlende Transparenz bei individuell ausgehandelten Tarifen kann zu Planungsunsicherheit auf Seiten potenzieller Nutzer führen. Zudem ist der verhandelte Zugang nur als Übergangsmodell bis Ende 2032 zulässig, da ab 2033 der regulierte Zugang rechtlich verpflichtend wird.

Beschließt ein Mitgliedstaat, den regulierten Zugang bis 31.12.2032 nicht anzuwenden, hat er sicherzustellen, dass der verhandelte Zugang in Einklang mit objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien erfolgt. Es sind also auch bei einer Optierung zum verhandelten Zugang regulatorische Rahmenbedingungen festzulegen, die den privatautonomen Gestaltungsspielraum der Akteure begrenzen. Zudem kommt der Regulierungsbehörde die Kompetenz zu, die „erforderlichen Maßnahmen“ zu treffen, die sicherstellen, dass der Zugang nach Treu und Glauben ausgehandelt werden kann und nach Treu und Glauben ausgehandelt wird.

5.5.4 Insellösung für fortgeschrittene Wasserstoffspeicherprojekte

Im Rahmen von Frage 4 wurde geprüft, ob Insellösungen – also lokal begrenzte Wasserstoffsysteme mit eigener Erzeugung, Speicherung und Nutzung ohne oder mit nur begrenzter Anbindung ans öffentliche Netz – regulatorisch begünstigt behandelt werden können.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Richtlinie (EU) 2024/1788 sowie die Verordnung (EU) 2024/1789 durchaus rechtliche Spielräume für regulatorische Erleichterungen für Insellösungen im Bereich von Wasserstoffspeichern und Netzen bieten. Art. 37 der Richtlinie ermöglicht bereits fortgeschrittenen Projekten einen verhandelten Zugang.

Zudem erstreckt sich die Definition von Wasserstoffspeichieranlagen (Art. 2 Z 5 Gasbinnenmarkt-RL) nicht auf „**kleinere, leicht nachzubauende Speicher**“. Die tatbestandliche Ausnahme ist unklar definiert, jedoch spricht vieles dafür, dass ein alternatives Verständnis („kleinere“ und/oder „leicht nachzubauende“) zutreffend ist. Auch kleinere unterirdische Speicher dürften somit vom Anwendungsbereich der Richtlinie ausgenommen sein. Wann eine Anlage als „klein“ gilt, ist nicht festgelegt – ein möglicher Maßstab wäre die regionale Begrenztheit ihrer Nutzung. Eine rechtliche Unsicherheit bleibt jedoch bis zu einer Klarstellung durch Gesetzgeber oder

EuGH bestehen. Hier könnten daher noch nationale Klarstellungen nötig und möglich sein, etwa durch technische oder nutzerspezifische Kriterien im neuen GWG.

Ferner fallen Speicheranlagen für Wasserstoff, der nicht den technischen Reinheitsnormen entspricht, grundsätzlich nicht unter die regulatorischen Vorgaben. Wird der geforderte Reinheitsgrad jedoch durch eine nachgeschaltete Aufbereitungsanlage erreicht, ist die Anlage dennoch als Wasserstoffspeicheranlage zu qualifizieren.

Darüber hinaus bietet Art. 78 der Verordnung weitreichende Ausnahmeregelungen für große neue Speicherprojekte, auch wenn der Antrag aufwendig ist und hohe Transparenzanforderungen bestehen. Für Insellösungen ergibt sich damit ein rechtlicher Möglichkeitsrahmen, der unter bestimmten Bedingungen rechtssicher gestaltet werden kann – etwa durch Einhaltung technischer Mindeststandards und klare Abgrenzung zur regulierten Infrastruktur.

6 Literaturverzeichnis

- AGGM Austrian Gas Grid Management AG, 2025. *Langfristige und integrierte Planung 2024*. [Online]
Available at: [e-control.at/documents/1785851/1811582/LFiP24 Bericht A2 inkl Projektliste xxxBGG.leaned.pdf/](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/LFiP24_Bericht_A2_inkl_Projektliste_xxxBGG.leaned.pdf/)
[Zugriff am 7 Mai 2025].
- AGGM, 2024. *Koordinierter Netzentwicklungsplan 2024*, Wien: s.n.
- Bade, S. O. et al., 2024. A review of underground hydrogen storage systems: Current status, modeling approaches, challenges, and future prospective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28 08, pp. 449-474.
- BMK, 2024. *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*, Wien: s.n.
- Bundesministerium für Wirtschaft, E. u. T., 2025. *Österreichs Energie-Infoportal*. [Online]
Available at: energie.gv.at/
[Zugriff am 2024-2025].
- Clemens, T., 2024. Wind–Photovoltaic–Electrolyzer–Underground Hydrogen Storage System for Cost-Effective Seasonal Energy Storage. *energies*, 17(5696).
- dena, 2024. *Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland*, s.l.: Deutsche Energie-Agentur.
- E-Control, 2022. *Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027*, Wien: s.n.
- E-Control, 2024. *Erdgasspeicher in Österreich*. [Online]
Available at: [e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher](https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher)
- E-Control, 2025. *Betriebsstatistik 2024*. [Online]
Available at: [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/betriebsstatistik/betriebsstatistik2024](https://www.e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/betriebsstatistik/betriebsstatistik2024)
- ENTSO-E, 2025. *Ten-Years Network Development Plan 2024*, Brüssel: s.n.
- ENTSO-E, 2025. *H2 Infrastructure Map Europe*. [Online]
Available at: h2inframap.eu/
[Zugriff am 7 Mai 2025].
- EUH2STARS, 2025. *EUH2STARS: European Underground Hydrogen Storage Reference System - Project Description*. [Online]
Available at: [euh2stars.eu/en/project/project-description.html](https://www.euh2stars.eu/en/project/project-description.html)
[Zugriff am 8 Jänner 2025].
- Europäische Union, 2023. *hystories.eu/publications-hystories/* [Online]
Available at: hystories.eu/wp-content/uploads/2023/12/Hystories_D8-3-2_European_Case_Studies_Germany.pdf
[Zugriff am 2 2025].
- EWI, 2024. *Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern*. [Online]
Available at: [ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf)
[Zugriff am 2 2025].

- FFG Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH, 2024. *TRL-Systematik*. [Online]
Available at:
ffg.at/sites/default/files/allgemeine_downloads/basisprogramme/bilder/TLR_2024.pdf
[Zugriff am 15 Mai 2025].
- FFG Projektdatenbank, 2025. *H2Cavern*. [Online]
Available at: projekte.ffg.at/projekt/5132171
[Zugriff am 8 Mai 2025].
- Fraunhofer ISE, 2021. *Levelised Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies*,
Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Frontier Economics, 2024. *Finanzierungsmechanismus für den Aufbau von Wasserstoffspeichern*, s.l.: s.n.
- H2EU+Store, 2025. *Projektbeschreibung und Ziele*. [Online]
Available at: h2euplusstore.com/das-projekt/projektbeschreibung-und-ziele.html
[Zugriff am 13 Jänner 2025].
- Hasibar, B., 2024. *H2-Speicher in unterschiedlichen Porenlagerstätten*. Perchtoldsdorf: TÜV AUSTRIA Wasserstoffsymposium.
- HyPA, 2025. *Hydrogen Partnership Austria - Förderungen*. [Online]
Available at: hypa.at/politik/foerderungen
[Zugriff am 24.04.2025].
- Hystories Project, 2025. *HYdrogen STORAge In European Subsurface*. [Online]
Available at: hystories.eu/project-hystories/
[Zugriff am 12 Februar 2025].
- Hystories, 2022. *D7.2-1 - Life Cycle Cost Assessment of an underground storage site*, s.l.: s.n.
- Hystories, 2023. *D7.3-1 – Ranking and selection of geological stores*. [Online]
Available at: hystories.eu/wp-content/uploads/2023/05/Hystories_D7.3-1-Ranking-and-selection-of-geological-stores.pdf
[Zugriff am 3.2025].
- HyUSPre project, 2023. *Hydrogen Underground Storage in Porous Reservoirs*. [Online]
Available at: storymaps.arcgis.com/stories/2349ba3eb36d4473861b7701a08985e1
[Zugriff am 9 Jänner 2025].
- INES Initiative Energien Speichern e.V.; Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.; DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2022. *Wasserstoff speichern - soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher*, s.l.: s.n.
- Kirchner, A., 2025. *NEFI Technology Talk: Wasserstoff - Anwendung im Unternehmen*. [Online]
Available at: nefi.at/files/media/Bilder/News/2025-04%20Wasserstoff%20-%20Anwendung%20in%20Unternehmen/02_Kirchner.pdf
[Zugriff am 22.06.2025].
- Kulich, J. & Ott, H., 2024. *CCS capacity in Austria and its competitive usage of the subsurface*. Calgary, Canada, s.n.
- National Institute of Standards and Technology (NIST), 2025. *Thermophysical Properties of Fluid Systems*. [Online]
Available at: webbook.nist.gov/chemistry/fluid/
[Zugriff am 11 März 2025].

- NEUMAN & ESSER, 2025. *Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen*. [Online]
Available at: neuman-esser.com/aktuelles-medien/magazin/wasserstoffspeicherung-in-salzkavernen/
[Zugriff am 30 April 2025].
- RAG Austria AG, 2024. *Leistungskennzahlen der Speicher*. [Online]
Available at: rag-austria.at/rag-energiewelt/energie-speichern/leistungskennzahlen-der-speicher
[Zugriff am 30 April 2025].
- RAG Austria AG, 2025. *H2 cross border*. [Online]
Available at: rag-austria.at/innovation/innovationsprojekte/h2-cross-border
[Zugriff am 9 Jänner 2025].
- RAG Austria AG, 2025. *Underground Sun Conversion - Projektbeschreibung*. [Online]
Available at: underground-sun-conversion.at/das-projekt/projektbeschreibung.html
[Zugriff am 8 Jänner 2025].
- RAG Austria AG, 2025. *Underground Sun Storage 2030 - Projektbeschreibung*. [Online]
Available at: uss-2030.at/das-projekt/kurzbeschreibung.html
[Zugriff am 9 Jänner 2025].
- Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, VERBUND AG, MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN, UNIVERSITÄT für Bodenkultur Wien, ENERGIEINSTITUT an der Johannes Kepler Universität Linz, 2017. *Underground Sun.Storage: Publizierbarer Endbericht*, s.l.: s.n.
- SEFE Storage, 2025. *Jemgum H2*. [Online]
Available at: sefe-storage.de/wasserstoff/jemgum-h2
[Zugriff am 13 Jänner 2025].
- Uniper, 2024. [Online]
Available at: uniper.energy/sites/default/files/2024-03/240326_preisblatt_0.pdf
[Zugriff am 25.2.2025].
- Uniper, 2025. *HPC Krummhörn | Uniper*. [Online]
Available at: uniper.energy/de/hydrogen-pilot-cavern
[Zugriff am 9 Jänner 2025].
- Uniper, 2025. *HyStorage | Uniper*. [Online]
Available at: uniper.energy/de/hystorage
[Zugriff am 9 Jänner 2025].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2040 zeitlich aufgelöst gemäß NIP-Szenario des ÖNIP	15
Abbildung 2: Methanbedarfe nach Sektoren in den Jahren 2030 und 2040, zeitlich aufgelöst gemäß NIP-Szenario des ÖNIP	15
Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der genutzten Speicherkapazität für Wasserstoff und der ein- und ausgespeicherten Energiemenge an Wasserstoff für das Jahr 2030 bei abweichenden Wasserstoffaufbringungspreisen	20
Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse der genutzten Speicherkapazität für Wasserstoff und der ein- und ausgespeicherten Energiemenge an Wasserstoff für das Jahr 2030 bei abweichenden Speicherkosten.....	20
Abbildung 5: Vergleich der Anteile der Sektoren am nachgefragten Wasserstoff im Jahr 2040 allgemein, und wenn der Wasserstoff aus dem Speicher kommt	22
Abbildung 6: Speicherkurven der kostenoptimalen Speicher für die Jahre 2030, 2035 und 2040.	22
Abbildung 7: Abweichung des kostenoptimalen Speicherbedarfes in den Jahren 2030, 2035 und 2040 bei Versorgungsunterbrechungen. Dunkelflaute: 2 Wochen. Importausfall: 6 Monate aus einem Nachbarland.....	25
Abbildung 8: Speicherkurvenverlauf für einen kostenoptimalen Wasserstoffspeicher für fünf simulierte Jahre mit einer 14-tägigen Dunkelflaute im zweiten und vierten Jahr ab dem 2. Jänner	26
Abbildung 9: Historische Entwicklung der genutzten Speicherkapazität von Methan, der Menge an ungenutztem Methan in Österreichs Speichern sowie des kostenoptimalen Methan- und Wasserstoffspeicherbedarfs in den Jahren 2030, 2035 und 2040 in GWh.	27
Abbildung 10: Historische Entwicklung der genutzten Speicherkapazität von Methan, der Menge an ungenutztem Methan in jenem Jahr in Österreichs Speichern, des kostenoptimalen Methan- und Wasserstoffspeicherbedarfs in den Jahren 2030, 2035 und 2040 in Nm ³	27
Abbildung 11: Übersicht über Vor- und Nachteile der verschiedenen Speichertypen.	32
Abbildung 12: Realgasfaktor Z für Methan und Wasserstoff über einem Druck p von 1 bis 300 bar. Für die Berechnung wurde GERG-2008 verwendet.....	36
Abbildung 13: Dichte von Wasserstoff und Methan bei einem Druck von 1 bis 300 bar für eine Temperatur von 15 °C.	37
Abbildung 14: Speicherkapazitätsfaktor bei 15°C und 40°C.....	37
Abbildung 15: Druckverlust pro Länge für Wasserstoff und Methan bei einem Druck von 1 bis 300 bar. Berechnung mittels Darcy-Weisbach-Formel.....	38
Abbildung 16: Der Isentropenkoeffizient für Wasserstoff und Methan bei T=40°C, über einen Druck von 1 bis 300 bar.	39
Abbildung 17: Die adiabatische Verdichtungsarbeit um einen Nm ³ Gas von 30 bar bei T=40°C auf einen Austrittsdruck von 31 bis 300 bar zu verdichten.....	39
Abbildung 18: Gasfelder, Gasspeicher, sowie Wasserstoffinfrastruktur und Erdgasnetz im Bereich des Wiener Beckens.....	44
Abbildung 19: Gasfelder, Gasspeicher, Demonstrationsanlagen und Wasserstoffinfrastruktur im Bereich von Oberösterreich und Salzburg.....	45
Abbildung 20: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Hoch"	50
Abbildung 21: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Mittel"	50
Abbildung 22: Entwicklung der Kostenkomponenten in Szenario-Variante "CAPEX: Niedrig"	51
Abbildung 23: Bandbreiten der LCoS der drei Szenario-Varianten "CAPEX: Hoch/Mittel/Niedrig"	53
Abbildung 24: Vergleich der Bandbreite der ermittelten LCoS mit den Ergebnissen von (Hystories, 2023)	53

Abbildung 25: Kumulierte Erlöse 2030 bis 2040 aus dem Betrieb von Wasserstoffspeichern und Gegenüberstellung mit den Kosten der Szenariovariante "CAPEX: Hoch"	56
Abbildung 26: Kumulierte Erlöse 2030 bis 2040 aus dem Betrieb von Wasserstoffspeichern und Gegenüberstellung mit den Kosten der Szenariovariante CAPEX:Niedrig	56
Abbildung 27: Differenz von Kosten und Erlösen je nach Bedarfsentwicklung und Entgeltvariante	58
Abbildung 28: Komponenten eines Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher; nach (dena, 2024)	60

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Methanbedarfe nach Sektoren 2030, 2035 (interpoliert) und 2040 gemäß NIP-Szenarios des ÖNIP..	14
Tabelle 2: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren 2030, 2035 (interpoliert) und 2040 gemäß NIP-Szenarios des ÖNIP.....	14
Tabelle 3: Kostenoptimale Speicherbedarfe in den Jahren 2030, 2035 und 2040 gemäß den Annahmen nach ÖNIP.....	17
Tabelle 4: Kostenoptimierte Speicherbedarfe nach Jahr und Anteil der nicht-österreichischen Speicherkunden	18
Tabelle 5: Sensitivitätsanalyse - Relative Abweichung der Ergebnisse bei variierenden Aufbringungspreisen....	19
Tabelle 6: Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung der Ergebnisse bei variierenden Speicherkosten.....	19
Tabelle 7: Anteile der Sektoren am ausgespeicherten Wasserstoff, den sie aus Speichern verwenden, in den Jahren 2030, 2035 und 2040	21
Tabelle 8: Ergebnis der Fourier-Analyse des Speicherbetriebs unter Angabe verschiedener Speicherhorizonte	23
Tabelle 9: Historische und für 2030, 2035 und 2040 kostenoptimierte Speicherbedarfe in Österreich für Methan	26
Tabelle 10: Abgleich der Möglichkeit, durch Umwidmungen den Wasserstoffspeicherbedarf durch vorhandene Gasspeicher zu decken ohne Rücksicht auf individuelle Machbarkeitsanalysen.	29
Tabelle 11: Abgleich der Möglichkeit, mit Umwidmungen den Wasserstoffspeicherbedarf durch vorhandene Gasspeicher zu decken ohne Rücksicht auf individuelle Machbarkeitsanalysen.	29
Tabelle 12: Hürden der obertägigen Speicherkomponenten.....	41
Tabelle 13: Hürden der untertägigen Speicherkomponenten	42
Tabelle 14: Übersicht der realisierbaren Wasserstoffspeicherpotenziale in Österreich.....	46
Tabelle 15: Wesentliche Annahmen und Finanzierungsparameter	49
Tabelle 16: Ergebnisse der Bedarfsentwicklungen aus AP1	49
Tabelle 17: Ergebnisse der Szenario-Varianten.....	51
Tabelle 18: Vergleich der LCoS der Szenario-Varianten bei Neubau und Umbau.....	52
Tabelle 19: Werte der variierten Parameter für die Sensitivitätsbetrachtung.....	52
Tabelle 20: Preiskomponenten der Entgeltvarianten E1 bis E5	57
Tabelle 21: Differenz von Kosten und Erlösen in Millionen EUR je nach Bedarfsentwicklung und Entgeltvariante	59
Tabelle 22: Kommentierung der Fördermechanismen	65
Tabelle 23: Kommentierung der Allokationsmechanismen	68
Tabelle 24: Kommentierung der Refinanzierungsmechanismen	68

Abkürzungsverzeichnis

Abs	Absatz
AEA	Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency
AGS-Vertrag	Vertrags zur Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Kohlenwasserstoffen
AIT	Austrian Institute of Technology
Art.	Artikel
Bgld NSchG	Burgenländisches Naturschutzgesetz
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CAPEX	Capital Expenditures/Investitionskosten
CEF	Connecting Europe Facility
cit	citation/zitiert
CO ₂	Kohlendioxid
E-Control	Regulierungsbehörde für die Strom- und Gaswirtschaft in Österreich
EU	Europäische Union
EVT	Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
ErwG	Erwägungsgrund
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
ff	fortfolgende
ForstG	Forstgesetz
GCV	Gross calorific value/Brennwert
GewO	Gewerbeordnung
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunde
IPCEI	Important Project of Common Economic Interest
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung); Begriff im Sinne der Richtlinie (EU) 2010/75/EU über Industrieemissionen
iSd	Im Sinne des
iVm	in Verbindung mit
K-NSG	Kärntner Naturschutzgesetz
kWh	Kilowattstunde
lit	Littera/Buchstabe
LCoS	Levelised Cost of Storage
MinroG	Mineralrohstoffgesetz

Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MUL	Montanuniversität Leoben
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NHP	Niederhuber & Partner
NIP	Integrierter Netzinfrasturkturplan
Nm ³	Normkubikmeter
NÖ NSchG	Niederösterreichisches Naturschutzgesetz
NSchG	Naturschutzgesetz
odgl.	oder dergleichen
OPEX	Operational Expenditure/Betriebskosten
OMV	OMV Austria
OÖ NSchG	Obererösterreichisches Naturschutzgesetz
ÖNIP	Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan
Pkt.	Punkt
RAG	Renewables and Gas Austria AG
RohrleitungsG	Rohrleitungsgesetz
Seveso	Sofern in einer Betriebsanlage gefährliche Stoffe in einem gewissen Ausmaß vorhanden sind, unterliegen dies Anlage dem Industrieunfallrecht („Seveso III“).
StNSchG 2017	Steirisches Naturschutzgesetz
StGG	Staatsgrundgesetz
TRL	Technology Readiness Level
TNSchG	Tiroler Naturschutzgesetz
TWh	Terawattstunde
RL	Richtlinie
uE	Unseres Erachtens
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-G 2000	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
VfGH	Verfassungsgerichtshof
VO	Verordnung
VwG	Verwaltungsgericht
VwGH	Verwaltungsgerichtshof
WRG 1959	Wasserrechtsgesetz 1959

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein.

Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative **klimaaktiv** um. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur.

Besuchen Sie uns auf unserer Webseite: energyagency.at.

