



# Grünpapier Wasserstoffspeicher

## Leitfragen

1. Decken sich die aus den BMWK-Langfristszenarien abgeleiteten Wasserstoffspeicherbedarfe (Leistung und Arbeit) mit den tatsächlichen Bedarfen und Prognosen der Energiewirtschaft bzw. welche Bedarfe und Prognosen werden angesetzt? (Hinweis: Aktuell werden Szenarien der BMWK-Langfristszenarien aktualisiert sowie weitere Szenarien modelliert, so dass hierzu absehbar weitere Erkenntnisse vorliegen werden.)
2. Welche Resilienzpuffer müssten zur Absicherung gegenüber Unwägbarkeiten angestrebt werden (beispielsweise zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Stromversorgung vor dem Hintergrund einer über die Wetterjahre sehr stark schwankenden Stromerzeugung aus Windenergie/Solarstromanlagen oder Gasversorgungsengpässen)?
3. Welche Bedingungen (z.B. Regulatorik) werden für den Aufbau, Betrieb und Nutzung von Wasserstoffspeichern sowie für den robusten Wasserstoffspeicherhochlauf als nötig erachtet? Insbesondere welche grundsätzlichen Regelungen des Marktdesigns und des Wasserstoff-Bilanzierungssystems wären für einen effizienten und robusten Wasserstoffspeicherhochlauf dienlich?
4. In welchem Ausmaß können vor dem Hintergrund der erwarteten Entwicklung der Erdgasnachfrage vorhandene Erdgasspeicher auf Wasserstoffspeicher umgerüstet werden, ohne die Erdgasversorgungssicherheit zu gefährden? Welche Implikationen hat das für den Neubau von Wasserstoffspeichern?
5. Wovon werden finale Investitionsentscheidungen für die Umrüstung auf Wasserstoffspeicher bzw. den Neubau abhängig gemacht?
6. Wie ließen sich Umrüstung und Neubau von Wasserstoffspeicherkapazitäten beschleunigen? Ist das in Anbetracht der jüngst angekündigten Marktabfragen von Gasspeicherbetreibern („Open Season-Verfahren“) erforderlich?
7. Gibt es einen Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern, die als Netzbestandteil nicht von Marktteilnehmern genutzt werden können? Falls ja, wie werden der Bedarf und die Investitionskosten im Zeitverlauf eingeschätzt?

## Executive Summary

Dieses Papier liefert einen ersten Überblick über die Bedeutung von Wasserstoffspeichern beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und identifiziert Bereiche, die weiterer Untersuchung und Prüfung bedürfen:

In dem Szenario T45-Strom der BMWK-Langfristszenarien ergibt sich für das Jahr 2045 ein Wasserstoffspeichervolumenbedarf von ca. 74 TWh (Arbeitsgasvolumen), in erster Linie zur Deckung der Spitzenlast von Wasserstoff-Kraftwerken im Winter. Aufgrund verschiedener Effekte könnte dabei der Wasserstoffspeicherbedarf in der Modellierung in den Langfristszenarien tendenziell unterschätzt werden. Die Dimensionierung von Speichern sollte unerwartete Mehrnachfragen (außergewöhnlich lange „kalte Dunkelflauten“ etc.) und Wasserstoffversorgungsengpässe berücksichtigen. Denkbar wäre es daher, einen zusätzlichen adäquaten Speicherpuffer (Resilienzpuffer) vorzusehen, um dies abpuffern zu können und den Beitrag der Wasserstoffkraftwerke zur Versorgungssicherheit des Stromsystems zu gewährleisten. Zudem berücksichtigen die hier dargestellten Ergebnisse der Langfristszenarien noch nicht den verstärkten Zubau an Stromerzeugungskapazität aus Wasserstoff durch die nationale Kraftwerksstrategie des BMWK<sup>1</sup>.

Hinweis: Derzeit werden in den BMWK-Langfristszenarien weitere Szenarien modelliert, die weitere Erkenntnisse hinsichtlich des zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfs enthalten werden. Die Ergebnisse werden noch in diesem Jahr vorliegen und können zu einer Anpassung der in diesem Papier dargestellten Speicherbedarfe führen.

Der Speicherverband INES beziffert das Umstellungspotential von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern auf ca. 32 TWh Wasserstoff, so dass sich rein rechnerisch der Bedarf bis ca. 2035 aus den Langfristszenarien alleine durch Umrüstungen von Bestandsspeichern realisieren lassen sollte. Für den Zeitraum bis 2045 müssten somit mindestens ca. 42 neue Kavernenspeicher, aufgrund geologischer Bedingungen fast ausschließlich in Nord- und Nordwestdeutschland (Region Epe und Etzel), neu gebaut bzw. in Betrieb genommen werden (Anzahl Erdgaskavernenspeicher heute: 31), davon ein erheblicher Anteil nach 2035. Insgesamt beziffert der Speicherverband die Investitionskosten für die Entwicklung des Wasserstoffspeichervolumens auf über ca. 12,8 Mrd. Euro.

Gemäß der aktuell in Verhandlung befindlichen EU-Gas-Binnenmarkttrichtlinie hat der Aufbau der Wasserstoffspeicherung in erster Linie durch privatwirtschaftliche Investitionen zu erfolgen und unterliegt gemäß Allgemeiner Ausrichtung des Rates zu Art. 33 des Vorschlages für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung)<sup>2</sup>, nachfolgend „GasRiLi NF Rat“, der Zugangsregulierung, zunächst ohne Entgeltregulierung. Neben diesem rein wettbewerblich und als separatem Wertschöpfungsteil organisierten Speichermarkt, ist es gemäß dem Entwurf der GasRiLi NF Rat allerdings auch grundsätzlich möglich, dass es Speicher geben kann, die zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendig sind, d.h. als betriebsnotwendige Speicher dem regulierten Wasserstoffnetzbetrieb zugeordnet werden können. Auf diese Weise kann

---

<sup>1</sup> <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>

<sup>2</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7911-2023-INIT/DE/pdf>

zwischen betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern, deren Kosten über die regulierten Netzentgelte der Netzbetreiber gedeckt werden und der Wasserstoffversorgung dienenden Wasserstoffversorgungsspeichern, die durch Speichernutzungsentgelte refinanziert werden, unterschieden werden. Sofern der Bedarf nach betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern von den Netzbetreibern identifiziert und von der Bundesnetzagentur anerkannt wird, sollten die anfallenden Investitions- und Betriebskosten vollständig über die Wasserstoffnetzentgelte refinanziert werden können. Erste Rückmeldungen von Marktteilnehmern tendieren dazu, dass sofern verlässliche Marktregelungen existieren, der Wasserstoffspeicherhochlauf, d.h. die Investitionsentscheidung, rein privatwirtschaftlich im Wettbewerb erfolgen sollte (kein Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern), wenngleich auch Bedarf an staatlichen Fördermaßnahmen angemeldet wird, ohne diese genauer zu spezifizieren. Eine wichtige Rolle für den Wasserstoffspeicherhochlauf dürfte das Wasserstoffmarktdesign und auch das Wasserstoffbilanzierungssystem (nationale Zuständigkeit Regulierungsbehörde BNetzA), das den Netzzugang und die operative Nutzung des Wasserstoffnetzes regelt, spielen.

Zu erörtern ist, ob das Bilanzierungssystem je nach Ausgestaltung als Markteintrittsbarriere wirken kann und ob etwa ein Bilanzierungssystem, das einen großen Teil der kurzfristigen Strukturierungsbedarfe zur Synchronisation des Wasserstoffangebots mit der Wasserstoffnachfrage als Systemdienstleistung des Netzbetriebs vorsieht und bei der Erfüllung von Versorgungsaufgaben relativ hohe Toleranzen für kurzfristige Ein-/Auspeiseschwankungen zulässt (z.B. Tagesbilanzierung für relativ viele Abnahmegruppen), dazu beitragen kann, den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu stimulieren.

## Einführung

Mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird erwartet, dass auch Wasserstoffspeicher einen entscheidenden Beitrag für das Gelingen der deutschen und europäischen Energiewende leisten werden. Die Speicherung von Wasserstoff soll ermöglichen, insbesondere überschüssigen Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Quellen wie Wind- und Solarkraft (und auch aus Importen) in Zeiten geringer Nachfrage zu speichern und den Wasserstoff später in Zeiten ohne EE-Überschuss bspw. zu der Belieferung von industriellen Abnehmern und längerfristig insbesondere zur Stromerzeugung bei Residuallastspitzen durch Einsatz in Wasserstoff-Kraftwerken wiedereinzusetzen.

Die Wasserstoffspeicherung soll so auch einen Lösungsbeitrag für die Herausforderung einer fluktuierenden Stromerzeugung, die nicht synchron mit dem Energiebedarf erfolgt, leisten. Dadurch soll eine stabile Versorgung mit erneuerbaren Energien ausgebaut und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern erheblich reduziert werden können.

Hauptaufgabe der Politik und Regulierung ist es, verlässliche Rahmenbedingungen für die Infrastruktur zu setzen, so dass die Wasserstoffwirtschaft durch privatwirtschaftliche Initiativen und Investitionen bedarfsgerecht und volkswirtschaftlich effizient aufgebaut werden kann. Mit Bezug auf den Wasserstoffspeicheraufbau bedeutet dies, dass dem Staat, abgesehen von den genehmigungsrechtlichen Aufgaben, nur insofern eine aktive Aufgabe zukommt, wie ohne ihn der fristgerechte elementare Aufbau und Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur in einem für die Energiewende erforderlichem Tempo beim

Aufbau der Wasserstoffwirtschaft gefährdet wäre. Die Aufgabe des Staates ist es demnach nicht als Infrastrukturbetreiber oder gar als Versorger aufzutreten, der die Versorgung im Einzelnen sicherstellt. Sofern Wasserstoffspeicher zur mengenmäßigen Versorgung von Abnehmern gebraucht werden, ist ihre Bereitstellung und Nutzung, analog zum heutigen Erdgasmarkt, als ausschließliche Aufgabe der entflochtenen privaten Energiewirtschaft zur Erfüllung von Lieferverpflichtungen zu sehen, was staatliche Fördermaßnahmen nicht ausschließt.

## Wasserstoffspeicherbedarfsszenarien

Nach Fachgesprächen mit verschiedenen Personen und Verbänden aus der Energiewirtschaft ist festzustellen, dass bezüglich der Entwicklung des zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfs erhebliche Unsicherheiten sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs (MW) als auch des benötigten Speichervolumens (MWh) bestehen.

Als Referenzwerte für eine denkbare Bedarfsentwicklung werden derzeit regelmäßig die im Auftrag des BMWK erstellten Langfristszenarien herangezogen. Die bisherigen Szenarien sehen je nach unterstelltem Szenario im Zieljahr der Klimaneutralität 2045 ein Speichervolumenbedarf (Arbeitsgasvolumen) von 64 TWh bis 104 TWh vor. Im Szenario T45-Strom beträgt der Bedarf 74 TWh an Arbeitsgasvolumen. Für dieses Szenario ergibt sich folgender Entwicklungspfad:

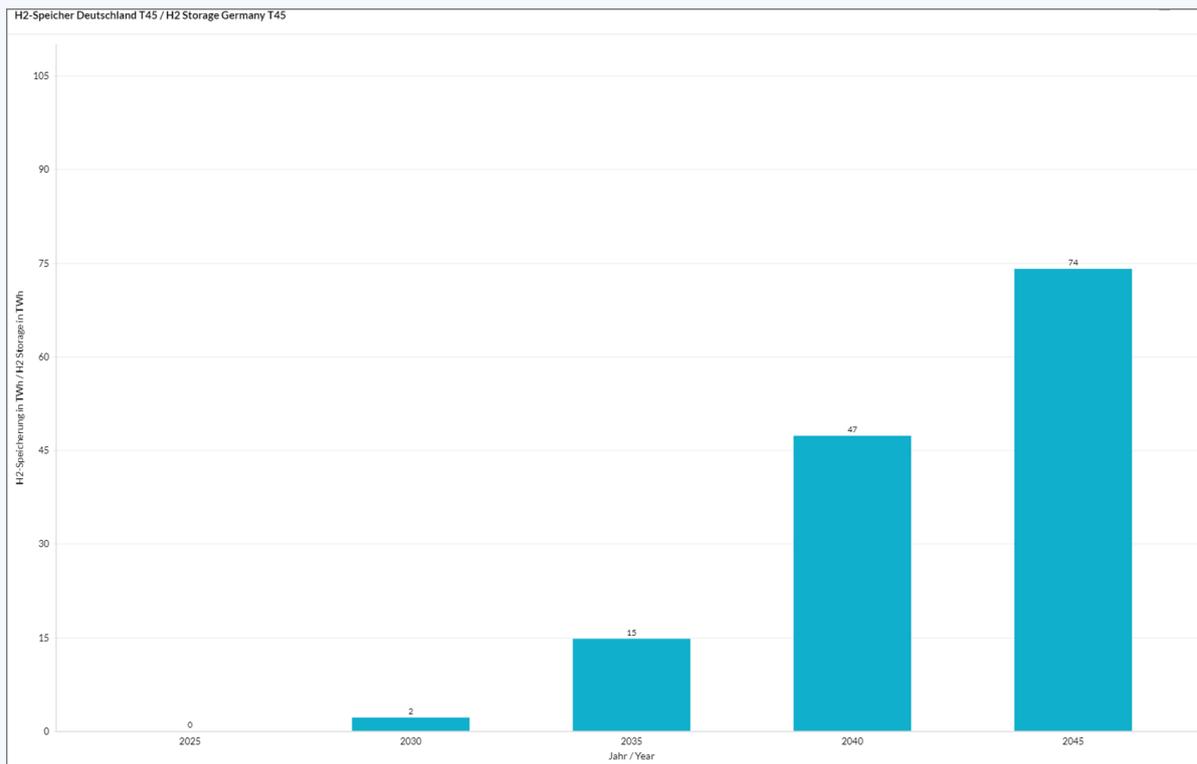


Abbildung 1: T45 Strom-Szenario Wasserstoffspeichervolumen

Dieser Entwicklungspfad berücksichtigt noch nicht den Wasserstoffbedarf aus der Kraftwerksstrategie des BMWK. Während die geplanten Hybrid-Kraftwerke ihren eigenen Wasserstoff vor Ort erzeugen, würden die geplanten Sprinterkraftwerke und die auf Wasserstoff umzurüstenden Kraftwerke den Wasserstoffbedarf erhöhen. So würden nach aktuellem Planungsstand im Jahr 2030 rund 2,3 Gigawatt an Sprinterkraftwerken, die mit 1.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) pro Jahr betrieben werden, einen zusätzlichen Wasserstoffbedarf von rund 5 TWh erzeugen. Im Jahr 2035, wenn insgesamt 4,4 GW

Sprinterkraftwerke und 15 GW auf Wasserstoff umgerüstete Kraftwerke mit jeweils 1.000 Vbh operieren, könnte der Wasserstoffbedarf allein für diese beiden Ausschreibungssegmente rund 40 TWh betragen. Für die weiteren bis 2035 erforderlichen Wasserstoffkraftwerke dürfte sich ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf ergeben. Beides dürfte den Wasserstoffspeicherbedarf gegenüber den bisherigen Ergebnissen der Langfristszenarien erheblich erhöhen.

Derzeit werden weitere und aktualisierte Szenarien in den BMWK-Langfristszenarien modelliert. Auf dieser Grundlage wird voraussichtlich ein robusteres Bild des zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfs entstehen.

Analog zum Erdgasmarkt sehen die Szenarien die Aufgabe der Wasserstoffspeicherung einerseits in der kurz- bis mittelfristigen Synchronisation von Wasserstoffangebot und -nachfrage (z.B. stündlicher bzw. täglicher Ausgleich) sowie im Ausgleich von vor allem saisonalen Nachfrageschwankungen (in erster Linie zur Deckung der Kraftwerks-Spitzenlast im Winter). Es ist zu erwarten, dass mit zunehmender Verbreitung des Wasserstoffeinsatzes im industriellen Bereich u.a. auch durch Portfolioeffekte (industrielle Verbräuche variieren je nach Verbraucher, so dass sich einzelne Senken und Spitzen in einer Gesamtbetrachtung tendenziell ausgleichen) der nachfragebedingte saisonale Wasserstoffspeicherbedarf gegenüber dem nachfragebedingten kurz- bis mittelfristigen Wasserstoffspeicherbedarf an Bedeutung gewinnen wird. Dies lässt sich anhand der beiden folgenden Grafiken, welche exemplarisch die jährliche Fahrweise der Speicher für das Szenario T45-Strom jeweils in den Jahren 2030 und 2045 darstellen, nachvollziehen. Werden die Speicher 2030 vor allem zum Ausgleich kurz-mittelfristiger Schwankungen eingesetzt (Saisonalität eher nicht vorhanden bei relativ kleinem Gesamtspeichervolumen/Arbeitsgasvolumen), so haben sie 2045 vor allem die Aufgabe, den Spitzenbedarf im Winter durch rapide Auslagerungen zu decken, nachdem sie stetig von Frühjahr bis zum Herbst befüllt wurden.

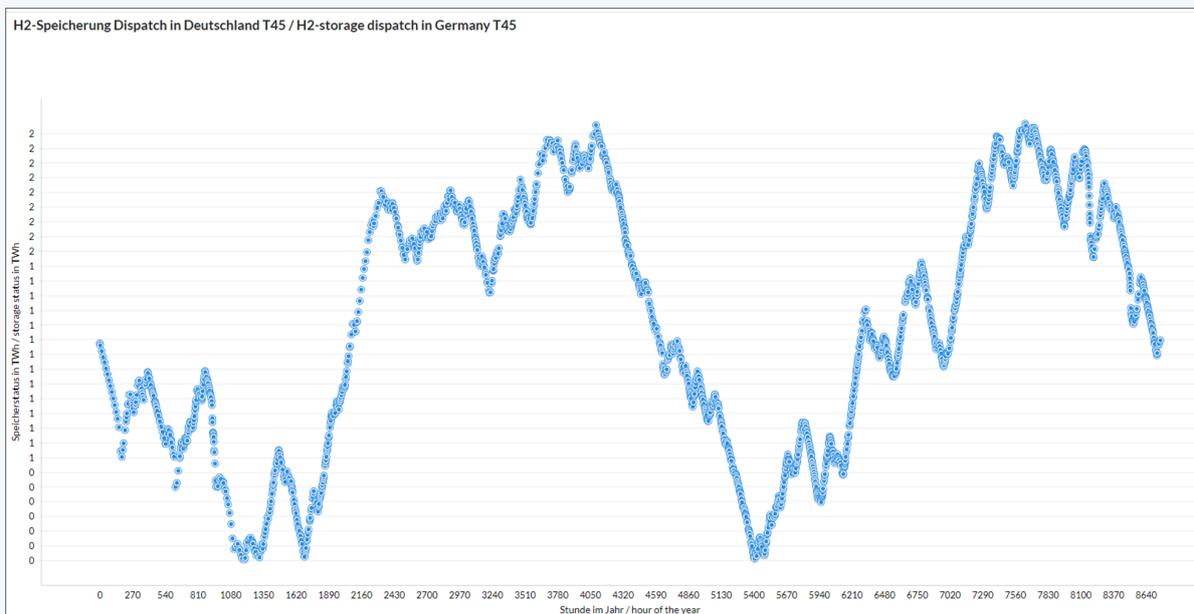


Abbildung 2: T45-Strom Szenario Aggregierte Fahrweise Wasserstoffspeicher 2030

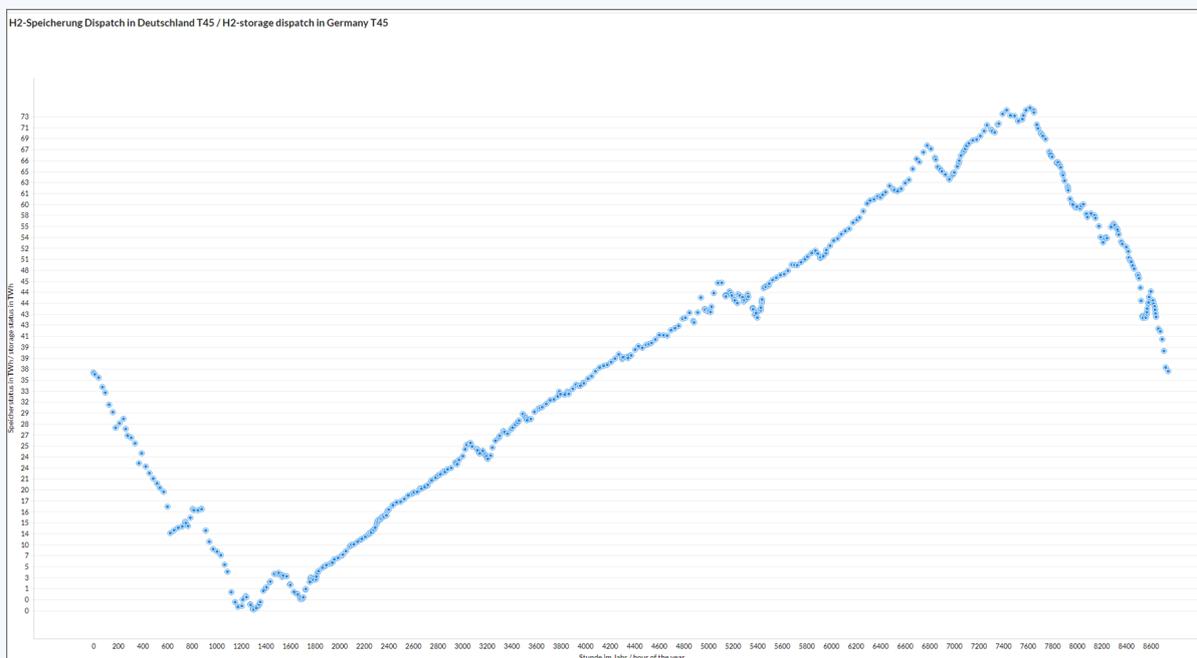


Abbildung 3: T45-Strom Szenario Aggregierte Fahrweise Wasserstoffspeicher 2045

Da es sich bei den Langfristszenarien um Modellierungen handelt, die mögliche ideale Entwicklungspfade unter bestimmten Annahmen aufzeigen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, erscheint es sinnvoll, die unterstellten Szenarien mit bestehenden Projekten und anderen Prognosen abzugleichen, um so insbesondere den kurz-mittelfristigen Wasserstoffspeicherbedarf für weitere Planungen zu verifizieren.

Zudem führen die den Langfristszenarien unterliegende ökonomische Optimierungslogik sowie die Annahme perfekter Vorausschau und weitere Effekte dazu, dass die Speicherbedarfe in der Modellierung tendenziell unterschätzt werden. Ebenso führen mögliche unerwartete Mehrnachfragen (außergewöhnlich lange „kalte Dunkelflauten“ etc.) und Wasserstoffversorgungsengpässe zu einem höheren Speicherbedarf. Denkbar wäre es daher, einen zusätzlichen adäquaten Speicherpuffer (Resilienzpuffer) vorzusehen, um dies abpuffern zu können und den Beitrag der Wasserstoffkraftwerke zur Versorgungssicherheit des Stromsystems zu gewährleisten.

### Wasserstoffspeicherpotential und Kosten des Aufbaus

Deutschland ist mit einem Speichervolumen von ca. 256 TWh mit Abstand der größte Erdgasspeicherstandort in der Europäischen Union und verfügt aufgrund großer Salzstockgebiete über ein hohes Speicherausbaupotential, allerdings fast ausschließlich im Nordwesten und Norden (die größten Salzkavernenfelder liegen im niedersächsischen Etzel und im nordrhein-westfälischen Epe). Die technische Grundlagenforschung für die Nutzung von Wasserstoff in Untertagespeichern ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Inwieweit eine Umstellung bestehender Speicher sowie der Bau neuer Wasserstoffspeicher möglich sein wird, ist daher noch nicht abschließend geklärt. Erste Studien gehen davon aus, dass Kavernenspeicher (ca. 67 % des deutschen Arbeitsgasvolumens) grundsätzlich auf Wasserstoff umstellbar sind und für Porenspeicher (ca. 33 % des deutschen Arbeitsgasvolumens) Einzelprüfungen notwendig werden.

Wegen der unterschiedlichen chemischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas und vor allem des ca. vier-fünffach höheren Volumenbedarfs der gasförmigen Speicherung

von Wasserstoff gegenüber Methan sind, sofern die Langfristszenarien und die zuvor genannten Umrüstungspotentiale von bestehenden Erdgasspeichern zu Grunde gelegt werden, die derzeit bestehenden Erdgasspeicherkapazitäten für die Speicherung von Wasserstoff langfristig nicht ausreichend. Selbst wenn sämtliche Erdgasspeicher für eine Umrüstung geeignet wären, lässt sich der Speicherbedarf für Wasserstoff somit nicht ausschließlich über eine Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoffspeicher realisieren. Zudem ist bislang unklar, in welchem Tempo Erdgasspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden können, da auch für Erdgas für einen noch nicht genau konkretisierbaren Zeitraum Speicher benötigt werden.

Nach Einschätzung des Speicherverbandes INES besteht, unter der bislang noch zu bestätigenden Annahme, dass alle deutschen Kavernenspeichieranlagen (31 Anlagen mit ca. 275 Einzelkavernen) sowie 4 von 16 Porenspeichern umgerüstet werden können, ein Wasserstoffspeicherumstellungspotential von ca. 32 TWh Wasserstoff. Der Verband rechnet damit, dass sich der Wasserstoffspeicherbedarf des Szenarios T45-Strom bis ca. 2035 alleine durch Umrüstungen von Bestandsspeichern realisieren lassen sollte. Danach müssten neben Umrüstungen bis 2040 auch ca. 15 weitere und dann bis 2045 nochmals weitere ca. 27 Kavernenspeicher neu gebaut werden, d.h. in Summe insgesamt ca. 42 neue Kavernenspeicher. Die hier vom Speicherverband INES zugrunde gelegten Ergebnisse der Langfristszenarien berücksichtigen jedoch noch nicht den verstärkten Zubau an Stromerzeugungskapazität aus Wasserstoff durch die Kraftwerksstrategie.

Der Zeitbedarf für die Umrüstung von bestehenden Kavernen wird in erster Linie technisch bedingt auf ca. 5-7 Jahre angesetzt; für den Neubau mit Solung dürfte deutlich mehr Zeit benötigt werden (10-12 Jahre). Daraus lässt sich ableiten, dass Neubauspeicher, die bis 2035 benötigt werden in den nächsten Jahren entwickelt werden müssten.

Alle dem BMWK bisher bekannten Wasserstoffspeichervorhaben haben gemein, dass sie eher Pilotcharakter aufweisen und kleinvolumig ausgelegt sind, so dass selbst bei Realisierung aller Projekte ein deutliches Delta zu dem Speicherbedarf in 2030 verbleiben würde, der im Szenario T45-Strom der Langfristszenarien ermittelt wurde und angesichts des nun zügigeren Hochlaufs von Wasserstoffkraftwerken tendenziell den modellierten Speicherbedarf unterschätzt.

Umrüstungskosten für Kavernenspeicher werden seitens INES auf ca. 47-84 Mio. Euro pro TWh Wasserstoff beziffert, so dass gemäß des Szenarios T45-Strom bis 2030 (2 TWh) ca. 100-170 Mio. Euro für den Aufbau angesetzt werden müssten (für Porenspeicher werden mit ca. max. 60 Mio./TWh geringere Kosten angesetzt, allerdings bedarf die technische Umsetzbarkeit noch weiterer Prüfung). Das gilt nur insofern mit der Umrüstung kein Konflikt mit der Erdgasversorgungssicherheit auftritt, wovon zum gegenwärtigen Zeitpunkt wegen des gewollten schrumpfenden Gasverbrauchs grundsätzlich ausgegangen wird. Insgesamt beziffert INES die Investitionskosten für die Entwicklung des Wasserstoffspeichervolumens auf über ca. 12,8 Mrd. Euro (ca. 40 Euro/MWh Arbeitsgasvolumen bei Umrüstung und ca. 270 Euro/MWh Arbeitsgasvolumen bei Neubau). Wenngleich die technische Umsetzbarkeit, die Speicherbedarfe und die angesetzten Kosten zu verifizieren sind, geben sie zumindest einen Eindruck über die mit dem Aufbau der Wasserstoffspeicherung verbundenen Kosten-Größenordnung.

Auch wenn viele Regulierungsfragen und insbesondere Fragen des Marktdesigns des Wasserstoffmarktes zu spezifizieren sind, erscheint es im Grundsatz so, dass der zukünftige Wasserstoffbinnenmarkt mit denselben oder zumindest ähnlichen Regelungen wie sie heute im Erdgasbinnenmarkt existieren, reguliert werden soll. So schreibt die GasRiLi NF Rat vor, dass der Wasserstoffmarkt vollständig entflochten und bis auf den durch „natürliche Monopole“ gekennzeichneten Netzbetrieb durch wettbewerbliche Strukturen und wettbewerblich bestimmte Preisfindung mit entsprechenden Investitionsrisiken und -chancen gekennzeichnet sein soll (Vgl. Art. 56 GasRiLi NF Rat). Der Aufbau der Wasserstoffspeicherung hat demnach in erster Linie durch privatwirtschaftliche Investitionen und privatwirtschaftliche Refinanzierung zu erfolgen, die gem. Art. 33 der GasRiLi NF Rat zunächst keiner Entgeltregulierung unterliegt.

Neben diesem rein wettbewerblich und als separatem Wertschöpfungsteil organisierten Speichermarkt, ist es gemäß der GasRiLi NF grundsätzlich möglich, dass es auch Speicher geben kann, die zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendig sind (Vgl. Artikel 2 Abs. 1 Nr. 6 a) GasRiLi NF Rat).

Auf dieser Basis kann zwischen betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern und allgemeinen Wasserstoffversorgungsspeichern, die in erster Linie eine Versorgungsaufgabe haben, unterschieden werden. Hier besteht allerdings die Herausforderung darin, zu bestimmen, in welchem Umfang, an welchen Lokalitäten, in welcher Art und zu welchen Zeitpunkten betriebsnotwendige Wasserstoffnetzspeicher benötigt werden. Hierbei muss auch berücksichtigt werden, dass wettbewerblich betriebene Versorgungsspeicher auch netzdienlich sein können und z.B. Regelenergie bereitstellen können.

Die Identifizierung des potenziellen Bedarfs an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern dürfte vorderste Aufgabe der Wasserstoffnetzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sein. Die dafür anzusetzenden Kriterien müssen sich stets daran orientieren, ob der jeweilige Speicher für die Erfüllung der Transportaufgabe des Netzbetreibers notwendig ist. Entflechtungsrechtlich ist die Beurteilung dessen zudem einzelfallabhängig im Rahmen der Zertifizierung der Wasserstoffnetzbetreiber nach Art 65 der GasRiLi NF Rat vorzunehmen, bei der die Wasserstoffnetzbetreiber nachweisen müssen, Eigentümer sämtlicher für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen zu sein. Denkbar wäre beispielsweise ein Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern anzusetzen, um während der relativ unsicheren Hochlaufphase des Wasserstoffmarktes Regelenergiebedarfe zur Stabilisierung des Netzes über diese Speicher abzudecken oder zumindest absichern zu können, weil anderweitig nicht mit einer ausreichenden Bereitstellung von Regelenergie gerechnet werden kann (Investitionszurückhaltung sonstiger Marktakteure). Sollte es einen entsprechenden Bedarf nicht geben, um technisch einen kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb sicherzustellen, dürfte es keine Zuordnung von Wasserstoffspeichern in den Netzbetrieb geben.

Hinsichtlich der Wasserstoffversorgungsspeicher darf hingegen grundsätzlich angenommen werden, dass diese aus dem Markt aktiv nachgefragt werden sollten, damit ein Lieferant gegenüber seinem Kunden überhaupt z.B. die saisonal unterschiedlichen

Mengen zusichern kann, die zur kosteneffizienten Versorgung beispielsweise eines Wasserstoffkraftwerks oder eines industriellen Abnehmers in Abhängigkeit des gültigen Wasserstoff-Bilanzierungssystems benötigt werden. Es ist damit Aufgabe der privatwirtschaftlichen Energiewirtschaft bzw. des einzelnen Wasserstoffversorgers vor dem Hintergrund des Bilanzierungssystem (s.u.), den notwendigen Bedarf seiner Abnehmer zu identifizieren und für die kontinuierliche Bedarfsdeckung Vorsorge zu tragen, d.h. ggf. auch Speicherbedarf zu identifizieren und den Speicherbau zu initiieren.

Der Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern, sofern vorhanden, und Wasserstoffversorgungsspeichern dürfte dabei jeweils keine statische Größe, sondern von einer Reihe z.T. gegenseitig voneinander abhängiger Faktoren, wie z.B. des anzusetzenden Bilanzierungssystems, der Reife des Marktes (auch zur Bedienung von Regelenergiebedarfen der Netzbetreiber über externe Regelenergie), des Netzausbaus etc., sein und sich daher im Zeitverlauf ändern.

Auch erscheint es plausibel, dass im Zeitablauf des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft der Anteil möglicherweise benötigter betriebsnotwendiger Wasserstoffnetzspeicher an den gesamten Wasserstoffspeichern abnimmt, denn wie grafisch in den Abbildungen 2 und 3 dargestellt, resultiert der maßgebliche Anteil am Wasserstoffspeicherbedarf im Zieljahr 2045 hauptsächlich aus der saisonalen und weniger aus der kurzfristigen Nachfrage nach Speicherdienstleistungen, so dass diese auch kurzfristigere Aufgaben wie die Bereitstellung von Regelenergie mitabdecken können sollten.

Wichtig für den Wasserstoffspeicherhochlauf dürfte das Wasserstoffmarktdesign und insbesondere das Wasserstoffbilanzierungssystem (Zuständigkeit Regulierungsbehörde BNetzA), das den Netzzugang und die operative Nutzung des Wasserstoffnetzes regelt, sein. Das Bilanzierungssystem gesteht Marktakteuren bspw. Toleranzen zwischen Netzeinspeisung und zugehörigen Netzausspeisungen zur Belieferung von Verbrauchern zu. Je geringer diese Toleranzen sind bzw. je höher etwaige zusätzliche Kosten bei Überschreitung der Toleranzbänder sind, desto mehr Anreize haben Marktteure z.B. mit eigenen Speichern für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisungen zu sorgen. Andererseits könnten durch ein enges Toleranzband für kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Ein- und Ausspeisungen die Kosten der Netznutzer (z.B. durch Speicherkosten) steigen und den Einstieg in den Markt unattraktiver machen. Zu erörtern ist, ob das Bilanzierungssystem je nach Ausgestaltung als Markteintrittsbarriere wirken kann und ob etwa ein Bilanzierungssystem, das einen großen Teil der kurzfristigen Strukturierungsbedarfe zur Synchronisation mit der Wasserstoffnachfrage als Systemdienstleistung des Netzbetriebs vorsieht und bei der Erfüllung von Versorgungsaufgaben relativ hohe Toleranzen für kurzfristige Ein-/Ausspeiseschwankungen zulässt (z.B. Tagesbilanzierung für relativ viele Abnahmegruppen), dazu beitragen kann den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu stimulieren. Mit zunehmender Reife des Marktes könnten die Energieversorger dann stärker verpflichtet werden, selber für die Strukturierung zu sorgen. Eine Orientierung könnte hier die Entwicklung im Gasmarkt bieten, wo es mit den Regelungen des Bilanzierungssystem Gabi Gas bzw. Gabi Gas 2.0 (Festlegung der Bundesnetzagentur/Beschlusskammer) erprobte Regelungen für die Bilanzierung gibt.

Sinnvoll erscheint es, eine Evolution der Regulatorik gleich von Anfang an mitzudenken. Damit zu Beginn ggfs. benötigte betriebsnotwendige Wasserstoffnetzspeicher mit der Zeit aus dem Netzbetrieb in die Eigenständigkeit herausgelöst werden können (z.B. durch gesellschaftsrechtliche und organisatorische Vorkehrungen), um durch den dann etablierten Markt effizient bewirtschaftet zu werden (z.B. Angebot von Externer Regelenergie). Von den jeweiligen Netzbetreibern müsste allerdings dann der Nachweis erbracht werden, dass solche Speicher nicht mehr betriebsnotwendig sind.

Sofern der Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern identifiziert und vom Regulierer Bundesnetzagentur anerkannt wird, wird der Speicher Bestandteil des Netzes und die betriebsnotwendigen Kosten über die Wasserstoffnetzentgelte finanziert. Die Wasserstoffversorgungsspeicher würden hingegen vollständig im wettbewerblichen Umfeld über private Investitionen finanziert bzw. über die Einnahme von Speicherentgelten für die Beanspruchung von Speicherdienstleitungen durch Versorgungsunternehmen bzw. Händler refinanziert werden. Sollte kein Bedarf an betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern vorhanden sein, weil bspw. die zukünftige Verfügbarkeit externer Wasserstoff-Regelenergie von den Netzbetreiber als ausreichend belastbar angesehen wird und z.B. das Wasserstoff-Bilanzierungssystem strenge Vorgaben für Versorger bzw. Großabnehmer macht, kurzfristige Strukturierungsleistungen selbst zu übernehmen, so wären Investitionen alleine privatwirtschaftlich im wettbewerblichen Umfeld und nicht durch den Netzbetrieb zu stemmen. Erste Rückmeldungen von Marktteilnehmern tendieren dazu, dass sofern verlässliche Marktregelungen existieren, der Wasserstoffspeicherhochlauf rein privatwirtschaftlich im wettbewerblichen Umfeld erfolgen sollte, wenngleich auch Bedarf an staatlichen Fördermaßnahmen angemeldet wird, ohne diese genauer zu spezifizieren.

Grundsätzlich ist es für das Gelingen der Energiewende erforderlich, kontinuierlich zu monitoren, ob der Aufbau der Wasserstoffspeicher robust in einem für die Energiewende und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichem Tempo erfolgen wird oder ob hierfür ein Bedarf für die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen besteht.

## Fazit

Im Ergebnis liefert dieses Papier einen ersten Überblick über die Thematik der Wasserstoffspeicher und identifiziert Bereiche, die weiterer Untersuchung und Prüfung bedürfen:

1. Prüfung durch Stakeholder, ob die durch das BMWK in Auftrag gegebenen Langfristszenarien mit vorhandenen Prognosen der jeweiligen Stakeholder vereinbar sind und Entwicklung im besten Fall konsensfähiger Prognosepfade.  
Zeitraum: Bis November 2023 (Hinweis: Aktuell werden Szenarien der BMWK-Langfristszenarien aktualisiert sowie weitere Szenarien modelliert, so dass hierzu in diesem Zeitraum auch seitens der Langfristszenarien voraussichtlich weitere Erkenntnisse vorliegen werden.)
2. Identifizierung des betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeicherbedarfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber.  
Zeitraum: Bis Juni 2024

3. Auflösung des Spannungsverhältnisses zwischen Erdgasversorgungssicherheit und Umrüstung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern durch Studien des BMWK in Abstimmung mit Fernleitungsnetzbetreiber und übrigen Stakeholdern.  
Zeitraumen: Gutachtenvergabe in Q1/24
4. Mögliche Verfahrenseinleitung zur Festlegung eines Marktdesigns mit zugehörigem Wasserstoff-Bilanzierungssystem durch Bundesnetzagentur unter Einbeziehung aller Stakeholder.  
Zeitraumen: Start des Verfahrens möglicherweise in der 2. Jahreshälfte 2024
5. Klärung der Finanzierbarkeit von betriebsnotwendigen Wasserstoffnetzspeichern über Wasserstoffnetzentgelte durch Bundesnetzagentur, sofern Bedarf vorhanden ist.  
Zeitraumen: 2. Jahreshälfte 2024
6. Kontinuierliche Prüfung/Monitoring, ob der Aufbau der Wasserstoffspeicher robust in einem für die Energiewende und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichem Tempo erfolgen wird oder ob hierfür ein Bedarf für die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen besteht.