

INITIATIVE  
ENERGIEN SPEICHERN



**Initiative Energien Speichern e.V.**

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

[info@energien-speichern.de](mailto:info@energien-speichern.de)

[www.energien-speichern.de](http://www.energien-speichern.de)

# Positionspapier

**Vorschläge für einen Marktrahmen zur  
Entwicklung von Wasserstoffspeichern**

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung .....	3
2. Zahlen, Daten und Fakten .....	5
2.1. Nachfrage nach Wasserstoffspeicherkapazitäten.....	5
2.2. Angebot von Wasserstoffspeicherkapazitäten .....	7
2.3. Wirtschaftlichkeits-Lücke von Investitionen .....	11
3. Handlungsbedarf .....	12
4. Marktrahmen-Analyse .....	14
4.1. Status Quo: Marktbasierte Speicherentwicklung mit ggf. vereinzelter Förderung ..	14
4.2. Alternative: Szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung in einem regulierten Rechtsrahmen .....	15
5. Handlungsempfehlung.....	18
5.1. Bewertung der Marktrahmen .....	18
5.2. Marktrahmenvergleich und -auswahl.....	19
6. Ausblick .....	21
Über uns .....	22
Transparenzhinweis.....	22
Kontakt .....	22

## 1. Einleitung

Wasserstoff bietet die Möglichkeit, Strom aus volatilen erneuerbaren Energien zu speichern und bedarfsgerecht wieder zur Verfügung zu stellen. Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Klimaschutzoption insb. zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse oder von Schwerlastverkehren ist es gerade diese Speicherfähigkeit, die Wasserstoff für die Energiewende so unverzichtbar macht.

Mit dem Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wurde im November 2022 der Bedarf für Wasserstoffspeicher von politischer Seite quantitativ beschrieben. Das vom BMWK beauftragte Forschungskonsortium weist im Rahmen mehrerer Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 (T45-Szenarien) einen Bedarf an Wasserstoffspeichern zwischen 64 und 105 TWh aus (siehe hierzu [www.langfristszenarien.de](http://www.langfristszenarien.de)). Diesem hohen zukünftigen Bedarf stehen aktuell nur wenige Pilotprojekte zur Entwicklung von Wasserstoffspeicherkapazitäten gegenüber, die nur über geringere Speicherkapazitäten verfügen werden. Zudem wurde bisher für keines der Pilotprojekte eine finale Investitionsentscheidung getroffen.

Da zur Umsetzung der Energiewende - völlig unabhängig vom gewählten Szenario-Pfad - eine umfangreiche Entwicklung von Wasserstoffspeichern notwendig sein wird, Investitionen allerdings noch unzureichend in diesem Bereich getätigt werden, ist eine vertiefte politische Auseinandersetzung mit der Thematik geboten.

Das Bundeskabinett hat am 26. Juli 2023 die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie beschlossen. Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) setzt sich unter anderem auch mit der Entwicklung von Wasserstoffspeichern auseinander. Sie schreibt vor, dass für Wasserstoffspeicher mittelfristig ein „Wasserstoffspeicherkonzept“ erarbeitet werden soll. Mittelfristig im Sinne der NWS bedeutet konkret bis zum Jahr 2024 oder 2025.

Nicht nur auf nationaler, sondern auch auf europäischer Ebene werden Wasserstoffspeicher thematisiert. Im Rahmen der Trilogverhandlungen zur Richtlinie und zur Verordnung über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (Gaspaket) wird unter anderem die Frage diskutiert, in welchem Marktrahmen Wasserstoffspeicher künftig entwickelt und betrieben werden sollen.

Da Deutschland nicht nur über die größten Gasspeicherkapazitäten in der Europäischen Union (EU), sondern auch zeitgleich über die größten Potenziale für Wasserstoffspeicher verfügt, nimmt Deutschland bei der Entwicklung von Wasserstoffspeichern eine besondere Rolle ein.

Das Gelingen der Energiewende(n) in der EU insgesamt wird letztlich auch von der Entwicklung von Wasserstoffspeichern in Deutschland abhängen.

Mit diesem Positionspapier beschreibt INES Empfehlungen für politische Entscheidungsträger, zur Entwicklung eines Marktrahmens für Investitionen in Wasserstoffspeicher. Das themenspezifische Diskussionspapier gliedert sich in umfangreichere Verbandsarbeiten ein, die in ein umfassendes INES-Wasserstoffspeicherkonzept einfließen und zu einem späteren Zeitpunkt veröffentlicht werden.

## 2. Zahlen, Daten und Fakten

### 2.1. Nachfrage nach Wasserstoffspeicherkapazitäten

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes und damit auch die Entwicklung der Wasserstoffinfrastrukturen ist Kern vieler Studien. Im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien hat ein Beratungskonsortium analysiert, wie der Transformationsprozess zu einem vollständig treibhausgasneutralen Energiesystem in Deutschland in unterschiedlichen Ausprägungen grundsätzlich stattfinden kann. Das Forschungskonsortium besteht aus dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), der Consentec GmbH, dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu) und der Technischen Universität Berlin (TU Berlin).

Die BMWK-Langfristszenarien beleuchten fünf verschiedene Szenarien und geben für jedes Szenario den Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazitäten in gewählten Stützjahren an.

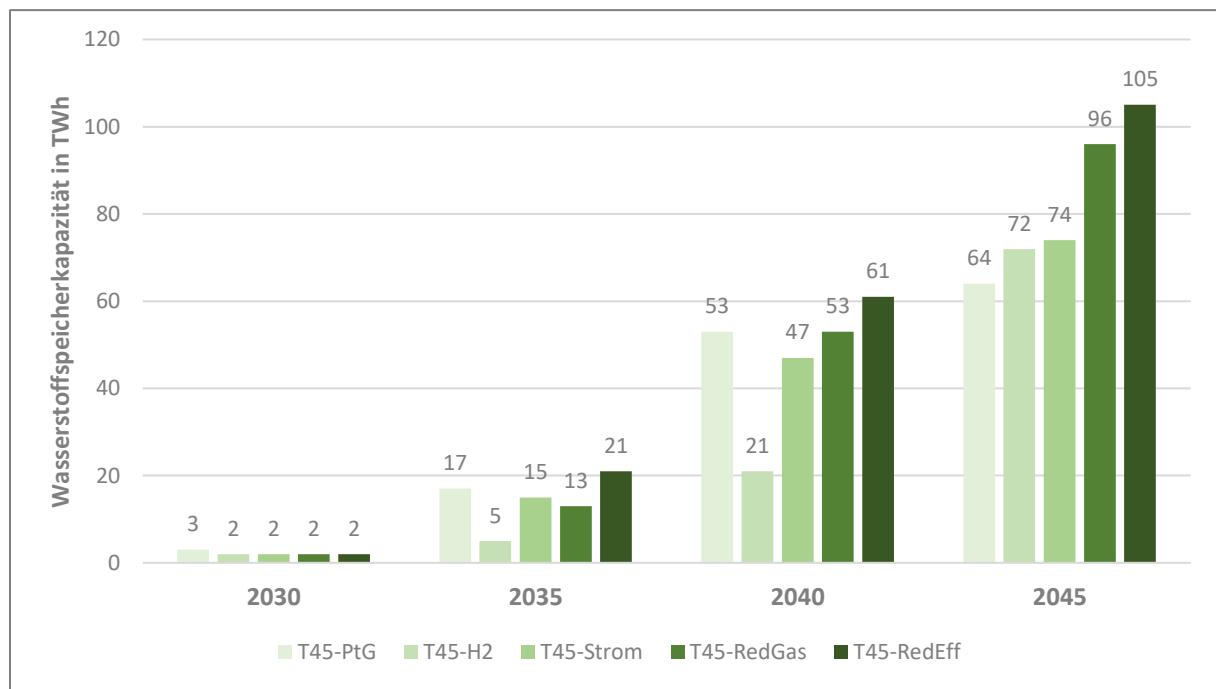


Abbildung 1: Wasserstoffspeicher-Bedarf gemäß den BMWK-Langfristszenarien (vgl. BMWK, 2022)

Die drei Szenarien T45-Strom, T45-H2, T45-PtG stellen die sogenannten Hauptzzenarien dar. Der Transformationsschwerpunkt liegt entsprechend der Bezeichnung der T45-Szenarien auf einer starken Elektrifizierung („Strom“), einer umfassenden Anwendung von Wasserstoff („H2“) oder dem starken Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen („PtG“).

Neben den Hauptzzenarien wurden auch Risikozzenarien modelliert. Mit dem Szenario T45-RedGas wurde ein möglichst schneller Ausstieg aus der Nutzung von Methan (d.h. insb. Erdgas) untersucht. Das Szenario T45-RedEff zeigt auf, wie sich das Szenario T45-Strom ändert, wenn die Fortschritte bei der Energieeffizienz geringer als angenommen ausfallen.

Alle Szenarien zeigen einen stark wachsenden Kapazitätsbedarf von Wasserstoffspeichern. Bis zum Jahr 2030 wächst der Bedarf zwar zunächst langsam bis auf 2 bis 3 TWh an. Bereits im Jahr 2035 sind aber schon 5 bis 21 TWh Wasserstoffspeicherkapazitäten erforderlich. Im Zeitraum 2035 bis 2040 wächst der Bedarf am stärksten auf 21 bis 61 TWh. Im Jahr 2045, wenn gemäß der Szenarien die Treibhausgasneutralität („T45“) erreicht wird, beträgt der Bedarf je nach Szenario zwischen 64 und 105 TWh.

Das Forschungskonsortium weist für das Szenario T45-Strom die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten aus. Entsprechend ist wahrnehmbar, dass sich politische Entscheidungsträger auf eine starke Elektrifizierung durch z.B. elektrische Wärmepumpen oder Elektromobilität zur Umsetzung der Energiewende fokussieren. Für die weiteren Betrachtungen wird deshalb der Entwicklungsbedarf an Wasserstoffspeicherkapazitäten aus dem Szenario T45-Strom zugrunde gelegt.

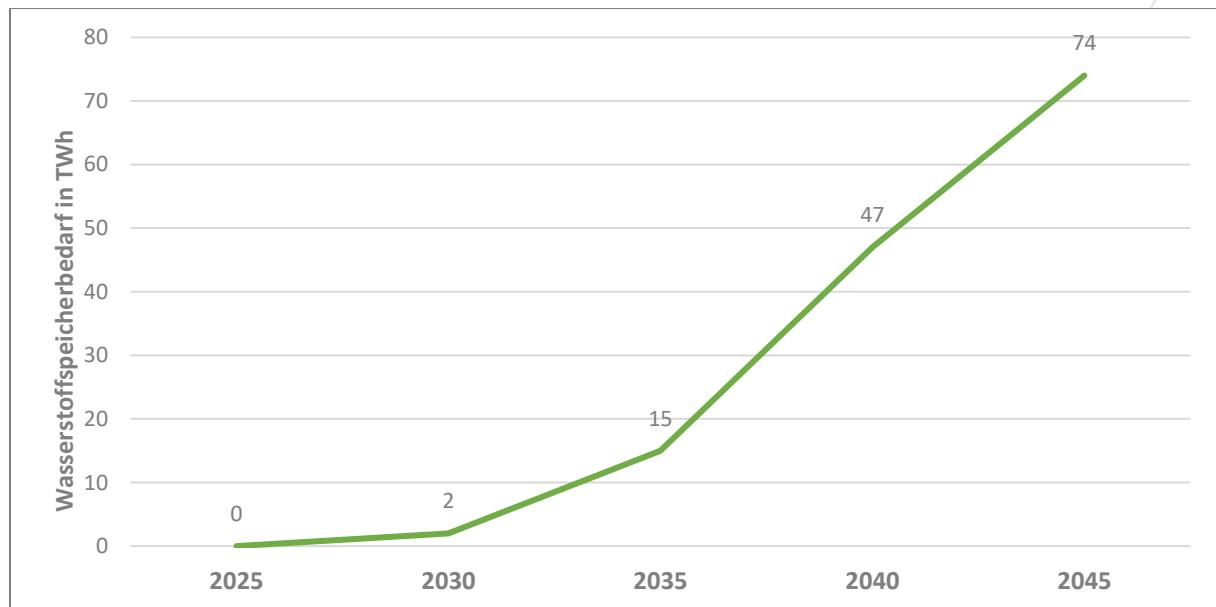


Abbildung 2: Wasserstoffspeicher-Bedarf gemäß Langfristszenario T45-Strom (vgl. BMWK, 2022)

## 2.2. Angebot von Wasserstoffspeicherkapazitäten

In Deutschland sind noch keine Wasserstoffspeicher im kommerziellen Betrieb. Es existieren Pilotprojekte zur Entwicklung von geringfügigen Wasserstoffspeicherkapazitäten. Grundsätzlich kann ein Wasserstoffspeicher durch die Umwidmung eines bestehenden Untergrundspeichers (von Gas oder Öl) auf Wasserstoff oder durch den Neubau eines Wasserstoffspeichers entwickelt werden. Hierbei ist zu differenzieren zwischen der geologischen Formation, den untertägigen und den obertägigen Anlagen zur Ein- und Ausspeicherung. Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Wasserstoff-Verträglichkeit einzelner Speicherkomponenten ist davon auszugehen, dass die Umwidmung eines bestehenden Speichers immer auch den Neubau einzelner Bestandteile umfasst.

Im Rahmen einer Kooperation mit anderen Verbänden hat die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) die technisch-ökonomische Studie „Wasserstoff speichern - soviel ist sicher“ zu den Potenzialen der Wasserstoffspeicherung in Gasspeichern in Deutschland durchgeführt und am 13. Juni 2022 veröffentlicht. Mit der Studie wurde untersucht, in welchem Umfang in den bestehenden Gasspeichern Wasserstoff gelagert werden kann und wieviel Wasserstoffspeicherkapazitäten zur Umsetzung der Energiewende entsprechend der BMWK-Langfristszenarien darüber hinaus noch errichtet werden müssten.

Vor diesem Hintergrund war es integraler Bestandteil der Studie, die Auswirkungen von Wasserstoff auf die bestehende Gasspeicherinfrastruktur zu untersuchen. Dabei wurden alle wesentlichen Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen, die Leistungsdaten und das thermodynamische Verhalten für Gas und Wasserstoff und deren ökonomische Auswirkungen auf die Anlageninfrastruktur und den Betrieb künftiger Wasserstoffspeicher untersucht. Als Grundlage dafür dienten aktuelle Literatur und Forschungsprojekte.

Deutschland verfügt über die größten Gasspeicherkapazitäten innerhalb der EU. Auch im weltweiten Vergleich gehört Deutschland zu den Ländern mit den größten Gasspeicherkapazitäten. Bei den in Deutschland liegenden Gasspeichern ist grundsätzlich zwischen Kavernen- und Porenspeichern zu unterscheiden. Deutschland verfügte zum Zeitpunkt der Studie über 47 Gasspeicher mit einer Erdgasspeicherkapazität von 256 TWh. Davon entfielen 163 TWh auf 31 Kavernenspeicher. Die übrigen 93 TWh konnten in sechzehn Porenspeichern gelagert werden.

Derzeit existiert in Deutschland eine Gesamtkapazität von 256 TWh, wovon 158 TWh auf Kavernenspeicher und 98 TWh auf Porenspeicher entfallen (siehe hierzu: [www.energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicher-fuellstaende/](http://www.energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicher-fuellstaende/)).

Während bei Kavernenspeichern eine Nutzbarkeit der künstlich im Salzgestein geschaffenen Kavernen-Hohlräume auch für reinen Wasserstoff grundsätzlich angenommen wird, muss bei Porespeichern eine Einzelfallprüfung die Tauglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff zunächst belegen. Kavernenspeicher wurden in der Modellierung deshalb vollständig für die Umwidmung auf Wasserstoff eingesetzt. Demgegenüber wurden basierend auf den zum Zeitpunkt der Studie vorliegenden Erkenntnissen nur einzelne Porespeicher als mögliches Speicherpotenzial in die Betrachtung einbezogen.

Die Studie hat ergeben, dass in Summe aus den als tauglich angenommenen Poren- und Kavernenspeichern eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32 TWh entwickelt werden könnte. Auf Basis der Ergebnisse lässt sich demnach bereits feststellen, dass die Umstellung der bestehenden wasserstofftauglichen Gasspeicher in Deutschland den Bedarf der zukünftig benötigten Wasserstoffspeicherkapazität gemäß BMWK-Langfristszenarien bei Weitem nicht decken kann.

Im Rahmen der Studie wurden darüber hinaus Transformationspfade modelliert, die auf den BMWK-Langfristszenarien aufbauen und verschiedene Optionen zur Deckung der darin ausgewiesenen Bedarfe nach Wasserstoffspeicherkapazitäten technisch-ökonomisch bewerten. Da die Studienarbeiten vor der Veröffentlichung der Langfristszenarien 3 im November 2022 („T45-Szenarien“) abgeschlossen wurden, beziehen sich die Studienergebnisse noch auf die Langfristszenarien 2 („TN-Szenarien“), die im August 2021 vom Forschungskonsortium im Auftrag des BMWK veröffentlicht worden sind.

Basierend auf den Ergebnissen der Studie „Wasserstoff speichern - soviel ist sicher“ werden zunächst aus Gründen der Kosteneffizienz die bestehenden Gasspeicher an Wasserstoff angepasst. Die Anpassungsphase ist im Fall des Elektrifizierungsszenarios („TN-Strom“) bis zum Jahr 2041 abgeschlossen.

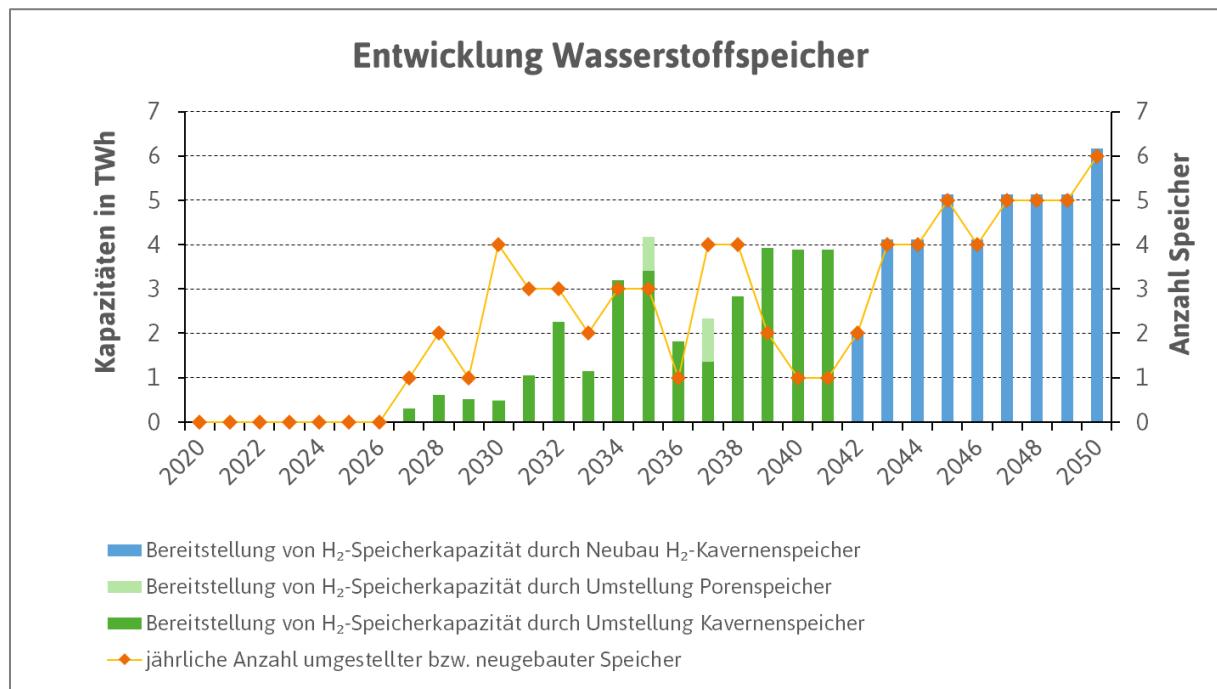


Abbildung 3: Transformationspfad für Gaspeicher im Langfristzenario TN-Strom (vgl. BMWK, 2021)

In den Folgejahren würden gemäß den Modellannahmen der Studie 40 der für Deutschland beispielhaften (repräsentativen) Kavernenspeicher mit einer Wasserstoffspeicherkapazität von 41 TWh zugebaut. Die Potenziale zur Umstellung von Ölspeicher auf Wasserstoff blieben in der Studie unberücksichtigt. Weiterhin blieben in der Studie auch Wechselwirkungen mit der Versorgungssicherheit im Gasmarkt unberücksichtigt, die es voraussichtlich erforderlich machen werden, auch schon vor 2041 Neubauten von Wasserstoffspeichern zu realisieren.

Sowohl für den Umbau als auch für den Neubau von Wasserstoffspeichern sind erhebliche Investitionen notwendig. Die Studie „Wasserstoff speichern - soviel ist sicher“ kam zu dem Ergebnis, dass zur Entwicklung von 73 TWh Wasserstoffspeicherkapazitäten insgesamt 12,8 Milliarden Euro investiert werden müssen. Die Erfahrungen aus den ersten Pilotprojekten legen allerdings nahe, dass die Kosten bislang unterschätzt wurden. Im Abschnitt 2.3 wird deshalb eine aktualisierte Kostenschätzung für das Aufzeigen einer potenziellen Wirtschaftlichkeits-Lücke betrachtet. Eine Aktualisierung der Transformationspfade-Modellierung zum Szenario T45-Strom beabsichtigt INES bis zum Ende des Jahres 2023 zu veröffentlichen.

Da die Entwicklung von Wasserstoffspeicherkapazitäten bspw. im Unterschied zu Wasserstoffnetzen sehr zeitaufwendig ist, muss eine zielgerechte Umsetzung der Energiewende auch die erforderlichen Zeiträume zur Umwidmung und zum Neubau von Wasserstoffspeichern in den Blick nehmen. Eine aktuelle INES-Analyse zeigt, dass die

Umwidmung eines Gasspeichers auf Wasserstoff in Abhängigkeit von den umzustellenden Komponenten zwischen rund 6 und 9 Jahren andauert. Der Speicherneubau erfordert zwischen 10 und 11 Jahren (siehe Tabelle 1).

Entwicklungszeiten Wasserstoffspeicher	1. Jahr	2. Jahr	3. Jahr	4. Jahr	5. Jahr	6. Jahr	7. Jahr	8. Jahr	9. Jahr	10. Jahr	11. Jahr
<b>Kavernenspeicher</b>											
Neubau an geeigneter Lokation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer Bohrung und OTA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer Bohrung	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer OTA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Vollständige Umwidmung	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
<b>Porenspeicher</b>											
Neubau an geeigneter Lokation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer Bohrung und OTA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer Bohrung	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Umwidmung mit neuer OTA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Vollständige Umwidmung	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Tabelle 1: Entwicklungszeiten von Wasserstoffspeichern (vgl. INES, 2023)

Aus den Entwicklungszeiten für Wasserstoffspeicher lässt sich ableiten, dass, abhängig von der Dauer der individuellen Umstellung, die Umwidmung von ausreichend großen Gasspeicherkapazitäten zwischen 2021 und 2024 hätte begonnen werden müssen bzw. begonnen werden muss, um die Energiewende gemäß BMWK-Langfristszenarien umzusetzen.

Im Rahmen der aktuell krisengeprägten Gasversorgungssituation ist der Erhalt von Gasspeicherkapazitäten für eine sichere Gasversorgung von großer politischer Bedeutung. In der Folge hat der Gesetzgeber mit § 35h Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine Stilllegungsanzeigepflicht für Speicherbetreiber eingeführt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat das Vorhaben einer Stilllegung mit Blick auf die Gasversorgungssicherheit zu prüfen und über eine Genehmigung zu entscheiden. Das Potenzial zur Umwidmung von Gasspeichern auf Wasserstoff wird demzufolge staatlich reguliert und könnte in Abhängigkeit von der Gasversorgungssituation in der damit verbundenen Genehmigungstätigkeit der BNetzA ggf. reduziert sein.

Wenn zukünftige Wasserstoffspeicher-Bedarfe vor dem Hintergrund der aktuellen Gasversorgungssituation zunächst über einen Neubau von Speichern gedeckt werden sollen, hätte ein Neubau von Wasserstoffspeichern bereits im Jahr 2020 einsetzen müssen. Denkbar sind allerdings auch Mischkonzepte, die den Neubau von Oberflächenanlagen vorsehen, um sowohl umgestellte und bereits teilentwickelte als auch neu gebaute Kavernen anzuschließen. Dies könnte spätere Neubauzeiten reduzieren, aber zeitgleich bei den ersten Wasserstoffspeicher-Entwicklungen Zeitvorteile durch Teil-Umwidmung nutzbar machen.

## 2.3. Wirtschaftlichkeits-Lücke von Investitionen

Zur Beschreibung einer möglichen Wirtschaftlichkeits-Lücke von Investitionen in Wasserstoffspeicher werden im Folgenden die Kosten für den Neubau eines Wasserstoffspeichers betrachtet. Für die Betrachtung werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Für einen Beispiel-Kavernenspeicher bestehend aus 8 Kavernen, der in Summe ein Speichervolumen von einer Terrawattsunde hat, werden überschlägig Investitionskosten in Höhe von rund 550 Mio. Euro angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Speicher komplett neu gebaut wird. Darüber hinaus wird vereinfachend angenommen, dass Reinvestitionen in Höhe der Abschreibung zur Modernisierung und Instandhaltung getätigt werden.
- Die Investitionen werden gemäß der AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“ für Werke, die für die öffentliche Versorgung bestimmt sind, über 33 Jahre linear abgeschrieben.
- Der Betriebsaufwand wird mit 20 Mio. Euro pro Jahr für die Speicherkapazität im Umfang von einer Terrawattstunde angenommen. Erfahrungswerte für den Wasserstoffspeicherbetrieb existieren allerdings bislang nicht.
- Als Kapitalrendite wird pauschal 12 Prozent angenommen, da die Entwicklung und der Betrieb von Wasserstoffspeichern zum Beispiel aufgrund bergbaulicher Maßnahmen erhebliche Risiken aufweist.

Aus den genannten Annahmen lassen sich im Rahmen einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jährliche Vollkosten im Umfang von 103 Euro pro MWh Speicherkapazität ableiten.

Abhängig von der Zahlungsbereitschaft potenzieller Wasserstoffspeichernutzer ergeben sich dementsprechend Mehr- oder Mindererlöse für den Betrieb von Wasserstoffspeichern. Würde bspw. eine Zahlungsbereitschaft von 80 Euro pro MWh im Markt unterstellt, dann lägen die Mindererlöse für den betrachteten Beispeicher mit einer TWh Speichervolumen demzufolge bei 23 Mio. Euro pro Jahr. Läge die Zahlungsbereitschaft hingegen beispielsweise bei 120 Euro pro MWh, ließen sich daraus Mehrerlöse im Umfang von 17 Mio. Euro pro Jahr für den betrachteten Beispeicher ableiten.

### 3. Handlungsbedarf

Zur Umsetzung der Energiewende gemäß BMWK-Langfristszenarien müssen bis zum Jahr 2045 Wasserstoffspeicherkapazitäten im Umfang von 74 TWh entwickelt werden. Sowohl die Umwidmung als auch der Neubau erfordern lange Zeiträume. Zwar kann ein bestehender oder bereits teilentwickelter Speicher unter optimalen Voraussetzungen schneller für die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden, als wenn ein Neubau erfolgt. Vor dem Hintergrund der aktuell angespannten Gasversorgungssituation stehen bestehende Gasspeicher für die Umwidmung aber ggf. nur in begrenzterem Maße zur Verfügung. Aus einer Betrachtung der Entwicklungszeiten für Wasserstoffspeicher lässt sich ableiten, dass für die Umsetzung der Energiewende gemäß BMWK-Langfristszenarien eine kurzfristige (Teil-)Umwidmung von Gasspeicherkapazitäten unumgänglich ist, aber zeitgleich auch der Neubau von Wasserstoffspeichern rasch einsetzen sollte.

Neben der Entwicklung eines besseren Verständnisses zum Transformationsprozess von Gasspeichern hin zu Wasserstoffspeichern im Lichte der Gasversorgungssituation, ist es allerdings mindestens ebenso bedeutsam, sich mit dem Marktrahmen für Investitionen in Wasserstoffspeicher auseinanderzusetzen. Die Reduktion von Gasspeicherkapazitäten im Rahmen der aktuellen Gasversorgungssituation ist nämlich nicht der maßgebliche Faktor für unzureichende Investitionen in Wasserstoffspeicher. Erhebliche wirtschaftliche Risiken, insb. zu künftigen Umsatzpotenzialen (Nachfragerisiko: Mengen- und Preisrisiko) lassen die Investoren zurückschrecken. Eine fristgerechte Umsetzung der Energiewende entsprechend der BMWK-Langfristszenarien ist in der Folge nicht gewährleistet. Es muss deshalb ein Marktrahmen geschaffen werden, der Investitionen in Wasserstoffspeicher überhaupt erst zulässt bzw. anreizt. Ganz offensichtlich sind die bisherigen Rahmenbedingungen unzureichend und/oder die Marktrisiken für die Umsetzung erforderlicher Investitionsvorhaben (noch) zu groß, um für die Energiewende notwendige Projekte zu fördern. Ausschlaggebend ist dabei vor allem die bestehende Unsicherheit über zukünftige Umsatzpotenziale, die Wasserstoffspeicher erwirtschaften können. Die damit verbundenen Risiken sind so hoch, dass marktwirtschaftliche Kapitalgeber derzeit nicht bereit sind, in die Entwicklung zu investieren. Um zeitnahe bzw. frühere Investitionen in Wasserstoffspeicher anzureizen und so die Entwicklung ausreichender Kapazitäten zur Umsetzung der Energiewende sicherzustellen, sind politische Maßnahmen zur Unterstützung des Marktes erforderlich. Entschließt sich die Politik zu einer solchen Unterstützung, wird es im Wesentlichen darauf ankommen, einen geeigneten Marktrahmen und entsprechende Finanzinstrumente zu schaffen, die die Wirtschaftlichkeits-Lücke schließen und so Investitionssicherheit gewährleisten.

Darüber hinaus kann eine Verkürzung der Entwicklungszeiten durch Beschleunigung staatlicher Genehmigungsprozesse bei der fristgerechten Bereitstellung von Wasserstoffspeicherkapazitäten unterstützend wirken. Sowohl im Fall der Umwidmung, als auch beim Neubau von Wasserstoffspeichern sind die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen und damit verbundene technische Fragestellungen klärungsbedürftig und sollten zur Beschleunigung des Aufbaus der Wasserstoffinfrastrukturen von der Bundes- bis hin zur regionalen Ebene geprüft und aufeinander abgestimmt werden. Dabei sind eine Vielzahl an speicherspezifischen Fragen zu klären, die oftmals mit dem - für Wasserstoffnetze nicht relevanten - Bergrecht verbunden sind. Der bisherige, vor allem auf die Wasserstoffnetze gerichtete politische Blick, ist für den Bereich der Wasserstoffspeicher unzureichend. Wasserstoffspeicher müssen deshalb gesondert bzw. eigenständig betrachtet und behandelt werden.

## 4. Marktrahmen-Analyse

Als Marktrahmen für Wasserstoffspeicher wird im Folgenden neben dem Status Quo die Alternative einer szenariobasierten Speicherentwicklung mit systematischer Förderung betrachtet:

- Status Quo: Marktbasierter Speicherentwicklung mit ggf. vereinzelter Förderung
- Alternative: Szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung in einem regulierten Rechtsrahmen

Die zwei betrachteten Marktrahmen unterscheiden sich darin, wie für Wasserstoffspeicherkapazitäten:

1. die Bedarfe ermittelt und
2. die Investitionen refinanziert werden.

Der Status Quo und die Alternative werden in folgender Tabelle 2 als Übersicht dargestellt und nachfolgend detailliert beschrieben.

Wasserstoffspeicher- kapazität	Status Quo: Marktbasierter Speicherentwicklung mit ggf. vereinzelter Förderung	Alternative: Szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung
Bestimmung der Bedarfe	Frei im Markt	Auf Basis von Szenarien bspw. den BMWK-Langfristszenarien, begleitet von regelmäßigen Marktabfragen
Refinanzierung der Investitionen	Über die im freien Markt erzielten Erlöse	Über die Festlegung von Referenzerlösen im Rahmen von Differenzverträgen (CfD, Contracts for Difference)

Tabelle 2: Marktrahmen für Wasserstoffspeicher

### 4.1. Status Quo: Marktbasierter Speicherentwicklung mit ggf. vereinzelter Förderung

Im Status Quo, einem freien Markt mit vereinzelter Förderung ergeben sich sowohl Kapazitätsbedarfe als auch -entgelte (Preise für potenzielle Wasserstoffspeichernutzer) frei im Markt ohne systematische staatliche bzw. regulatorische Eingriffe. Die Speicherbetreiber könnten (analog zum aktuellen Gasspeichermarkt) Kapazitäten im Rahmen von Ausschreibungsverfahren vermarkten. Die angebotenen Kapazitäten könnten von Speichernutzern entsprechend am Speichermarkt beschafft und erworben werden. Durch den Wettbewerb ergibt sich ein Entgelt für die Speicherkapazitäten. Im Rahmen des Markthochlaufs entwickelt sich der Markt, d.h. der Kapazitätsbedarf wächst und die

Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer und Angebotspreise der Speicherbetreiber konvergieren zunehmend zu einem stabilen Marktgleichgewicht.

Ist der Preis - das Kapazitätsentgelt - hoch, kann dies anreizend auf Speicherbetreiber wirken, mehr Kapazitäten zuzubauen. Ist der Preis aufgrund einer geringen Nachfrage zu niedrig, kann dies als Signal auf Speicherbetreiber wirken, die angebotenen Speicherkapazitäten zu reduzieren.

Für die Entwicklung von Wasserstoffspeichern im aktuell marktwirtschaftlichen Rahmen existieren vereinzelte Fördermöglichkeiten, bspw. das IPCEI-Wasserstoff oder der PCI-Status im Rahmen der TEN-E-Verordnung, der den Zugang zur Connecting Europe Facility (CEF) ermöglicht.

## **4.2. Alternative: Szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung in einem regulierten Rechtsrahmen**

Alternativ zum Status Quo könnte für einen Markthochlauf der Bedarf für Wasserstoffspeicherkapazitäten auf Basis von Szenarien, bspw. den BMWK-Langfristszenarien ermittelt werden, weil der Markt keine ausreichenden Investitionsanreize aussendet bzw. bisher ausgesendet hat. Mit diesem Ansatz kann sichergestellt werden, dass Wasserstoffspeicherkapazitäten im Vorgriff auf einen sich wahrscheinlich marktwirtschaftlich ergebenen Bedarf vorausschauend entwickelt werden. Um die Szenarien allerdings nicht völlig losgelöst vom marktwirtschaftlichen Bedarf zu definieren, empfiehlt es sich dennoch, eine begleitende Marktabfrage zur Szenario-Entwicklung von Anfang an vorzusehen.

Da der Szenario-Ansatz gerade den Vorteil hat, eine Kapazitätsentwicklung für marktwirtschaftlich (noch) nicht gegebene Bedarfe zu definieren und in der Folge anzustoßen, kommt es zwangsläufig zu initialen Überkapazitäten im Entwicklungsverlauf, die nicht unmittelbar einer Marktnachfrage gegenüberstehen. Dementsprechend können auch die Anfangsinvestitionen nicht im Markt erlöst werden. Es bedarf insofern zwingend eines Instruments zur Refinanzierung von Investitionen, weil der Bedarf und damit die Zahlungsbereitschaft im Markt noch nicht ausreichend gegeben ist. Ein weiteres Problem sind die spezifisch hohen Speichernutzungskosten vor dem Hintergrund der geschaffenen Überkapazitäten.

Um prohibitive Preise aufgrund der anfangs entstehenden Überkapazitäten zu vermeiden, ist es grundsätzlich vorstellbar, die Kosten entweder auf Kostenträger (ggf. teilweise)

umzuverteilen, die die Wasserstoffspeicher nicht unmittelbar nutzen, (Quersubventionierung) oder Kosten intertemporal auf die späteren Nutzer zu verlagern (Längssubventionierung).

Eine Quersubventionierung widerspricht dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit, nach dem die Nutzer einer Infrastruktur für die damit verbundenen Kosten grundsätzlich aufkommen sollten. Eine Abkehr vom Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit kann ggf. Anreize aufheben, die für eine bedarfsgerechte und damit kosteneffiziente Infrastrukturrentwicklung erforderlich sind.

Dies betrifft im Grunde auch eine Längssubventionierung. In diesem Fall werden die Kosten allerdings auch durch die Gruppe der anfänglichen Nutznießer der Förderung, d.h. durch die Speichernutzer in ihrer Gesamtheit, zu einem späteren Zeitpunkt getragen (vergleichbar zum Gedanken eines Kredits). Die Refinanzierung wird somit ausschließlich von denjenigen geleistet, von denen auch tatsächlich oder perspektivisch eine Nutzung ausgehen wird. Damit bleibt die Refinanzierung weiterhin eng mit den Nutzern und ihrem Bedarf verbunden.

Wird ein szenariobasierter Ansatz zur Feststellung des Wasserstoffspeicherbedarfs in den Blick genommen, stellt sich die Frage der Beauftragung zur Entwicklung von Kapazitäten (Allokationsmechanismus). Sogenannte Differenzverträge (CfD, Contracts for Difference) bieten die Möglichkeit, politisch definierte Szenarien durch eine staatliche Beauftragung von Unternehmen zur Entwicklung und zum Betrieb von Wasserstoffspeichern umzusetzen. Vor dem Hintergrund der szenariobasierten und damit staatlichen Bedarfssfeststellung muss der Staat sich dann auch zeitgleich in die Rolle des Auftragsgebers begeben. Differenzverträge sehen vor, dass zwei Parteien (in diesem Fall Staat und Wasserstoffspeicherbetreiber) Erlöse vereinbaren, die Wasserstoffspeicherbetreiber erwirtschaften und vereinnahmen dürfen. Der Staat garantiert diesen Erlös, indem er Mindererlöse ausgleicht. Gleichzeitig profitiert der Staat, denn es wird im umgekehrten Fall vereinbart, dass der Wasserstoffspeicherbetreiber Mehrerlöse an den Staat abführt.

Die Entscheidung zur Vergabe von Differenzverträgen sollte im Rahmen eines strukturierten Vergabeverfahrens erfolgen. Zunächst ist dafür zu entscheiden, wie Erlöse für die zu entwickelnden Wasserstoffspeicher bestimmt werden. Dafür gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten. Den weiteren Ausführungen wird zugrunde gelegt, dass die Erlöse in Form von Referenzerlösen auf Basis einer umfassenden projektspezifischen Kostenprüfung regulatorisch festgelegt werden.

Die regulatorisch festgelegten Referenzerlöse sollten sich aus mehreren Komponenten zusammensetzen. Zum einen bedarf es einer garantierten Erlösuntergrenze, die in jedem

Fall sowohl Kapitalkosten (CAPEX) inklusive einer angemessenen Verzinsung, als auch fixe Betriebskosten (OPEX) enthält. Damit werden die Kosten bei angenommener Nichtnutzung des Wasserstoffspeichers vollständig ausgeglichen. Zum anderen ist eine Erlösobergrenze festzulegen, die davon abweichend auch variable Betriebskosten (OPEX) einschließt und damit eine Partizipation an Vermarktungserlösen vorsieht, um im Fall der Speichernutzung die anfallenden variablen Betriebskosten auch zu decken. Darüber hinaus könnte eine zusätzliche Beteiligung an den Vermarktungserlösen im Rahmen der Erlösobergrenze vorgesehen werden, die noch eventuell offene Abschreibungsbeträge nach Ablauf der Differenzverträge berücksichtigt. Eine solche Beteiligungsmöglichkeit der Speicherbetreiber an Vermarktungserlösen bis hin zur Erlösobergrenze schafft Anreize, kunden- und wettbewerbsorientierte Produkte am Markt zu platzieren.

Vor dem Hintergrund regulatorisch festgelegter Referenzerlöse, müssen im Vergabeverfahren andere Kriterien zur Anwendung kommen, um Unternehmen für die Speicherentwicklung staatlich auszuwählen. Zu solchen Kriterien könnten bspw. folgende zählen:

- zugrundeliegender Use-Case und Passung mit den Zielen der Energiewende bzw. des Zielbildes,
- Mögliche (vertragliche) Vereinbarung zwischen Speicherbetreiber und potenziellen Nutzern,
- Perspektive der Anbindungsmöglichkeiten an das Wasserstoffnetz oder
- Reifegrad des Projekts und der damit verbundene Entwicklungszeit.

Um die erforderliche Investitionssicherheit für Anbieter, d.h. Speicherbetreiber zu gewährleisten, ist es erforderlich, in einem Differenzvertrag einen ausreichenden Gültigkeitszeitraum festzulegen (bspw. 15 Jahre). Über diese Zeit wäre der Referenzerlös staatlich zu garantieren. Das bedeutet, dass ausbleibende Erlöse (Mindererlöse) in diesem Zeitraum durch den Staat ausgeglichen werden, auf der anderen Seite aber auch die Chance besteht, anfängliche Förderungen über die Zeit zurückbezahlt zu bekommen. Im Zusammenhang mit dem Gültigkeitszeitraum spielt vor allem die Festlegung der Abschreibungsdauer für die einzelnen Bestandteile der Speicheranlage eine große Rolle. Hier ist es wichtig, eine angemessene Risikoverteilung zwischen dem Auftraggeber (Staat) und dem Auftragnehmer (Anbieter des Differenzvertrags) sicherzustellen. Durch eine Vertragsdauer, die die Abschreibungsdauer wesentlich unterschreitet, verbleibt ein erhebliches Investitionsrisiko beim Speicherbetreiber und reduziert somit die Investitionsbereitschaft insbesondere in kostenintensivere Neubauten. Aufgrund ihrer langen Vorlaufzeiten sollten aber auch Neubauten möglichst früh angereizt werden.

## 5. Handlungsempfehlung

### 5.1. Bewertung der Marktrahmen

Werden die beiden Marktrahmen anhand der Kriterien „Auswirkung auf die Entwicklung von Wasserstoffspeichern“ und „Umsetzbarkeit im politischen Rahmen“ bewertet, ergibt sich das folgende Bild:

#### Status Quo

- Auf die Entwicklung von Wasserstoffspeichern wirkt der aktuelle Marktrahmen nicht ausreichend positiv. Es werden zwar Wasserstoffspeicherprojekte initiiert, allerdings sind diese in ihrem Kapazitätsumfang nur unzureichend und weisen allesamt noch keine finalen Investitionsentscheidungen auf. Mit dem aktuellen Marktrahmen kann die Energiewende gemäß BMWK-Langfristszenarien aller Voraussicht nach nicht umgesetzt werden.
- Grundsätzlich muss allerdings festgestellt werden, dass - sofern es sich nicht um ein natürliches Monopol handelt - ein marktwirtschaftliches System Bedarf und Preis entsprechend der volkswirtschaftlichen Theorie besser, d.h. kosteneffizienter ausbalanciert als ein regulatorischer, d.h. szenariobasierter Ansatz. Bei Wasserstoffspeichern handelt es sich - im Gegensatz zu den Wasserstoffnetzen - grundsätzlich nicht um ein natürliches Monopol. Folgerichtig sieht deshalb das EU-Gaspaket eine klare Entflechtung des Netz- und Speicherbetriebs vor.
- Vor dem Hintergrund der überwiegend im Trilogverfahren vertretenen regulatorischen Ansätze im Gaspaket, insb. durch das Europäische Parlament und der Europäischen Kommission, ist jedoch absehbar, dass ein rein marktwirtschaftlicher Ansatz von den EU-Mitgliedstaaten voraussichtlich nicht für den Hochlauf des Wasserstoffspeichermarktes vorgesehen sein wird. Zwar sieht der Ministerrat bislang für den Beginn der Marktentwicklung einen marktwirtschaftlichen Ansatz vor, allerdings hält er auch die Einführung eines regulatorischen Ansatzes zu einem späteren Zeitpunkt ab 2036 für erforderlich. Eine Weiterführung des Status Quo im europäischen Rahmen ist insofern fraglich.

#### Alternative

- Die Alternative, d.h. eine szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung in einem regulierten Rechtsrahmen setzt anders als der Status Quo klare Anreize für die Entwicklung von Wasserstoffspeichern. Bei geeignetem Finanzierungsinstrument stellt die szenariobasierte Entwicklung von

Wasserstoffspeicherkapazitäten das Erreichen der politischen Ziele sicher.

- Die Investitionsrisiken werden je nach Ausgestaltung gedämpft oder sogar vollständig abgesichert, indem eine zu geringe Zahlungsbereitschaft und daraus resultierend zu geringe Erlöse durch die Definition von Referenzerlösen und daraus abgeleiteten Mindererlösen über einen definierten Zeitraum staatlich ausgeglichen werden.
- Im Rahmen des aktuellen Trilogverfahrens wird mehrheitlich die Einführung eines umfassenden Regulierungssystems für Wasserstoffspeicher vorgeschlagen, weil im Rahmen der Hochlaufphase offenbar ein besseres volkswirtschaftliches Ergebnis über einen regulatorischen Ansatz erwartet bzw. die Geschwindigkeit des Marktes als nicht ausreichend (im Sinne eines Marktversagens) bewertet wird.

## 5.2. Marktrahmenvergleich und -auswahl

Vor dem Hintergrund der Analysen schlägt INES vor, in der Anfangsphase den Ansatz einer szenariobasierten Speicherentwicklung mit systematischer Förderung (Alternativer Marktrahmen) zu verfolgen. Aufgrund der Effizienzvorteile eines marktwirtschaftlichen Systems sollte aber von Anfang an eine Perspektive für einen freien Markt und insbesondere eine marktisierte Preisbildung im Sinne eines adaptiven Regulierungsansatzes geschaffen werden.

Anfangs wird dadurch ein Überangebot für wenige Nutzer geschaffen. Die geringe Nachfrage beschreibt in dieser Phase noch unzureichend die später zu erwartenden Speicherbedarfe, deren Entwicklung jedoch frühzeitig gestartet werden muss. Aus diesem Grund eignet sich der szenariobasierte Ansatz in der frühen Marktphase besser als der Status Quo. Die Definition von regulierten Referenzerlösen und der damit verbundene Ausgleich von Mindererlösen im Rahmen von Differenzverträgen gewährleistet auch ohne ausreichende Kundennachfrage die Erzielung von kostendeckenden Erlösen mit angemessener Verzinsung für die Betreiber von Wasserstoffspeichern und schafft somit Investitionssicherheit.

Damit die Speicherkapazitäten trotz dieses Szenario-Ansatzes möglichst bedarfsgerecht entwickelt und betrieben werden, sollte schon zu Beginn eine regelmäßige begleitende Marktabfrage eingeführt werden. So können die Tendenzen des Marktes hinsichtlich Kapazitätsbedarfe und Zahlungsbereitschaften im Rahmen des szenariobasierten Ansatzes berücksichtigt und die Marktteilnehmer schrittweise an ein marktwirtschaftliches System herangeführt werden.

Im Laufe der Zeit wird die Nachfrage nach Wasserstoffspeicherkapazitäten wachsen, sodass

sich im Rahmen der Marktabfragen zunehmend ein verlässlicher Indikator zur Bedarfsfeststellung entwickelt und die Wirtschaftlichkeits-Lücke aufgrund steigender Nachfrage und damit verbundenen Zahlungsbereitschaften kleiner wird.

Zeigt die Marktabfrage auf, dass die Nachfrage valide für die nächsten fünf bis zehn Jahre identifiziert werden kann und dass Angebotspreise und die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager konvergiert sind, sollte der Marktrahmen zu einer rein marktisierten Speicherentwicklung übergehen.

Ab diesem Zeitpunkt befindet sich der Markt für Wasserstoffspeicher in einem Gleichgewicht. In diesem Fall kann die Feststellung von Bedarfen und Preisen rein marktwirtschaftlich erfolgen, bestehende Differenzverträge sollten planmäßig auslaufen und keine neuen abgeschlossen werden. Förderungen sind ab diesem Zeitpunkt nicht mehr notwendig.

Der alternative Marktrahmen ermöglicht im Sinne einer adaptiven Regulierung, dass regulatorisch nur so viel in den Markt eingegriffen wird wie unbedingt notwendig ist. Die dargestellten Differenzverträge unterstützen den Markt und verhindern überhöhte Fördervolumina. Kann der Markt mit zunehmender Entwicklung eines liquiden Wasserstoffmarktes in Europa eigenständig agieren und ist im Gleichgewicht, bedarf es der staatlichen Intervention nicht mehr.

Der Lösungsvorschlag bietet außerdem den Vorteil, dass Speicherbetreiber aufgrund der marktwirtschaftlichen Perspektive eine intrinsische Motivation haben, Überkapazitäten zu vermeiden. Im Rahmen des freien Marktes würden sie sich anderenfalls einer Situation der Marktkonsolidierung aussetzen.

Die szenariobasierte Speicherentwicklung mit systematischer Förderung sollte für die ersten Wasserstoffspeicherkapazitäten möglichst zeitnah Anwendung finden, um die notwendige Entwicklung von Speicherkapazitäten anzustoßen. Der Bedarf könnte, bspw. basierend auf den Langfristszenarien von einer Regulierungsbehörde (d.h. der Bundesnetzagentur) festgestellt werden. Um die Kosten und Investitionen abzusichern, werden Referenzerlöse im Wege einer projektspezifischen Kostenprüfung von der BNetzA festgelegt. Gleichzeitig können die Speicherprodukte wettbewerbs- und kundenorientiert zum Beispiel im Wege von Auktionen vermarktet werden. Eine Beteiligung an potenziellen Vermarktungserlösen bietet für ein entsprechendes Handeln ausreichend Anreize.

## 6. Ausblick

Die künftige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffspeicher hat Auswirkungen bzw. Rückwirkungen auf den Marktrahmen für bestehende Gasspeicher. Es wird nicht nur ein Marktrahmen zu entwerfen sein, der Anreize setzt, Wasserstoffspeicher bedarfsgerecht durch Umwidmung von bestehenden Gasspeichern oder durch den Wasserstoffspeicherneubau zu entwickeln. Es benötigt auch einen Rahmen, der bei rückläufigem Gasbedarf ausreichend Speicherkapazitäten zur Versorgungssicherheit im Erdgasmarkt sicherstellt. Eine Diskussion dieser Rückkopplungen für den Gasmarkt ist nicht Gegenstand des vorliegenden Positionspapiers. Die Rückkopplungen werden aber im Kontext eines Wasserstoffspeicherkonzepts ebenfalls zu betrachten sein. Darüber hinaus muss mit Blick auf den Übergang von staatlichen Eingriffen in den Wasserstoffspeichermarkt hin zu einem freien Marktrahmen das Verhältnis betrachtet werden, in dem geförderte (bestehende Differenz-Verträge) und nicht geförderte (insb. aus den Differenz-Verträgen herausfallende) Wasserstoffspeicher stehen und welche Implikationen die Übergangsphase für den Markt mit sich bringt.

## Über uns

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 15 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gaspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gaspeicherkapazitäten in der EU. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

## Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen: [www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/13657](http://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/13657).

## Kontakt

Sebastian Heinermann  
Geschäftsführung  
Tel: +49 30 36418-086  
Fax: +49 30 36418-255  
[info@energien-speichern.de](mailto:info@energien-speichern.de)

Initiative Energien Speichern e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin  
[www.energien-speichern.de](http://www.energien-speichern.de)

