

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

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

www.energien-speichern.de

Stellungnahme

zum „Grünpapier Wasserstoff“ des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Stand: 13. Oktober 2023

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1. Einleitung.....	3
2. Einsatzbereiche der Wasserstoffspeicher im Zuge der Energiewende.....	3
3. Politischer Handlungsbedarf mit Blick auf Wasserstoffspeicher.....	5
4. Vorschläge für einen Marktrahmen für Wasserstoffspeicher.....	6
4.1. Trennungmodell des Grünpapiers.....	6
4.2. Szenariobasierte Speicherentwicklung mit Differenzverträgen.....	8
5. Leitfragen des Grünpapiers Wasserstoffspeicher.....	11
6. Über uns.....	18
7. Transparenzhinweis.....	18
8. Kontakt.....	18

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat am 25. September 2023 den drei Verbänden BDEW, FNB Gas und INES ein „Grünpapier Wasserstoffspeicher“ als Grundlage für einen weiteren Diskussionsprozess zugesandt. Im Zentrum der Diskussion stand bislang die Frage, wie die erforderlichen Investitionen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern zur Umsetzung der Energiewende getätigt werden können. Das vom BMWK vorgelegte Grünpapier weitet die Diskussion deutlich und stellt zur Strukturierung sieben Leitfragen. Am Ende einer intensiven Diskussion des Grünpapiers zwischen dem BMWK und den drei beteiligten Verbänden am 28. September 2023, hat das BMWK die Verbände um Stellungnahme bis zum 13. Oktober 2023 gebeten.

INES dankt dem BMWK für den Diskussionsprozess zum Thema Wasserstoffspeicher und nimmt nachfolgend zum Grünpapier Stellung.

2. Einsatzbereiche der Wasserstoffspeicher im Zuge der Energiewende

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. Nicht nur kann die volatile Wasserstoffproduktion auf Basis erneuerbarer Energien in die kontinuierliche Abnahmestruktur industrieller Verbraucher überführt werden. Mit der Kombination von Wasserstoffspeichern und Wasserstoffkraftwerken kann darüber hinaus auch ein vollständig auf erneuerbaren Energien aufgebautes Stromsystem sicher betrieben werden. Die Kraftwerksstrategie des BMWK wird diesen Gedanken aller Voraussicht nach aufgreifen.

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. Alle Szenarien zeigen einen stark wachsenden Kapazitätsbedarf von Wasserstoffspeichern. Bis zum Jahr 2030 wächst der Bedarf zwar zunächst langsam bis auf zwei bis drei 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.

Den Langfristszenarien folgend, wird es zunächst um die Bereitstellung kurzfristiger

Flexibilitäten bei der Wasserstoffspeicherung gehen. Erst später bildet sich bei der Wasserstoffspeicherung eine saisonale Nutzungsstruktur heraus. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass eine Durchdringung des Wärmemarktes mit elektrischen Wärmepumpen nachgelagert erfolgt und der Strommarkt damit erst zu späteren Zeitpunkten eine verstärkt saisonale Struktur aufweisen wird. In der Zwischenzeit wird die saisonal schwankende Wärmenachfrage noch über den Einsatz anderer Energieträger, d.h. zu wesentlichen Teilen über Erdgas und damit über die Gasspeicher abgebildet.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Einsatzbereiche, werden Wasserstoffspeicher vergleichbar zum heutigen Gasmarkt in Zukunft drei Werte für die Energieversorgung abbilden können:

1. **Handelswert:** Die gespeicherten Gasmengen dienen den am Handelsmarkt aktiven Marktakteuren dazu, Preis-Spreads mit den von ihnen gebuchten Speicherkapazitäten zu bewirtschaften. Diese Preis-Spreads entstehen bspw. durch
 - die volatile und damit nicht steuerbare grüne Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseuren, die perspektivisch nur in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien betrieben werden können.
 - den Einsatz bzw. Betrieb von wasserstoffbefeueten Kraftwerken, die zum Ausgleich des Strommarktes erforderlich sind.
 - die Absicherung industrieller oder durch den Schwerlastverkehr verursachter Verbrauchsstrukturen, die nicht durch eine direkte Produktion gedeckt werden können.

Damit leisten Wasserstoffspeicher einen Wertbeitrag für einen effizienten Wasserstoffhandel.

2. **Versicherungswert:** Das heutige Energiesystem weist bspw. in Form einer Ölreserve oder auf Halde liegender Kohlebrennstoffe Energiereserven auf, die in einem treibhausgasneutralen Energiesystem künftig nicht mehr eingesetzt werden können. Die Energiereserven in einem treibhausgasneutralen Energiesystem müssen deshalb neu, d.h. treibhausgasneutral gedacht werden. Die Speicherung von erneuerbaren Energien, z.B. in Form von Wasserstoff bietet sich zur Bildung solcher Energiereserven besonders an und findet entsprechend in der Nationalen Wasserstoffstrategie bereits Erwähnung. Damit leisten Wasserstoffspeicher einen Wertbeitrag für ein versorgungssicheres Energiesystem.
3. **Systemwert:** Vor dem Hintergrund steigender Wärmebedarfe im Winter bei kalten Temperaturen, wird auch ein treibhausgasneutrales Energiesystem höhere Energieverbräuche im Winter aufweisen als im Sommer. Verstärkt wird dieser

saisonale Strukturierungsbedarf noch zusätzlich durch eine starke Energieproduktion der Photovoltaik-Anlagen im Sommer. Wenn hohe Winterbedarfe der Wasserstoffkunden (z.B. Kraftwerksbetreibern) von den Versorgungsunternehmen durch Speicher bedient werden, können Importkapazitäten des Wasserstoffnetzes auf ein geringeres Maß ausgelegt werden. Damit leisten Wasserstoffspeicher einen Wertbeitrag für das Netz, insb. die kosteneffiziente Netzentwicklung, weil Importkapazitäten auf geringere Lasten im System ausgelegt werden können. Dies setzt allerdings eine systemdienliche Nutzung der Wasserstoffspeicher zur Versorgung im Sinne des Wasserstoffnetzes voraus.

3. Politischer Handlungsbedarf mit Blick auf Wasserstoffspeicher

Sowohl die Umwidmung als auch der Neubau von Wasserstoffspeichern 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. 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.

Die künftige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffspeicher hat Auswirkungen bzw. Rückwirkungen auf den Marktrahmen für bestehende Gasspeicher. Es wird also 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. Die Rückkopplungen werden im Kontext eines Wasserstoffspeicherkonzepts ebenfalls zu betrachten sein.

4. Vorschläge für einen Marktrahmen für Wasserstoffspeicher

4.1. Trennungsmodell des Grünpapiers

Mit dem Grünpapier stellt das BMWK den Gedanken zur Diskussion, die Funktion der Wasserstoffspeicher aufzuteilen. Auf der einen Seite stünden Netzspeicher, die den Systemwert darstellen und auf der anderen Seite gäbe es Versorgungsspeicher, die den Marktteilnehmern dienen und damit auf den Handelswert reduziert sind. Unklar bleibt, wo das BMWK den Versicherungswert abschließend verorten würde.

Nachfolgende Gründe sprechen gegen die vorgeschlagene Trennung der Werte von Wasserstoffspeichern:

- Wasserstoffspeicher werden vielschichtige Anforderungen im zukünftigen Markt erfüllen müssen, von der Strukturierung inländischer Erzeugung, über die Aufnahme und Absicherung von Importmengen bis hin zur Versorgung von Kraftwerken. Die Kombination komplementärer Anforderungen von Speicherkunden ermöglicht dabei das Heben von Synergien und eine möglichst effiziente Nutzung von zukünftigen Speicherkapazitäten. Auch die Bereitstellung von Regelenergie aus den Speichern für das Netz ist dabei ein Element, das nur im Kontext einer vielschichtigen Nutzung der Speicherkapazitäten effizient bereitgestellt werden kann. Das Vorhalten konkreter Speicherkapazitäten ausschließlich für den Netzbetrieb ist aus gesamtsystemischer Sicht nicht effizient. Wird der Systemwert herausgelöst und durch „Netzspeicher“ abgedeckt, verlieren die übrigen Speicher eine wichtige Wertkomponente. Das Risiko privatwirtschaftlicher Investitionen wird dadurch erhöht.
- Der Betrieb von Wasserstoffspeichern weist im Gegensatz zum nahezu risikofreien Netzbetrieb erhebliche zusätzliche Risiken (z.B. aufgrund bergbaulicher Maßnahmen) auf. Dies schlägt sich auch in unterschiedlichen Kapitalrenditen für Speicher und Netz nieder. Es müsste im Regulierungsrahmen für das Wasserstoffnetz eine klare Trennung der Geschäftstätigkeiten allein deshalb vorgenommen werden. Darüber hinaus handelt es sich bei Wasserstoffspeichern - 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. Es ist davon auszugehen, dass der Strom- und Wasserstoffmarkt zukünftig im Sinne der Sektorenkopplung stark integriert sein wird. In der Folge wird auch das Marktdesign, insb. der Bilanzierungsrahmen des Wasserstoffmarktes der grundsätzlichen Entwicklung der bisherigen Energiemärkte, insb. des Strommarktes folgen und zunehmend kurzfristig ausgestaltet sein. Sollten zu Beginn längere Bilanzierungszeiträume, bspw. ein Tagesbilanzierungssystem dazu genutzt werden, um marktwirtschaftliche Speicherbedarfe aus dem Netzpuffer zu bedienen, muss davon ausgegangen werden, dass die Entwicklung sich umkehrt und mit abnehmenden Bedarfen an netzinternen Puffern Wasserstoffspeicherkapazitäten wieder aus dem Netz herausgenommen, d.h. entflochten werden müssten. Es erscheint allein daher nicht zweckdienlich, Wasserstoffspeicher zunächst im Netz zu entwickeln, weil sie anschließend wieder herausgelöst und in ihre Versorgungsaufgabe überführt werden müssen.
- Das eigentliche Problem im Wasserstoffspeichermarkt wird mit der Trennung der Werte nicht adressiert. Die aktuelle Geschwindigkeit bei der Entwicklung von

Wasserstoffspeicherkapazitäten ist zur Umsetzung der Energiewende unzureichend. Es ist nicht ersichtlich, inwieweit Netzbetreiber, die laut Grünpapier in ihrem Eigentum Wasserstoffspeicher entwickeln sollen, einen Beitrag zur Problemlösung leisten können. In Deutschland existiert kein Netzbetreiber, der je einen Gas- oder Wasserstoffspeicher entwickelt hat. Im Gegenteil: Damit werden vielmehr die zusätzlichen Fragen aufgeworfen, wie die notwendige Kapazitätsentwicklung sich zwischen Wasserstoffnetzbetreibern und Wasserstoffspeicherbetreibern aufteilt und wie zum späteren Zeitpunkt eine Entflechtung sinnvoll umgesetzt werden kann. Wasserstoffspeicherkapazitäten und Wasserstoffnetze haben darüber hinaus unterschiedliche Entwicklungszeiten. Sowohl bei der Umwidmung als auch beim Neubau von Wasserstoffspeichern müssen eine Vielzahl von speicherspezifischen Fragen geklärt werden, die oftmals mit dem - für Wasserstoffnetze irrelevanten - Bergrecht verbunden sind. Synergieeffekte können insofern nur sehr begrenzt durch eine kombinierte Infrastrukturentwicklung von Netz und Speicher gehoben werden.

- Das Grünpapier des BMWK lässt die Frage unbeantwortet, wie „Wasserstoffnetzspeicher“ bzw. „für den Netzbetrieb erforderliche Speicher“ genau zu definieren sind. Wenn eine volatile Einspeisung von grünem Wasserstoff bereits entsprechende Maßnahmen beinhalten, wird die Strukturierungsaufgabe der Erzeugung von grünem Wasserstoff auf die Netzbetreiber übertragen. Dabei sind Strukturierungsanforderungen auch mit Blick auf die Bedarfsstrukturen zu prüfen und damit höchst kundenspezifisch. Sie können in der Folge nicht adäquat (d.h. kundengerecht) durch standardisierte „Regelenergieprodukte“ abgebildet werden. Erste Impulse der Regulierungsbehörde legen darüber hinaus nahe, dass eine sehr enge Auslegung der Netzspeicherbedarfe aus Kostengründen im Rahmen der Regulierung zu erwarten ist. Dies ist auch deshalb erforderlich, weil eine offensichtliche Übernahme von Versorgungsfunktionen durch die Netzbetreiber oder die Entwicklung von Speicherkapazitäten über die für den Netzbetrieb hinausgehenden Erfordernisse im Konflikt mit den zu erwartenden Regeln des EU-Binnenmarkts stehen würden. Mit dem vorgeschlagenen Trennungsmodell könnte insofern auch nur die eher nachrangige Funktion von Wasserstoffspeichern für das Netz (d.h. den Systemwert) über die Netzentgelte refinanziert werden. Eine Entwicklung der erforderlichen Versorgungsspeicher und damit der Speicher, die vor allem im Fokus der Betrachtung stehen sollten, ist damit nicht gewährleistet.

4.2. Szenariobasierte Speicherentwicklung mit Differenzverträgen

Alternativ zum Status Quo und zum Vorschlag des Trennungsmodells 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 ergebenden Bedarf vorausschauend entwickelt werden. Um die Szenarien allerdings nicht völlig losgelöst vom marktwirtschaftlichen Bedarf zu definieren, empfiehlt es sich, 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 Infrastrukturentwicklung 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 Bedarfsfeststellung 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 Mehrererlöse 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 verbundenen Entwicklungszeit.

Vorstellbar wäre auch, Beiträge zum Wasserstoffsystem und damit den Gedanken des Netzspeichers über Ausschreibungskriterien zu implementieren. Damit wäre nicht nur eine weiterhin synergetische und damit kosteneffiziente Nutzung der Wasserstoffspeicher möglich. Es könnte damit auch der Wertbeitrag der Wasserstoffspeicher für das System bzw. Netz bereits in der Entwicklung Berücksichtigung finden.

Nach Abschluss des strukturierten Vergabeverfahrens könnte der Staat mit den ausgewählten Unternehmen Differenzverträge schließen und die Speicherentwicklung verbindlich beauftragen.

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. Leitfragen des Grünpapiers Wasserstoffspeicher

Im Rahmen des Grünpapiers hat das BMWK sieben Leitfaden gestellt, zu denen INES nachfolgend (teilweise mit Bezug zu den vorherigen Kapiteln) Stellung nimmt:

- 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?**

In der Energiewirtschaft nimmt die staatliche Gesetzgebung und Regulierung fundamentalen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung. Die aktuell in der Diskussion befindliche Kraftwerksstrategie verdeutlicht diesen Einfluss in besonderem Maße. Daraus ableitend, ist es vor allem entscheidend, welche Strategie zur Umsetzung der

Energiewende von der Politik verfolgt wird. INES hat in den letzten verbandseigenen Studien die BMWK-Langfristszenarien zur Grundlage gemacht und die Verbandsarbeiten insb. auf das Elektrifizierungsszenario abgestellt, weil in der Politik eine entsprechende Schwerpunktsetzung wahrnehmbar war.

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)?

Es erscheint sinnvoll, das Versorgungssicherheitsniveau der vergangenen Jahre (vor der jüngsten Energiekrise) mindestens aufrechtzuerhalten. In der Folge sollte analysiert werden, in welchem Umfang bisherige fossile Energiereserven (siehe hierzu die Ausführungen zum Versicherungswert im Abschnitt 2), durch die Speicherung von Wasserstoff ersetzt werden müssen bzw. sollten.

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?

Vor dem Hintergrund des beschriebenen Handlungsbedarfs (siehe hierzu Abschnitt 3) schlägt INES vor, in der Markthochlaufphase den Ansatz einer szenariobasierten Speicherentwicklung mit systematischer Förderung zu verfolgen. Aufgrund der Effizienzvorteile eines marktwirtschaftlichen Systems sollte aber von Anfang an eine Perspektive für einen freien Markt und insbesondere eine marktbasierende 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 (siehe hierzu Abschnitt 4.2) 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 marktbasieren 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.

Dieser Marktrahmen-Vorschlag 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, BNetzA) 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 der Speicherbetreiber an potenziellen Vermarktungserlösen, über die Erlösuntergrenze hinaus, bietet für ein entsprechendes Handeln Anreize.

Damit nicht zum späteren Zeitpunkt erhebliche Eingriffe in das Wasserstoffmarktdesign erfolgen müssen, sollte nicht nur der Marktrahmen für Speicher im Speziellen auf das Zielsystem ausgerichtet werden, sondern es sollte der Marktrahmen im Allgemeinen möglichst zukunftstauglich ausgestaltet werden. Dazu gehört auch, dass für Wasserstoff möglichst eine Stundenbilanzierung vorgesehen wird, damit von Beginn an die Verantwortung zur Strukturierung im Einklang mit dem Zielbild bei den Marktakteuren liegt.

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?

Verbandsinterne Modellierungen deuten darauf hin, dass sich die gewohnte Gasversorgungssicherheit ohne wesentliche infrastrukturelle Maßnahmen infolge der absehbaren Verbrauchsrückgänge gemäß den Annahmen des 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP - Ten Years Network Development Plan) spätestens bis zum Winter 2027/28 wieder einstellen könnte. Das heißt, ab diesem Zeitpunkt wäre bei Ausgangsfüllständen von 95 Prozent in den EU-Gasspeichern und selbst bei einem Ausfall aller verbleibenden russischen Pipeline-Gaslieferungen in den EU-Binnenmarkt sowie eines Ausfalls der Importstation Dornum (Importe aus Norwegen nach Deutschland) als N-1-Kriterium die Gasversorgungssicherheit in Deutschland und den EU-Mitgliedstaaten noch gewährleistet. Spätestens ab diesem Zeitpunkt könnte also (ceteris paribus) die Herausnahme und Umwidmung von Gasspeicherkapazitäten ohne Auswirkung auf die Versorgungssicherheit erfolgen. Vor diesem (schwer exakt einzuschätzendem Zeitpunkt) bedarf es einer politischen Abwägung, ob eine Reduktion der Gasspeicherkapazitäten und ein damit verbunden absinkendes Gasversorgungssicherheitsniveau vertretbar ist, um die Energiewende entlang der politisch gesetzten Ziele fristgerecht weiter vorantreiben zu können. In Abhängigkeit von dieser politischen Entscheidung und den Erfordernissen der Energiewende, lassen sich die Implikationen für den Neubau ableiten.

5. Wovon werden finale Investitionsentscheidungen für die Umrüstung auf Wasserstoffspeicher bzw. den Neubau abhängig gemacht?

Erhebliche wirtschaftliche Risiken, insb. zu künftigen Umsatzpotenzialen (Nachfragerisiko: Mengen- und Preisrisiko) lassen die Investoren zurückschrecken (siehe hierzu auch Abschnitt 3). 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 von Wasserstoffspeichern in der notwendigen Größenordnung 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. Nicht nur für den Systemwert der Wasserstoffspeicher, sondern für alle Wertbeiträge für das zukünftige Energiesystem.

6. Wie ließen sich Umrüstung und Neubau von Wasserstoffspeicherkapazitäten beschleunigen? Ist das in Anbetracht der jüngst angekündigten Marktabfragen von Gasspeicherbetreibern („Open Season-Verfahren“) erforderlich?

Die aktuellen Open Season-Verfahren werden aller Voraussicht nach die grundsätzlichen Investitionshemmnisse nicht auflösen, weil daraus nicht unmittelbar eine verbindliche Zahlungsbereitschaft abzuleiten sein wird (siehe hierzu Abschnitt 3).

INES hat sich in den letzten Monaten sehr dezidiert mit den Entwicklungszeiten von Wasserstoffspeichern auseinandergesetzt und die einzelnen Prozessschritte einschließlich der damit verbundenen genehmigungsrechtlichen Fragestellungen analysiert. Aus diesen Arbeiten ableitend, können folgende Empfehlungen ausgesprochen werden, die zu einer Beschleunigung der Wasserstoffspeicher-Projekte führen könnten. Bei der Erarbeitung hat INES auch die Möglichkeiten geprüft, die im Hinblick auf LNG-Terminals krisenbedingt ausgeschöpft wurden:

Allgemeine Regelungen

- Wasserstoff sollte im Rahmen des Bergrechts definiert und eingeordnet werden, damit Genehmigungsbehörden überhaupt einen Genehmigungsrahmen für Wasserstoffspeicher haben. Dieser Schritt scheint bereits im Rahmen eines Referentenentwurfs des BMWK aufgegriffen worden zu sein.
- Es sollten eindeutige Zeiträume definiert werden, in denen die Behörden reagieren. Exemplarisch kann hier der Prozess von Stilllegungsanzeigen nach § 35h EnWG angeführt werden. Es gibt keine zeitliche Frist, innerhalb derer eine Stilllegungsanzeige durch die BNetzA beschieden werden muss.
- Darüber hinaus könnte eine ausbleibende Reaktion der Behörde als Zustimmung definiert werden.

Ausnahmen von Regelungen

Es braucht für Wasserstoffspeicherprojekte im Allgemeinen, insbesondere aber hinsichtlich der bergrechtlichen Anforderungen, schnellere Verfahren (auf Basis eines klaren Regelwerks und Standards). Dazu bedarf es u. a. der Koordination aller beteiligten Behörden und Ebenen von Bund-/Land bis hin zur kommunalen Ebene. Darüber hinaus sollten Speicher-Projekte definiert werden, für die Ausnahmen gelten und deren Prozess beschleunigt wird („Projekte von übergeordnetem Interesse“). Für diese Speicher könnten folgende Maßnahmen vorgesehen werden:

- Es könnten Anpassung bzw. Ausnahmen von der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) definiert werden.
- Sollte eine UVP weiterhin erforderlich sein, könnte zumindest die Öffentlichkeitsbeteiligungen auf ein Mindestmaß reduziert werden (bspw. analog zu LNG-Terminals auf eine Woche begrenzt). Darüber hinaus wäre es auch vorstellbar, dass die Öffentlichkeitsbeteiligung nicht in physischer Form, sondern ausschließlich in digitaler Form stattfinden kann.
- Anträge für Vorhaben könnten zugelassen werden, bevor alle vollständigen Antragsunterlagen vorliegen. Sofern erforderlich, könnte dies (analog zum Vorgehen bei LNG-Terminals) mit folgenden Punkten eingeschränkt werden:
 - nur im Fall, wenn keine UVP durchgeführt werden muss,
 - nur wenn die Erstellung der Unterlagen wegen der gebotenen Eile bislang nicht möglich war,

- nur wenn die fehlenden Unterlagen wahrscheinlich nicht zu einer Nichtgenehmigung führen werden.

Dafür wären Anpassungen bzw. Ausnahmen im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und im Wasserhaushaltsgesetz (WHG) 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?

Der Systemwert eines Wasserstoffspeichers entsteht durch eine system- bzw. netzdienliche Nutzung des Speichers im Rahmen seiner Versorgungsfunktion (siehe hierzu die Ausführungen zum Systemwert in Abschnitt 2). Der Systemwert eines Speichers kann also völlig unabhängig von einer Nutzung zur Versorgung nicht gehoben werden. Eine klare Trennung ist insofern nicht möglich und führt zu erheblichen Konflikten mit Blick auf die absehbaren Entflechtungsvorgaben im EU-Rechtsrahmen. Das Vorhalten konkreter Speicherkapazitäten ausschließlich für den Netzbetrieb ist zudem aus gesamtsystemischer Sicht nicht effizient und erhöht das Risiko privatwirtschaftlicher Investitionen (Nachfragerisiko).

6. 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 Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten 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.

7. 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.

8. Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

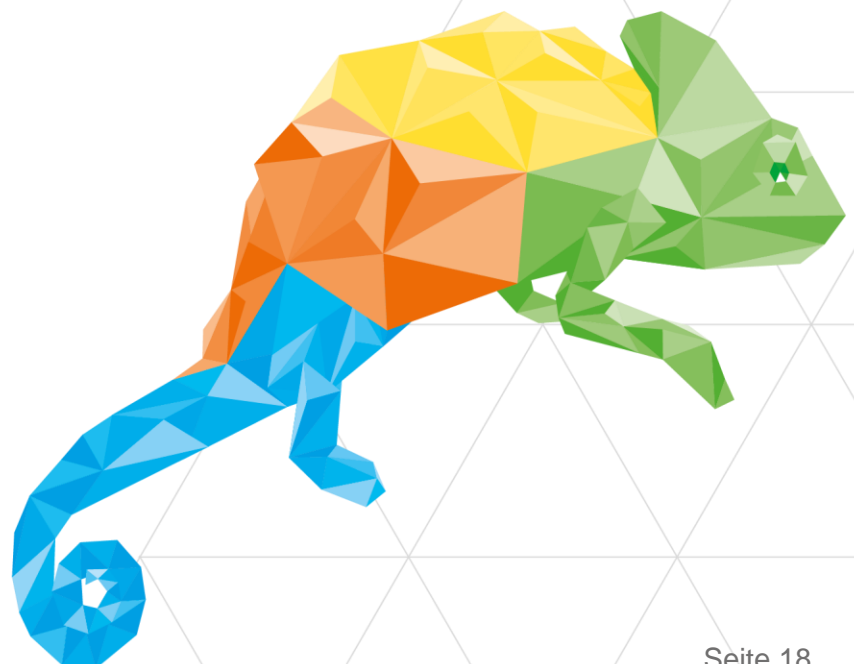
info@energien-speichern.de

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

www.energien-speichern.de



INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN

INES

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

www.energien-speichern.de