

# WASSERSTOFF SPEICHERN – SOVIEL IST SICHER

Transformationspfade für Gasspeicher



Herausgeber:

# Impressum



## Autoren der Studie:

### **DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH**

Dipl.-Ing. Hagen Bültemeier  
Dr.-Ing. Benjamin Keßler  
Dipl.-Ing. Jens Hüttenrauch  
Jonas Sperlich, M.Eng.  
Dipl.-Ing. Michael Kühn

### **ESK GmbH**

Dr.-Ing. Maurice Schlichtenmayer  
Dipl.-Ing. Torsten Wagler

### **DEEP.KBB GmbH**

Dr.-Ing. Olaf Kruck  
Dr. phil. Gregor-Sönke Schneider

### **Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH**

Claudia Abdel Haq  
Thomas Bayer  
Kerstin Faatz  
Dr. Thomas Faber  
Andreas Frommhold  
Detlef Miersch  
Matthias Schwabe  
Lothar Städtke  
Dr. Jochen Zemke

## Ansprechpartner:

### **INES Initiative Energien Speichern e.V.**

Sebastian Bleschke  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

### **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.**

Ingo Forstner  
Schiffgraben 47  
30175 Hannover

### **DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.**

Frank Gröschl  
Josef-Wirmer-Str. 1-3  
53123 Bonn  
DVGW-Projekt-Nr. G 201926

Veröffentlicht: Juni 2022

Die Herausgabe des BVEG wurde finanziert durch:

- BES Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG
- Erdgasspeicher Peissen GmbH
- Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & CO. KG
- EWE Gasspeicher GmbH
- GHG Gasspeicher Hannover GmbH
- MET Germany Holding GmbH
- Nuon Epe Gasspeicher GmbH
- NW-G Gasspeicher HanseWerk AG
- Raffinerie Heide GmbH
- RWE Gas Storage West GmbH
- Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG
- Stadtwerke Kiel AG
- STORAG ETZEL GmbH
- Storengy Deutschland Betrieb GmbH
- Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG
- Uniper Energy Storage GmbH
- VNG Gasspeicher GmbH

# Inhalt

<b>Management Summary</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung: Anpassung von Untergrundgasspeichern an Wasserstoff (DBI)</b> .....	<b>14</b>
1.1 Aufgabenstellung.....	15
1.2 Zusammenarbeit mit Dritten .....	19
<b>2 Eigenschaften von Wasserstoff (ESK)</b> .....	<b>21</b>
2.1 Physikalische Eigenschaften.....	24
2.1.1 Dichte und Realgasfaktor.....	24
2.1.2 Spezifische Wärmekapazität und abgeleitete Größen .....	25
2.1.3 Viskosität.....	28
2.1.4 Maximale Gasfeuchtigkeit (Sättigung).....	29
<b>3 Qualitative Auswirkungen von H<sub>2</sub> und Anforderungen für UGS (UGS Mittenwalde)</b> .....	<b>31</b>
3.1 Datengrundlage, Basis .....	31
3.2 Werkstofftechnische Aspekte bei Wasserstoffanwendungen.....	31
3.3 Eignung relevanter Obertageanlagen (OTA) .....	34
3.3.1 Eignung von Rohrmaterial und Dichtungsmaterial bei Flanschen, Alternativen für H <sub>2</sub> .....	34
3.3.2 Piping/Feldleitung .....	37
3.3.3 Gastrocknung .....	39
3.3.4 Verdichteranlagen .....	41
3.3.5 Abscheider .....	44
3.3.6 Vorwärmer .....	45
3.3.7 Kühler.....	47
3.3.8 Druck- und Mengenregelung.....	47
3.3.9 Nebenanlagen .....	48
3.3.10 Durchflussmessung .....	52
3.3.11 Gasanalyse .....	53
3.3.12 Gaswarnanlagen – Detektion von Wasserstoff aus Gründen des Explosionsschutzes.....	55
3.3.13 Feuchtemessung in Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemisch .....	55
3.4 Aussagen zu speziellen Prozessparametern .....	56
3.4.1 Permeation / Gasverlust .....	56

3.4.2 Hydratgefahr.....	56
3.5 Eignung relevanter Untertageanlagen .....	57
3.5.1 Aktueller Stand zum Werkstoffeinsatz bei Untertagespeichern für Wasserstoff- anwendungen.....	57
3.5.2 Kriterien für die Wasserstoffbeständigkeit von untertägigen Werkstoffen.....	59
3.5.2.1 Metallische Werkstoffe .....	59
3.5.2.2 Dichtungswerkstoffe .....	65
3.5.3 Verbindungen.....	65
3.5.4 Untertägiges Ausführungs - bzw. Speicherdesign.....	66
3.5.4.1 Mehrbarrierenkonzept.....	66
3.5.4.2 Untertägige Installation.....	67
3.5.5 Untertage-Komponenten.....	72
3.5.5.1 Zementation.....	72
3.5.5.2 Bohrlochkopf.....	73
3.5.5.3 Untertagesicherheitsventil.....	75
3.5.6 Fazit .....	76
3.6 Qualitative Auswirkungen und Anforderungen an das Speicherreservoir .....	80
3.6.1 Wechselwirkung Speichermedium mit Speicherreservoir / Speicherinhalt.....	81
3.6.2 Eigenschaften Speicherabdeckung.....	87
3.6.3 Fazit .....	89
<b>4 Auswirkung auf betriebliche Belange (DEEP.KBB).....</b>	<b>91</b>
4.1 Leistungsdaten und thermodynamisches-Verhalten.....	91
4.1.1 Kavernenspeicher .....	91
4.1.1.1 Verwendetes Kavernenmodell .....	91
4.1.1.2 Betriebsszenario und Berechnungsergebnisse .....	92
4.1.2 Ausgeförderte Lagerstätten .....	98
4.2 Abschätzung von Verlusten im Speicher .....	101
4.2.1 Modell der Diffusion und Lösung von Gasen in Sole .....	101
4.2.2 Lösung von Gasen in Sole .....	102
4.2.3 Diffusion der Gase in Sole .....	104
4.2.4 Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff (DBI).....	105
4.2.5 Erfahrung mit der Lösung von Erdgas in Kavernenspeichern und ausgeförderten Lagerstätten .....	106

<b>5 Technische und ökonomische Auswirkungen für Beispielspeicher (ESK).....</b>	<b>108</b>
5.1 Definition repräsentativer Beispielspeicher .....	108
5.2 Technisch notwendige Anpassungen und Kostenschätzung .....	109
5.3 Risiken für Speicherschädigung und Wertverlust.....	123
<b>6 Modellierung (DBI) .....</b>	<b>124</b>
6.1 Zielstellung .....	124
6.2 Methodik.....	125
6.3 Szenarien .....	125
6.4 Transformationspfade-Modell Gasspeicher .....	128
<b>7 Modell-Inputdaten (DBI).....</b>	<b>132</b>
7.1 Entwicklung Gasnachfrage und Gasmix.....	133
7.2 Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten.....	135
7.3 Dateninput Speicherinfrastruktur .....	136
7.3.1 Mengengerüst der UGS in Deutschland .....	137
7.3.2 H <sub>2</sub> -Verträglichkeiten.....	144
7.3.3 Speicherumstellung und -Neubau.....	146
7.3.4 Kosten für Umstellung und Neubau .....	148
7.4 Speicherkapazität der UGS in Deutschland.....	152
7.4.1 Aufstellung Arbeitsgasvolumina.....	152
7.4.2 Einschränkungen zu den Arbeitsgasvolumina.....	157
7.4.3 Zusammenfassung Wasserstoff-Arbeitsgasvolumina.....	158
7.5 Pyrolyse für die Szenarien 3 und 4.....	160
<b>8 Modellierungsergebnisse (DBI).....</b>	<b>163</b>
8.1 Szenario 1.....	163
8.2 Szenario 2.....	168
8.3 Szenario 3.....	174
8.4 Szenario 4.....	180
8.5 Szenarienvergleich.....	185
8.6 Verfügbares geologisches Speicherpotenzial.....	191

<b>9 F&amp;E-Bedarf (DBI)</b> .....	<b>193</b>
<b>10 Zusammenfassung (DBI)</b> .....	<b>197</b>
10.1 Auswirkungen der Stoffeigenschaften von Wasserstoff auf den Anlagenbetrieb .....	197
10.2 Eignung einzelner Anlagenkomponenten, verfügbare Normen und Richtlinien.....	198
10.2.1 Obertageanlagen (OTA).....	198
10.2.2 Bohrung .....	199
10.3 Anforderungen an den Speicherbetrieb.....	201
10.4 Kosten der Speicherumrüstung, generisch für Beispielspeicher .....	202
10.5 Modellierung der Transformationspfade Gasspeicher .....	203
10.5.1 Szenarien und Zielstellung.....	203
10.5.2 Kosten Speicherumstellung und -Neubau.....	204
10.6 Fazit.....	208
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>209</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>211</b>
<b>Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>214</b>
<b>Literatur</b> .....	<b>217</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>221</b>

## Management Summary

Wasserstoff ist für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar, da er die Möglichkeit bietet, Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern und so die fluktuierende Energie-Erzeugung mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Darüber hinaus leisten Speicher einen essenziellen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität, da die bevorrateten Gas-mengen in Zeiten von Erzeugungssengpässen und / oder dem Ausfall anderer Systemkomponenten die Versorgung der Verbraucher übernehmen können. Dazu sind entsprechende Speicherkapazitäten vorzuhalten bzw. neu zu schaffen. Hier bieten Untergrundgasspeicher das notwendige Potenzial durch die großen speicherbaren Gasvolumina. Die in Deutschland existierenden Untergrundgasspeicher wurden für den Betrieb mit Erdgas ausgelegt und errichtet, und die Tauglichkeit bzw. notwendigen Anpassungsmaßnahmen für die Speicherung von Wasserstoff ist Gegenstand vieler aktueller Untersuchungen.

In der vorliegenden Studie wurden die Auswirkungen von Wasserstoff auf Untergrundgasspeicher, als integraler Bestandteil einer künftigen auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung, untersucht. Dabei wurden alle wesentlichen Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen, die Leistungsdaten und das thermodynamische Verhalten für Erdgas, Wasserstoff und Erdgas – Wasserstoff – Mischgase und deren ökonomischen Auswirkungen auf die Anlageninfrastruktur und den Betrieb künftiger Wasserstoffspeicher untersucht. Als Grundlage dafür dienten aktuelle Literatur und Forschungsprojekte.

Für die technische Fähigkeit zur Wasserstoffspeicherung sind drei Bereiche zu unterscheiden: die geologische Formation Untertage sowie die Unter- und Obertageanlagen.

Für die geologischen Formationen ergibt sich folgendes Bild:

- Alle in Deutschland liegenden Kavernenspeicher stehen für die Speicherung von bis zu 100 % Wasserstoff vollständig zur Verfügung.
- Im Rahmen der vorliegenden Studie wird angenommen, dass 4 von 16 Porenspeicher für die Speicherung von bis zu 100 % Wasserstoff als geeignet anzusehen sind. Die Tauglichkeit eines Porenspeichers zur Wasserstoffspeicherung ist allerdings individuell zu überprüfen.
- In Summe kann aus den angenommen tauglichen Poren- und Kavernenspeichern eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32,4 TWh bereitgestellt werden.



Für die Untertageanlagen ergibt sich folgendes Bild:

- Für Zementation und alle Casing-Abschnitte oberhalb des Packers sind keine Anpassungen notwendig (kommt nicht mit dem Speichermedium in Berührung). Für die Casing-Abschnitte unterhalb des Packers gelten die Aussagen für die Förderrohrtour (s. unten).
  - Es gibt geeignete Bohrlochköpfe für bis zu 100 % Wasserstoff. Für die Bestands-Bohrlochköpfe, ist jeweils zu untersuchen, ob sie diesem Stand entsprechen, oder ob ihre Eignung gesondert geprüft werden muss.
  - Viele Komponenten wie Bohrplatz (Explosions-Zonen) und (elektrische) Mess-, Steuer- und Regelungstechnik müssen bereits ab geringen Wasserstoff-Beimischungen angepasst bzw. neu ausgelegt werden.
  - Die Eignung der Förderrohrtour erfordern Speicher-individuelle Eignungsuntersuchungen, was bisher in Deutschland noch nicht praktiziert wurde. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist ab 20 Vol.-% Wasserstoff ein Komplett-austausch mit H<sub>2</sub>-geeigneten Stählen zu erwarten.
  - Es ist zu erwarten, dass Spezialeinbauteile wie Packer und Untertage-Sicherheitsabsperrentile bereits bei geringen H<sub>2</sub>-Beimischungen eine Re-Komplettierung inkl. Workover erfordern.

Für die Obertageanlagen ergibt sich folgendes Bild:

- Einige Kernkomponenten der Anlage können unverändert auch für den Wasserstoffbetrieb genutzt werden.
- Bei der überwiegenden Anzahl an Komponenten wie Verdichtern, (elektrische) Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Explosionszonen sind Anpassungen notwendig.
- Bei wenigen Komponenten wie Dichtungen und Ausbläsern ist ab 10 Vol.-% Wasserstoffanteil ein Kompletttausch nötig.

Die Speicherung von Erdgas in Untergrundspeichern (UGS) ist gängige Praxis und Stand der Technik. Für die Untertagetechnik lassen sich jedoch nicht sämtliche Auslegungskriterien gleichermaßen auf die Wasserstoffspeicherung anwenden, da es derzeit keine zugelassenen Stähle / Materialien bzw. diesbezügliche Vorschriften gibt, sondern lediglich „Best-Practice“-Empfehlungen. Ebenso wenig existieren verbindliche Richtlinien und Normen,

sowie Prüf- und Nachweisverfahren. Für Untertage-Spezialkomponenten sind derzeit keine Angaben für die Wasserstoffeignung verfügbar. Daher ist nach derzeitigem Stand für eine Anpassung an Wasserstoff eine Detailuntersuchung der jeweiligen Speicher notwendig.

Aufgrund noch bestehender Wissenslücken hinsichtlich Wasserstoffeignung einzelner Speicherkomponenten wird empfohlen, in weiterführenden Arbeiten Materialuntersuchungen zu sicherheitstechnisch relevanten Bauteilen der Bohrung, wie beispielsweise Untertage-Sicherheitsabsperrentile und Packer, durchzuführen. Ein weiterer wichtiger Untersuchungsgegenstand sind die Rohrverbindungen (Schweißnähte/Schraubverbindungen) der üblicherweise verwendeten Stähle, da hier nur sehr wenig Wissen verfügbar ist. Auf Basis dieser Erkenntnisse sollten dann verbindliche Prüf- und Zertifizierungsregelwerke sowie ein Bohrungsstandard mit Mehr-Barriere-Konzepten als H<sub>2</sub>-Bohrungsstandard entwickelt werden.

Hinsichtlich der Porenspeicher sind weiterhin Fragen zur Löslichkeit von H<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>-Erdgas-Gemischen im Wasser, geochemische Wechselwirkungen mit dem Reservoir-Gestein und Fließprozessen im Reservoir bei reinem Wasserstoff und mit noch vorhandenem Rest-Erdgas als Kissengas zu beantworten.

Genehmigungsrechtliche Aspekte sind nicht Gegenstand dieser Studie und sind bei der Umsetzung eines Projektes gesondert zu berücksichtigen.

Die Umstellung der bestehenden Gasspeicher auf Wasserstoff ist wesentlicher Bestandteil der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Modellierung kostenoptimaler Transformationspfade zur Bereitstellung einer zukünftig erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität. Die im Jahr 2021 veröffentlichten Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) haben für Wasserstoffspeicher einen Kapazitätsbedarf zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 zwischen 47 TWh und 73 TWh ermittelt. Im Rahmen der vorliegenden Modellierung wurden vier Szenarien untersucht, welche sich an die BMWK-Langfristszenarien anlehnen und verschiedene Optionen zur Deckung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität techno-ökonomisch bewerten (vgl. Tabelle 1). Dazu zählen neben der Speicherumstellung, der Neubau von Wasserstoffspeichern sowie die Weiternutzung bestehender Porenspeicher, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können. Zuletzt genannte Porenspeicher können weiterverwendet werden, wenn sie zum Beispiel Erdgas oder Biogas speichern, das erst nach der Speicherung bspw. in einer Pyrolyse zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird.

Szenario	Definition
<b>Szenario 1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>gemäß TN-Strom: 2 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2030, 73 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>
<b>Szenario 2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>gemäß TN-H<sub>2</sub>-G: 2 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2030, 47 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>
<b>Szenario 3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Treibhausgasneutrales Methan &amp; TN-Strom: 2 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2030, 73 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</li> <li>Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.</li> </ul>
<b>Szenario 4</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Treibhausgasneutrales Methan &amp; TN-H<sub>2</sub>-G: 2 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2030, 47 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</li> <li>Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.</li> </ul>
<b>Allg. Randbedingung: Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</b>	

Tabelle 1: Modellierungs-Szenarien Gasspeicher (vereinfachte Definition) (DBI)

Aufgrund des bis zum Jahr 2030 noch geringen H<sub>2</sub>-Speicherbedarfs wird ein Großteil der Anpassungs-, Umstellungs- und Neubaumaßnahmen erst nach diesem Jahr stattfinden. Es ist zu beachten, dass die erforderlichen Investitionsentscheidungen jedoch deutlich früher getroffen werden müssen und die Umbaumaßnahmen auch mehrere Jahre veranschlagen. Die angegebenen H<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten müssen in den jeweiligen Jahren bereits zur Verfügung stehen und an das Netz angeschlossen sein.

Für die Ermittlung der Anpassungskosten wurden für alle deutschen UGS sogenannte Mengen-Kosten-Gerüste erstellt, welche neben einer mengenmäßigen Erfassung sämtlicher relevanter Speicherkomponenten, die aktuellen Wasserstoffverträglichkeiten sowie die mit Anpassungsmaßnahmen der Komponenten zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit verbundenen Kosten abbilden.

Eine Wasserstoffbeimischung von maximal 2 Vol.-% in das Erdgassystem erfordert die Anpassung sämtlicher Gasspeicher hinsichtlich äußerst wasserstoffsensibler Komponenten im Bereich der Ober- und Untertrageanlagen (u.a. Kolbenverdichter, Gas-Chromatographen, Packer, Untertage-Sicherheitsabsperrentile).

Auf Basis der Studienergebnisse lässt sich feststellen, dass die Umstellung der bestehenden UGS den Bedarf der zukünftig benötigten Wasserstoffspeicherkapazität gemäß BMWK-Langfristszenarien nicht vollständig decken kann. Während in den Szenarien 1 (gemäß TN-Strom) und 2 (gemäß TN-H<sub>2</sub>-G) ausschließlich ein Zubau an Wasserstoffspeichern modelliert worden ist, verwenden die beiden Szenarien 3 (gemäß TN-Strom & Pyrolyse) und 4 (gemäß TN-H<sub>2</sub>-G & Pyrolyse) auch die für die Wasserstoffspeicherung als untauglich angesehenen bestehenden Porenspeicher weiter. Im

Unterschied zu den BMWK-Langfristszenarien wird so in den Szenarien 3 und 4 in für Wasserstoff untauglichen Porenspeichern methanreiches Gas (z.B. Erdgas oder Biogas) gespeichert, das erst nach der Speicherung zur flexiblen Produktion von Wasserstoff über eine Pyrolyse verwendet wird. Die so mögliche flexible Wasserstoffbereitstellung auf Basis der Pyrolyse beträgt ca. 17 TWh pro Jahr.

Einzig in Szenario 4 (gemäß TN-H<sub>2</sub>-G) kann über eine Weiterverwendung der Porenspeicher der erforderliche Speicherzubau vermieden werden. In Szenario 3 (gemäß TN-Strom) hingegen ist trotz Nutzung dieser Potenziale weiterhin ein substanzieller Neubau erforderlich. Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der modellierten Szenarien hinsichtlich der Bereitstellungsoptionen der benötigten Wasserstoffspeicherkapazitäten sowie der damit verbundenen Kosten zusammen.

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
<b>erforderliche H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</b>	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	72,8	47,0	72,8	47,0
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Kavernenspeicher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS			31	
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]			30,7	
	[Tsd. €]			1.396.000	
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Porenspeicher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS			4	
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]			1,7	
	[Tsd. €]			186.000	
<b>UGS-Neubau (H<sub>2</sub>-Kaverne)</b>	Anzahl UGS	40	15	23	0
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	41,1	15,4	23,6	0
	[Tsd. €]	11.072.000	4.152.000	6.367.000	0
<b>Anpassung Porenspeicher<sup>1</sup> (auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS			12	
	[Tsd. €]			128.000	
<b>Weiternutzung von Porenspeicher zur H<sub>2</sub>-Erzeugung mittels Pyrolyse (auf Basis von methanreichen Gasen)</b>	Anzahl UGS	-	-	11	11
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	-	-	17,0	17,0
	[Tsd. €]	-	-	-	-
<b>bereitgestellte H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</b>	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	73,5	47,8	73,0	49,4
<b>Gesamtkosten</b>	[Tsd. €]	<b>12.782.000</b>	<b>5.862.000</b>	<b>8.077.000</b>	<b>1.710.000</b>
<b>Spezifische Kosten</b>	[Tsd. €/TWh]	<b>174.000</b>	<b>123.000</b>	<b>111.000</b>	<b>35.000</b>

Tabelle 2: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H<sub>2</sub>-Speicherkapazität in den Szenarien (DBI)

1 Anpassungskosten auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> für die 12 Porenspeicher, die für eine Umstellung auf 100 % H<sub>2</sub> nicht geeignet sind

Aufgrund der fest definierten Wasserstoffspeicherkapazitäten, z.B. für den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern<sup>2</sup>, liegt die bereitgestellte Wasserstoffspeicherkapazität immer etwas oberhalb der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050. Die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität ist dementsprechend der durch die Szenarien vorgegebene Mindestwert, welcher durch die Speicherumstellung, den Speicherneubau und die Pyrolyse bereitgestellt werden muss.

Abgeleitet aus Tabelle 1 ergeben sich in allen Szenarien durchschnittlich

- 45,0 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Kavernenspeicher und
- 46,5 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Porenspeicher.

Bei einer potenziellen Umstellung von Porenspeichern auf Wasserstoff ist zu berücksichtigen, dass neben den technischen Aspekten noch geologische und geochemische Herausforderungen hinzukommen, die einerseits weitere Forschungsprojekte erfordern und andererseits je nach Größe der Speicheranlage zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können. Trotz potenziell niedrigerer Kosten wurden aus diesen Gründen Porenspeicher nicht für einen H<sub>2</sub>-Speicherneubau in Betracht gezogen. Die zusätzlich benötigte Wasserstoffspeicherkapazität wird in der Modellierung demzufolge durch den Zubau von Wasserstoffkavernenspeichern bereitgestellt, wofür sich Neubaukosten in Höhe von knapp 277 Mio. € pro Beispiel-Kavernenspeicher für die Wasserstoff-relevanten Hauptkomponenten ergeben. Bezogen auf die Neubaukosten haben die vollständigen Anpassungs- und Umstellungskosten pro Beispiel-Kavernenspeicher einen Anteil von rd. 16 Prozent.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass bis 2050 kumulierte Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten von bis zu 12,8 Mrd. € zu tätigen sind, um die Energiewende entsprechend der BMWK-Langfristszenarien umzusetzen. Diese Investitionen können durch die Weiternutzung der bestehenden Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können, reduziert werden. Für alle betrachteten Szenarien ist das in Deutschland bestehende geologische Potenzial ausreichend, um den für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Zubau an Wasserstoffspeichern zu ermöglichen.

---

<sup>2</sup> Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme der Speicherkapazität eines definierten Beispiel-Kavernenspeichers. Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht.

# 1 Einleitung: Anpassung von Untergrundgasspeichern an Wasserstoff (DBI)

Eckpfeiler einer versorgungssicheren Energie- und Stoffinfrastruktur aus überwiegend regenerativen Quellen ist die großvolumige, sichere und effiziente Speicherung „grünen Wasserstoffs“ in Untergrundgasspeichern (UGS). Derzeit bieten Salzkavernen aufgrund ihrer höheren Ein- und Ausspeicherraten und daher der Möglichkeit flexibleren Betriebsweise die besten Voraussetzungen, um die Anforderungen für den Betrieb von Wasserstoffspeichern aus stark fluktuierenden Prozessen wie z.B. Power-to-Gas mit Überschussstrom zu erfüllen.

Die Notwendigkeit zur großvolumigen Energiespeicherung in Wasserstoff-Untergrundgasspeichern (UGS) resultiert aus der zeitlich- und räumlichen Entkopplung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und dem Bedarf. Herausfordernd ist vor allem die Nutzung der Speichertechnologie sowohl für den kurzfristigen Ausgleich der Fluktuationen als auch für die Langzeitspeicherung. Außer den großvolumigen UGS zur Energiespeicherung von Erdgas besitzen keine derzeitig verfügbaren oder in Entwicklung befindlichen Speichertechnologien eine annähernd ausreichende Kapazität für eine großvolumigen Speicherung von Erneuerbaren Energien (EE) zur Sicherung der Grundlastfähigkeit und Absicherung der Netzstabilität bei wachsendem EE-Anteil.

Die untertägige Speicherung von gasförmigen Energieträgern wird in Kavernen seit über 50 Jahren weltweit praktiziert, wobei der größte Anteil auf Erdgas entfällt. In Deutschland wird Erdgas in Porenspeichern, d.h. ehemalige Lagerstätten und Aquifere, (ca. 12 Mrd. Nm<sup>3</sup> Arbeitsgas) und Salzstrukturen (Kavernen) (ca. 15 Mrd. Nm<sup>3</sup> Arbeitsgas) gespeichert [1]. In Deutschland werden seit den frühen 1950er Jahren Untergrundgasspeicher (UGS) betrieben. Die Erkundung und Errichtung von Erdgas-UGS erfolgt nach einem gesicherten Stand der Technik. Dafür liegen zahlreiche Erfahrungen hinsichtlich Speicherdesign, technischen Ausführungen, Nachweis- und Monitoringverfahren bis hin zur eigentlichen Eignungsprüfung und technischen Bewertung vor und können in ihren generellen Ansätzen für die Wasserstoffspeicherung verwendet werden. Eine Umstellung der Speicher auf Wasserstoff führt zu veränderten Anforderungen, welche sich in verschiedenen Bereichen auswirken. Die wichtigsten sind im Folgenden dargestellt und werden derzeit in verschiedenen Forschungsprojekten untersucht:

- Degradationsmechanismen bei Werkstoffen durch Wasserstoff
- Thermodynamische, strömungsmechanische, sowie bio- und geochemische Prozesse im Reservoir
- Anforderungen an die Gasaufbereitung
- Anforderungen an die sicherheitstechnische Ausrüstung
- Genehmigungsrechtliche Auswirkungen

Die Veränderten Anforderungen führen u.a. zu Materialanpassung bzw. veränderter Werkstoffauswahl und Einbautechniken bei Verrohrung und Zementation, veränderte Speicherfahrweisen und Speicherzyklen sowie Ein- und Ausspeicherraten.

So muss bei Wasserstoffbeimischung im Erdgas bis hin zur Speicherung von 100 Vol.-% Wasserstoff geprüft werden, ob die Bohrung und alle anderen gasberührenden Anlagenteile oder obertägigen Anlagen geeignet sind. Durch einen Eingriff in die bestehende Anlageninfrastruktur müssen für die neuen Anlagenteile Nachweise der Betriebssicherheit (Konformitätsnachweis / Gutachten) aufweisen sowie Genehmigungsverfahren durchlaufen werden. Alle oben genannten Punkte haben einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers.

Im Rahmen verschiedener laufender Forschungsprojekte wurde auch untersucht, ob sich Alterfahrungen aus der Stadtgasspeicherung auf den Speicherbetrieb mit Wasserstoff übertragen lassen, was aber nach aktuellem Kenntnisstand aufgrund der stofflichen Eigenschaften von Wasserstoff bestenfalls partiell möglich ist [2], [3].

## 1.1 Aufgabenstellung

Diese Studie soll einen Beitrag zur (schrittweisen) Anpassung von UGS leisten, in dem das vorhandene Wissen zur Wasserstoff-Verträglichkeit der UGS inkl. Auswirkungen in der Betriebsführung zusammengetragen wird, um einen einheitlichen Wissenstand zu schaffen. Weiterhin werden bestehende offene Fragestellungen identifiziert, welche in zukünftigen Forschungsprojekten adressiert, oder vom Ordnungsrahmen vorgegeben werden sollten. Dabei wird auf verfügbare Literatur, Regelwerke, aktuelle (teils noch laufende) Forschungsprojekte, Erfahrungen der einzelnen Partnerfirmen, DBI-Expertise und darauf aufbauende Berechnungsergebnisse zurückgegriffen.

Zur Gewährleistung der größtmöglichen Fachkompetenz sind neben der DBI-Gas- und Umwelttechnik GmbH drei etablierte und erfahrene UGS-Service-Firmen an der Studie beteiligt, die jeweils für bestimmte Kapitel verantwortlich sind:

- ESK GmbH: Kapitel 2 und 5
- DEEP.KBB GmbH: Kapitel 4
- UGS Mittenwalde GmbH: Kapitel 3<sup>1</sup>

---

1 Überarbeitungen von Version 1 auf Version 2 im Bericht durch DBI unter Rücksprache mit UGS

## Das Projekt ist in 2 Teile untergliedert:

- Teil 1 – „Technik“: in diesem Studienteil wurden die technischen Grundlagen zur Ermittlung des Ist-Standes der aktuellen Wasserstoffverträglichkeit in Untergrundgasspeichern geschaffen, und die Auswirkungen auf künftig zu erwartende Speicherfahrweisen und den Anpassungsbedarf der verschiedenen Hauptkomponenten identifiziert. Weiterhin wurde der noch notwendige Forschungsbedarf ermittelt.
- Teil 2 – „Ökonomie“: In diesem Teil der Studie wurde die Transformation der Gasspeicher auf Wasserstoffspeicherung ökonomisch modelliert. Basierend auf dem zu erwartenden Wasserstoffspeicherbedarf, dem theoretisch vorhandenen Wasserstoffspeicherpotenzial bei Umstellung aller dafür geeigneten Speicher und dem Inventar an anpassungsbedürftigen Komponenten wurden die notwendigen Investitionen bis 2050 ermittelt. Dabei wurden neben der Speicherumstellung auch der Speicherneubau berücksichtigt, und die sich bis 2050 einstellenden Wasserstoffbedarfe im Erdgasnetz (Beimischung) und in einem reinen Wasserstoffnetz.

Abbildung 1 stellt den Projektablauf und die Vernetzung der Arbeitspakete, sowie die Verantwortlichkeiten der einzelnen Partner dar:

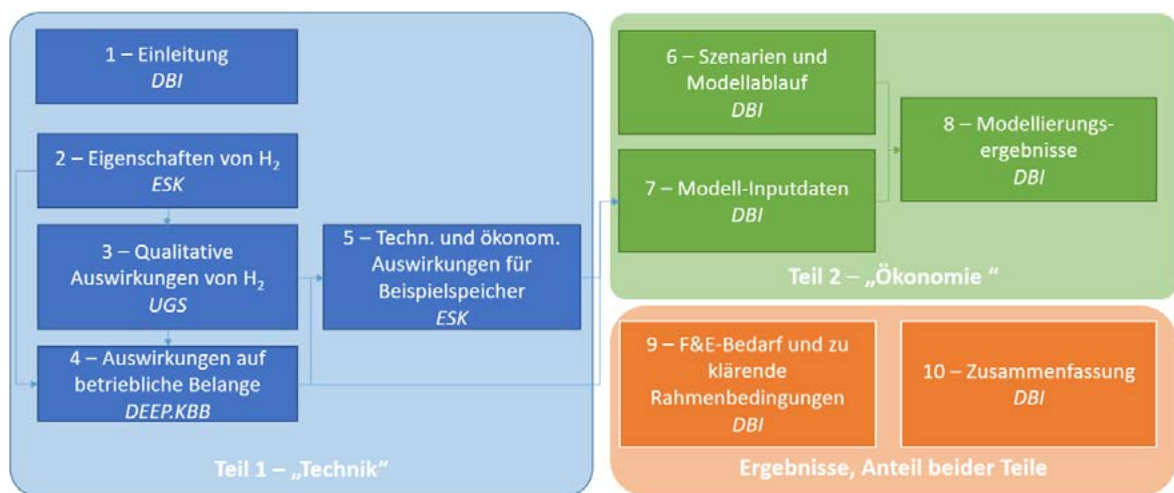


Abbildung 1: Übersicht Projektteile, Kapitel, Projektpartner und Projektablauf (DBI)

Ausgehend von den Stoffeigenschaften von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Gemischen (Kapitel 2) werden die qualitativen Auswirkungen von Wasserstoff auf alle gasberührenden Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen in Kapitel 3



dargestellt. Daneben wird in Kapitel 4 untersucht, wie sich die Leistungsdaten und das thermodynamische Verhalten (pVT) für Methan, Wasserstoff und Methan – Wasserstoff – Mischgase im Speicherbetrieb auswirken. Für Kavernenspeicher wurden hierfür thermodynamische numerische Simulationen für verschiedene Mischungsverhältnisse durchgeführt. Für Porenspeicher wird auf vereinfachte statische thermodynamische Bewertungen für Erdgas – Wasserstoff – Mischgase zurückgegriffen. Mittels dieser Untersuchungen kann über den Druck- und Temperaturverlauf während des Speicherns sowie über die Speicherkapazität Aussagen getroffen werden.

Die qualitativen Auswirkungen der Speicherung von Wasserstoff ziehen technischen Anpassungsbedarf der Speicher nach sich, mit entsprechenden ökonomischen Auswirkungen (Kapitel 5). Diese Auswirkungen sind für Poren- und Kavernen-UGS dargestellt, wobei die gemachten Aussagen repräsentativ für den Großteil der UGS in Deutschland sind. Aufgrund der Heterogenität der UGS, vor allem der Porenspeicher, wurde aus diesem Grund auf die Verwendung von generischen Beispielspeichermodellen zurückgegriffen, deren Parameter in Tabelle 3 aufgeführt sind.

	Poren-UGS	Kavernen-UGS
<b>Teufen [h<sub>r</sub>]=m</b>	1300	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1000 (LzRT)</li> <li>• 1100 (Dach)</li> <li>• 1400 (tiefster Punkt)</li> </ul>
<b>Mittlere Temperatur [t<sub>mittel</sub>]=°C</b>	50	47,5
<b>Druck [p]=bar</b>	145 (MOP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 185 (MOP @ LzRT)</li> <li>• 60 (min)</li> </ul>
<b>Geometrisches Volumen [V]=m<sup>3</sup></b>		500.000
<b>AGV Erdgas [V<sub>n,AGV</sub>]=m<sup>3</sup></b>	550.000.000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 496.000.000 (gesamt)</li> <li>• 62.000.000 (eine Kaverne)</li> </ul>
<b>GGV Erdgas [V<sub>n,GGV</sub>]=m<sup>3</sup></b>	1.100.000.000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 720.000.000 (gesamt)</li> <li>• 90.000.000 (eine Kaverne)</li> </ul>
<b>Speicherzyklus</b>	1 pro Jahr	s. Tabelle 14
<b>Max. Ausspeicherrate [Q<sub>AUS</sub>]=m<sup>3</sup>/h</b>	350.000	712.000 (gesamter Speicher)
<b>Max. Einspeicherrate [Q<sub>Ein</sub>]=m<sup>3</sup>/h</b>	250.000	475.000 (gesamter Speicher)
<b>Anzahl Bohrungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 14 Speicherbohrungen</li> <li>• 2 Beobachtungsbohrungen</li> </ul>	8

Tabelle 3: Parameter der Beispiel-UGS

Die oben aufgeführten Parameter orientieren sich an den jeweiligen Mittelwerten der UGS in Deutschland, anhand derer die finanziellen Auswirkungen für die Anpassungen für Wasserstoffspeicherung in Kapitel 5 durchgeführt werden. Die technischen Auswirkungen einer Wasserstoff-Beimischung werden in Kapitel 3 qualitativ erfasst und bilden die Grundlage für die finanziellen Auswirkungen.

Eine aktuelle Übersicht über die Poren- und Kavernen-UGS in Deutschland nach [1] ist in Anhang 1 aufgeführt.

Zur Ermittlung der kostengünstigsten Transformationspfade wurde eine Erfassung der Speicherkonfiguration in Deutschland vorgenommen (Kapitel 7.3.1), d.h. eine Aufstellung der tatsächlich verbauten Hauptkomponenten und ihrer Anzahl. Auf Basis der erhaltenen Informationen verschiedener Speicherbetreiber (zu 25 % der deutschen UGS) konnten auch Annahmen für den Komponentenbestand der restlichen UGS auf Basis ihrer bekannten Arbeitsgasvolumina sowie Ein- und Ausspeicherraten getroffen werden. Ebenso wurde auf dieser Basis der Komponentenbestand der Beispielspeicher angepasst, welche als Grundlage für neu zu errichtende UGS dienen.

Die zu erwartenden Speicherfahrweisen haben einen direkten Einfluss auf die benötigte Bohrungsanzahl und damit auch auf die Kosten für die technische Anpassung der Bohrungen, aber auch der Obertageanlage.

Ein weiterer Modellinput stellt die potenziell speicherbare Wasserstoffmenge in den deutschen UGS sowie den Beispielspeichern dar, die auf Basis der Ausarbeitungen in Kapitel 4 ermittelt wurden.

Die Modellierung erfolgte dynamisch in 4 Szenarien (siehe Kapitel 6), welche auf den Langfristszenarien des BMWK basieren. Diese unterscheiden sich in Gasnachfrage, Gaszusammensetzung und Gasspeicherbedarf (Wasserstoff und Erdgas) bis 2050. Die Modellierung endet in 2050, da in diesem Jahr die Treibhausgasneutralität erreicht sein soll und es danach keinen Erdgasspeicherbedarf mehr gibt. Der Ablauf des Transformationspfademodells mit seinen notwendigen „festen“ Inputdaten und Freiheitsgraden zur Optimierung ist in Kapitel 6 beschrieben, die Ergebnisse in Kapitel 8. Aus den technischen Anforderungen und den aktuellen H<sub>2</sub>-Verträglichkeiten ergeben sich offene Fragestellungen und Forschungsbedarf, der in Kapitel 9 zusammengefasst ist. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass verschiedenen Erzeugungsvarianten von Wasserstoff (grün, blau, türkis, grau...) in der Studie nicht berücksichtigt wurden und immer vorausgesetzt wird, dass der Wasserstoff pauschal zur Verfügung steht. Die in der Studie dargelegten Anpassungsmaßnahmen und

den dafür anfallenden Kosten sind somit diejenigen, die vollumfänglich den Speichern zuzuordnen sind. Wie ein Wasserstoffenergieversorgungssystem hochgefahren wird, ist ebenfalls nicht Gegenstand der Untersuchung: die Studie betrachtet die Modellierung der Speicherumstellung losgelöst vom Netz. Die Nachfolgende Abbildung stellt das Energieversorgungssystem für gasförmige Energieträger dar und hebt den Umfang der hier durchgeführten Studie hervor.

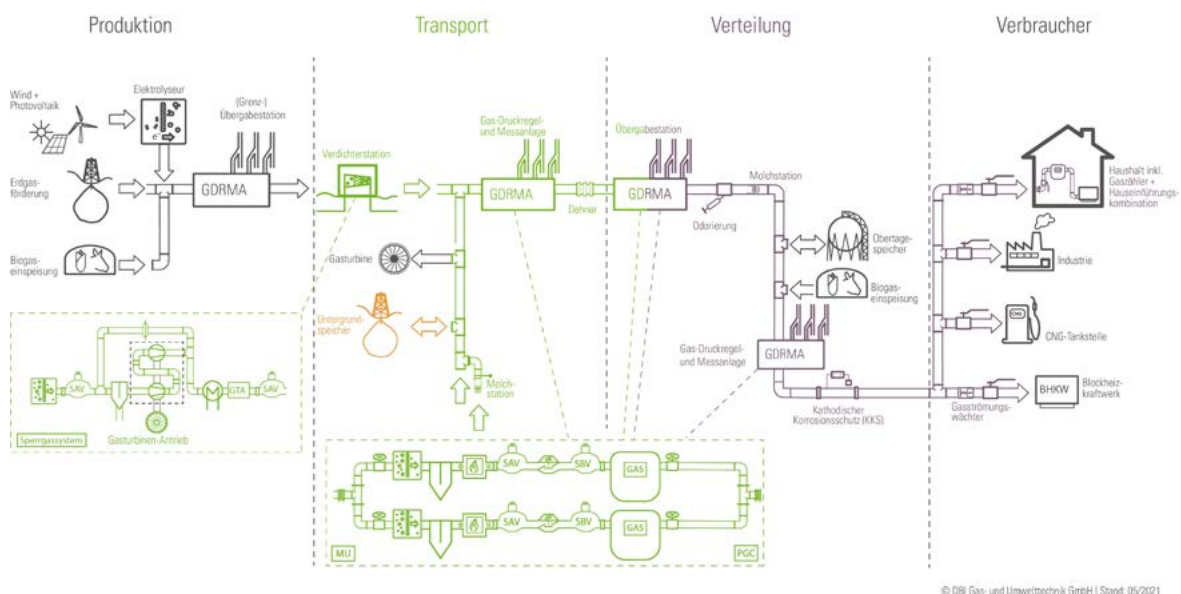


Abbildung 2: Schema Gasversorgungsinfrastruktur, orange markiert der Untersuchungsbereich der vorliegenden Studie (DBI)

## 1.2 Zusammenarbeit mit Dritten

Diese Studie basiert neben den oben beschriebenen eigenen Ausarbeitungen auf Input Dritter, der dem Bearbeiter-Team in großem Umfang zuteilwurde und ohne den diese Studie nicht möglich gewesen wäre.

Hier ist zunächst der kontinuierliche Austausch mit allen drei herausgebenden Verbänden zu nennen, die darüber hinaus bei ihren Mitgliedsunternehmen für die Unterstützung der vorliegenden Studie geworben haben.

Diese Unterstützung wird durch direkten Input einzelner Speicherbetreiber zur Aufstellung des verbauten Inventars (Hauptkomponenten) der UGS deutlich. Aus Vertraulichkeitsgründen kann in dieser Studie jedoch nicht aufgeschlüsselt werden, welche Betreiber für welche

UGS welche Angaben geliefert haben. Da diese Studie der gesamten Branche dienen soll, mussten die UGS entsprechend anonymisiert werden.

Durch den fachlichen Input des BVEG wurde es möglich, repräsentative Beispielspeicher und Speicherzyklen zu definieren: für Poren-UGS wurde ein Speicherzyklus pro Jahr festgelegt, um der geologischen Charakteristik dieser Speicher gerecht zu werden, wohingegen für Kavernen-UGS ein stärker fluktuierender Jahresgang vorgegeben wurde, um der zu erwartenden dynamischen Betriebsweise und der fluktuierenden Wasserstoff-Erzeugung gerecht zu werden.

Der Verband INES lieferte die Inputdaten für die Entwicklung der Gasnachfrage und -Speicherkapazitätsbedarfe bis 2050, sowie die Definition der vier modellierten Szenarien, die sich an den BMWK-Langfristszenarien orientieren oder diese direkt widerspiegeln. Sehr hilfreich war an dieser Stelle auch der Input zu den Anforderungen an die Modellierung (Freiheitsgrade, Abhängigkeiten, Logik) um repräsentative, realistische Szenarien berechnen zu können.

Mit allen herausgebenden Verbänden wurde intensiv die Einordnung der Ergebnisse diskutiert, insbesondere was diese für die Gasspeicherbranche bedeuten, sowie die Rolle dieser in einer erneuerbaren Energiezukunft. Für die hilfreichen Diskussionen zur Einordnung der Ergebnisse inkl. unterschiedlicher Wasserstofferzeugungsvarianten sind wir dem DVGW sehr dankbar.

## 2 Eigenschaften von Wasserstoff (ESK)

Wasserstoff ist das chemische Element mit der geringsten Atommasse, hat die Ordnungszahl 1 und das Symbol H. Das Atom des Wasserstoffs in seinem am häufigsten vorkommenden Isotop besteht aus einem Proton im Atomkern und einem Elektron in der Atomhülle. Unter Normalbedingungen wie auch unter Bedingungen in den UGS kommt Wasserstoff nicht als Atom vor, sondern als Molekül  $H_2$ . Die schwereren Isotope des Wasserstoffs (Deuterium, Tritium etc.) spielen für die stofflichen Eigenschaften im Rahmen der Untergrundspeicherung keine nennenswerte Rolle.

Im Folgenden ist unter dem Begriff „Wasserstoff“ technisch reiner Wasserstoff als 2-atomiges Molekül zu verstehen, es sei denn es ist explizit anderweitig angegeben.

Wasserstoff zeichnet sich dadurch aus, dass er mit Abstand die niedrigste molekulare Masse aller Gase aufweist und dadurch

- eine besonders geringe Dichte besitzt,
- sehr diffusionsfreudig ist, und
- eine geringe Viskosität aufweist.

Darüber hinaus werden im Wasserstoff unter Speicherbedingungen kaum Molekülschwingungen angeregt, wodurch seine Wärmekapazität und damit verbunden der Isentropenexponent nahezu denen eines idealen zweiatomigen Gases entsprechen.

Verbunden mit der Elektronenstruktur des Wasserstoffs sind die sehr schwachen intermolekularen Wechselwirkungen, die eine Reihe weiterer Besonderheiten hervorrufen:

- sehr niedrige kritische Temperatur,
- sehr niedriger kritischer Druck,
- nahezu Idealgasverhalten unter üblichen Speicherbedingungen, und
- Schwach ausgeprägter, inverser Joule-Thomson-Effekt.

Auch in Gasgemischen, zum Beispiel bei der Beimischung zu Erdgas, zeichnet sich Wasserstoff durch eher schwache Wechselwirkungen mit den anderen Gemischbestandteilen aus, wodurch sich hier der Wasserstoff zumeist mit guter Genauigkeit als ideales Gas behandeln lässt. Im Ergebnis wirkt sich insbesondere eine niedrig dosierte Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas kaum auf die Stoffwerte aus. Die wesentlichen physikalischen Stoffwerte für Erdgas, Wasserstoff und deren Gasgemischen können beispielsweise mithilfe des Stoffwertemodells GERG-2008 [4] berechnet werden.

Eine Übersicht der wesentlichen Stoffwerte von reinem Wasserstoff und den in dieser Studie behandelten Mischgasen ist in Tabelle 4 dargestellt.

Stoffeigenschaft	100 Vol.-% Nordseegas	99 Vol.-% Nordseegas + 1 Vol.-% Wasserstoff	95 Vol.-% Nordseegas + 5 Vol.-% Wasserstoff	80 Vol.-% Nordseegas + 20 Vol.-% Wasserstoff	100 Vol.-% Wasserstoff
<b>Feste physikalische Größen</b>					
Mittlere Molekülmasse [m <sub>M</sub> ]=g/mol	18,083	17,923	17,28	14,869	2,016
(Pseudo-) Kritische Temperatur [T <sub>k,pseudo</sub> ]=K	202,55	200,86	194,08	168,64	33
(Pseudo-) Kritischer Druck [p <sub>k,pseudo</sub> ]=bar	46,01	45,68	44,36	39,39	12,9
<b>Variable physikalische Größen, Angaben bei Normbedingungen (0°C, 1,013 bar)</b>					
Dichte [ρ]=kg/m <sup>3</sup>	0,8093	0,8021	0,7731	0,6646	0,0899
Spez. Wärmekapazität [c <sub>p</sub> ]=kJ/kg K	2,014	2,027	2,084	2,342	14,206
Isentropenexponent [κ]	1,299	1,299	1,303	1,316	1,409
Joule-Thomson-Koeffizient [μ <sub>JT</sub> ]=K/bar	0,61	0,6	0,562	0,428	-0,031
Viskosität [η]=μPa s	10,262	10,255	10,226	10,108	8,388
Maximale Gasfeuchte [f <sub>max</sub> ]=g/m <sup>3</sup>	4,870	4,869	4,866	4,855	4,824
<b>Brenntechnische Kennwerte</b>					
Methanzahl	75,8	75,0	72,0	60,6	0
Brennwert [H <sub>u</sub> ]=MJ/m <sup>3</sup>	42,89	42,588	41,373	36,825	12,744
Heizwert [H <sub>h</sub> ]=MJ/m <sup>3</sup>	38,681	38,401	37,277	33,069	10,781
Wobbeindex [W <sub>s</sub> ]=MJ/m <sup>3</sup>	54,218	54,078	53,51	51,367	48,339
Zündtemperatur [T]=°C	595 <sup>3</sup>				560
Mindestzündenergie [E <sub>min</sub> ]=mJ	0,23 <sup>2</sup>			~0,1 [5]	0,017
Untere Explosionsgrenze [UEG]=Vol.-% <sup>2</sup>	3,8 <sup>3</sup>	-3,8 [6]	-3,8 [6]	-4,0 [6]	4
Obere Explosionsgrenze [OEG]=Vol.-% <sup>4</sup>	16,2 [6]	-16,4 [6]	-17,0 [6]	-20 [6]	77

2 In Luft Wert für Methan

3 Wert für Modell-Erdgas: 89,37 Mol-% Methan, 7,94 Mol-% Ethan, 1,98 Mol-% Propan, 0,71 Mol-% n-Butan

4 Wert für Methan

Stoffeigenschaft	100 Vol.-% Nordseegas	99 Vol.-% Nordseegas + 1 Vol.-% Wasserstoff	95 Vol.-% Nordseegas + 5 Vol.-% Wasserstoff	80 Vol.-% Nordseegas + 20 Vol.-% Wasserstoff	100 Vol.-% Wasserstoff
Maximaler Explosionsdruck [ $p_{exp}$ ]=bar	8,4 [6]	~8,4 [6]	~8,3 [6]	~8,2 [6]	8
Normspaltweite [NSW]=mm	1,12 [6]	~1,1 [6]	~1,1 [6]	~1,0 [6]	0,29
Explosionsgruppe	II A	II A	II A	II A	II C

Tabelle 4: Physikalische und brenntechnische Eigenschaften von Erdgas<sup>5</sup>, Wasserstoff und deren Mischungen (ESK GmbH)

Bei der Verwendung als Brennstoff sowie bei der Speicherung und Verteilung von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemischen sind weiterhin deren brenntechnische Eigenschaften von Bedeutung (Tabelle 4). Auch hier ist ersichtlich, dass Beimischungen von Wasserstoff zum Erdgas bis zu 20 Mol-% kaum Änderungen an den brenntechnischen Eigenschaften bewirken. So sind beispielsweise alle untersuchten Mischungen in Explosionsgruppe IIA eingeteilt, während reiner Wasserstoff zur Explosionsgruppe IIC zählt.

Für reinen Wasserstoff treten einige signifikante Unterschiede zum Erdgas auf. Insbesondere ist die Mindestzündenergie deutlich herabgesetzt, was das Zünden einer entsprechenden zündfähigen Mischung erleichtert. Weiterhin liegt die obere Explosionsgrenze für Wasserstoff sehr viel höher als bei Erdgas, so dass beispielsweise bei ausströmendem Wasserstoff eine geringe Durchmischung mit der Umgebungsluft ausreicht, um eine zündfähige Mischung zu ergeben.

Demgegenüber ist der Energieinhalt des Wasserstoffs geringer als der von Erdgas, womit auch die Schädlichkeit einer ungewollten Zündung schwächer ausfällt. Dies schlägt sich beispielsweise im nahezu gleichen maximalen Explosionsdruck von Wasserstoff und Erdgas nieder.

Insgesamt fällt bei den physikalischen und brenntechnischen Eigenschaften auf, dass für Mischungen aus Erdgas und Wasserstoff deutlich weniger Daten vorliegen, als für Erdgas und Wasserstoff getrennt. Die hier aufgelisteten Werte stützen sich ausschließlich auf die Untersuchungen der Bundesanstalt für Materialprüfung [6] der letzten Jahre sowie Ergebnisse aus dem NaturalHy-Projekt [5]. Die in beiden Quellen genannten Werte gelten für Referenzgase, die zwar grundsätzlich mit den in der vorliegenden Studie betrachteten gut vergleichbar sind, jedoch nicht exakt übereinstimmen. Für die Auslegung konkreter Anlagen sind in jedem Fall tiefere Untersuchungen erforderlich.

<sup>5</sup> Zusammensetzung Nordsee-Erdgas: 88,6 Mol-% Methan, 7,1 Mol-% Ethan, 1,9 Mol-% Propan, 0,15 Mol-% n-Butan, 0,25 Mol-% i-Butan, 0,125 Mol-% höhere KW, 1,575 Mol-% Stickstoff, 0,3 Mol-% Kohlenstoffdioxid

## 2.1 Physikalische Eigenschaften

Im Folgenden sind die wesentlichen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff, Erdgas und exemplarischen Mischungen dargestellt.

### 2.1.1 Dichte und Realgasfaktor

Die Dichte eines Gases ist von zentraler Bedeutung für dessen Handhabung. Sie setzt sich zusammen aus Druck, Temperatur, Molekulargewicht und dem Realgasverhalten (Z-Faktor). Da Wasserstoff eine sehr viel geringere molekulare Masse als Erdgas besitzt, ist seine Dichte entsprechend geringer. Weiterhin führt das Realgasverhalten dazu, dass die Isotherme für Wasserstoff nahezu linear verläuft, während sie für alle Erdgase vor allem bei hohem Druck deutlich konkav verläuft.

Bei der Untertagespeicherung von reinem Wasserstoff führt die geringe Dichte zu einem besonders geringen hydrostatischen Druckanteils in der Bohrung. Hierdurch sind die statischen Druckunterschiede zwischen Bohrlochkopf und Rohrschuh deutlich reduziert.

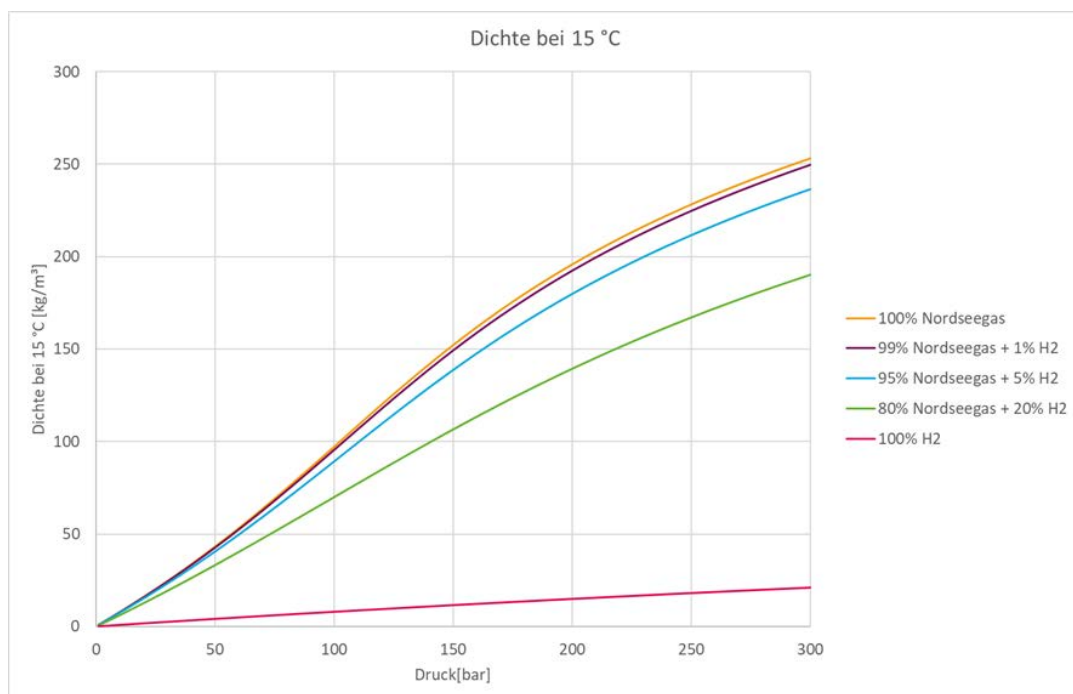


Abbildung 3: Dichte der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)



Der Z-Faktor beschreibt ausschließlich das Realgasverhalten der jeweiligen Gase. Ein Wert von 1 würde ein ideales Gas beschreiben. Abweichungen nach unten charakterisieren anziehende Wechselwirkungen zwischen den Gasmolekülen und eine leichtere Komprimierbarkeit des Gases. Abweichungen nach oben werden durch das Eigenvolumen der Gasmoleküle hervorgerufen und erschweren deren Kompression.

Da Erdgas bei typischen maximalen Speicherdrücken einen geringeren Z-Faktor besitzt als Wasserstoff, lässt sich unter gleichen Bedingungen im Vergleich eine größere Stoffmenge Erdgas in einem Speicher unterbringen bzw. durch eine Leitung transportieren. Der Z-Faktor wirkt sich somit sowohl direkt auf das Arbeitsgasvolumen eines Speichers aus als auch auf die Ein- / Ausspeicherleistung.

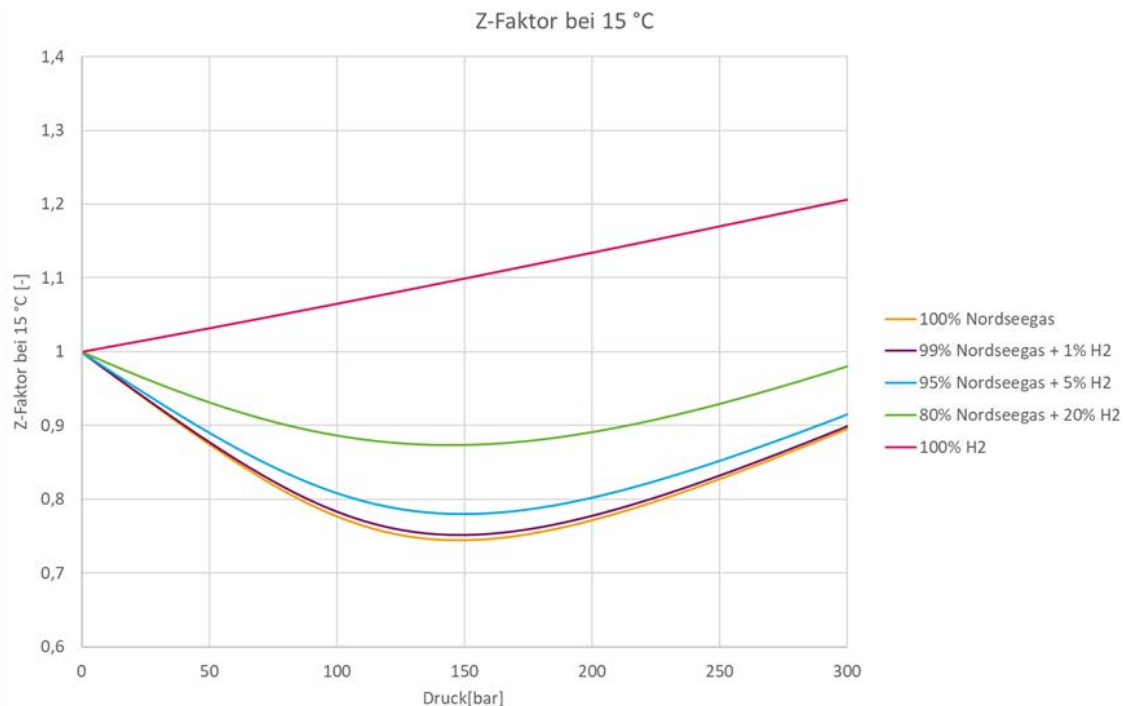


Abbildung 4: Z-Faktor der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

## 2.1.2 Spezifische Wärmekapazität und abgeleitete Größen

Die spezifische Wärmekapazität eines Gases bezeichnet den mit einer Temperaturänderung verbundenen Wärmeaustausch, wobei typischerweise entweder der Druck oder das Volumen konstant gehalten wird. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Wärmekapazität bei konstantem Druck Bezug genommen. Weiterhin werden die Werte entweder bezogen auf die Masse oder auf die Stoffmenge ausgedrückt.

Die spezifische Wärmekapazität eines Gases ist mit der Anzahl der Freiheitsgrade verknüpft, die Energie aufnehmen können. Ein ideales Gas besitzt nur translatorische Freiheitsgrade sowie, bei zweiatomigen Gasen, zwei Rotationsfreiheitsgrade. Hieraus lässt sich folgern, dass die molare spezifische Wärmekapazität eines idealen zweiatomigen Gases genau 29,1 kJ/mol K beträgt. Dies ist für Wasserstoff über einen weiten Druck- und Temperaturbereich in guter Näherung erfüllt, womit sich hier eine massenbezogene spezifische Wärmekapazität von etwa 14,2 kJ/kg K ergibt.

Im Gegensatz dazu besteht Erdgas im Wesentlichen aus mehratomigen Molekülen, die einen zusätzlichen Rotations- und zum Teil mehrere Schwingungsfreiheitsgrade besitzen. Diese werden je nach Temperatur zudem unterschiedlich angeregt. Insgesamt liegt bei allen Erdgas-Mischungsverhältnissen daher ein komplexerer Verlauf der spezifischen Wärmekapazität vor. In der massenbezogenen Darstellung ist die Wärmekapazität zudem aufgrund der höheren Molekularmasse geringer als die des Wasserstoffs.

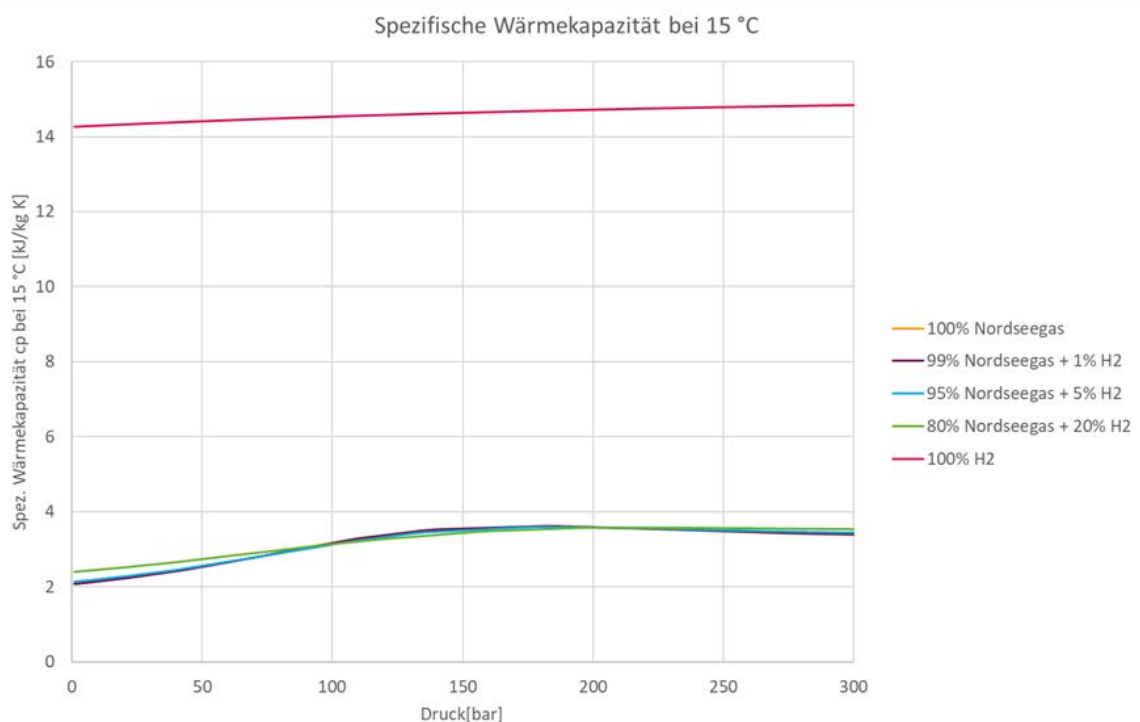


Abbildung 5: Spezifische Wärmekapazität der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

In direktem Zusammenhang mit der Wärmekapazität eines Gases steht dessen Isentropenexponent. Dieser dient der Berechnung isentroper Zustandsänderungen, wie sie beispielsweise bei schneller Entspannung oder Komprimierung näherungsweise auftreten (d.h. unter Vernachlässigung der inneren Reibung und des Wärmeaustauschs mit der Umgebung).

Analog zur spezifischen Wärmekapazität ist der Isentropenexponent bei Wasserstoff über weite Druck- und Temperaturbereiche nahezu konstant. Er liegt nahe am Wert für ein ideales zweiatomiges Gas von 1,4.

Da Erdgas grundsätzlich mehr Freiheitsgrade hat als Wasserstoff, liegt auch sein Isentropenexponent entsprechend niedriger. Bei üblichen Betriebstemperaturen und Drücken unter 150 bar liegt er bei etwa 1,3, was die dreidimensionale Geometrie der Moleküle und die Möglichkeit einfacher Molekülschwingungen widerspiegelt. Bei höheren Drücken sinkt der Isentropenexponent aufgrund zunehmender Schwingungen weiter ab.

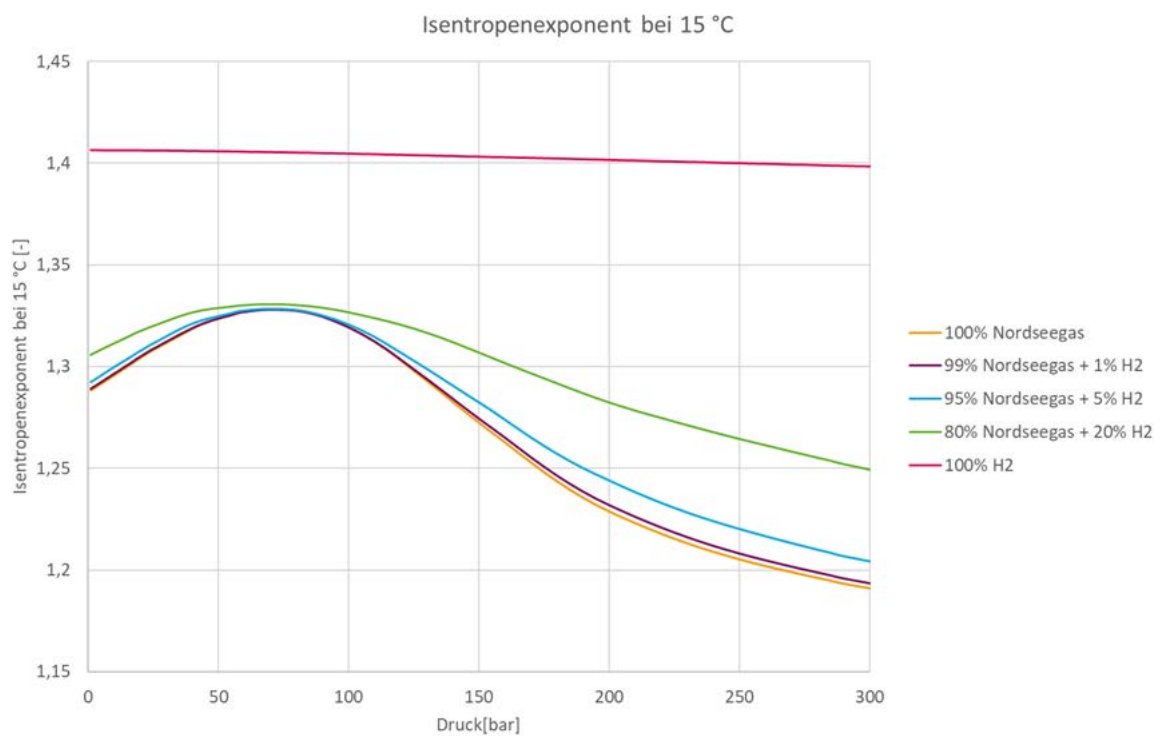


Abbildung 6: Isentropenexponent der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

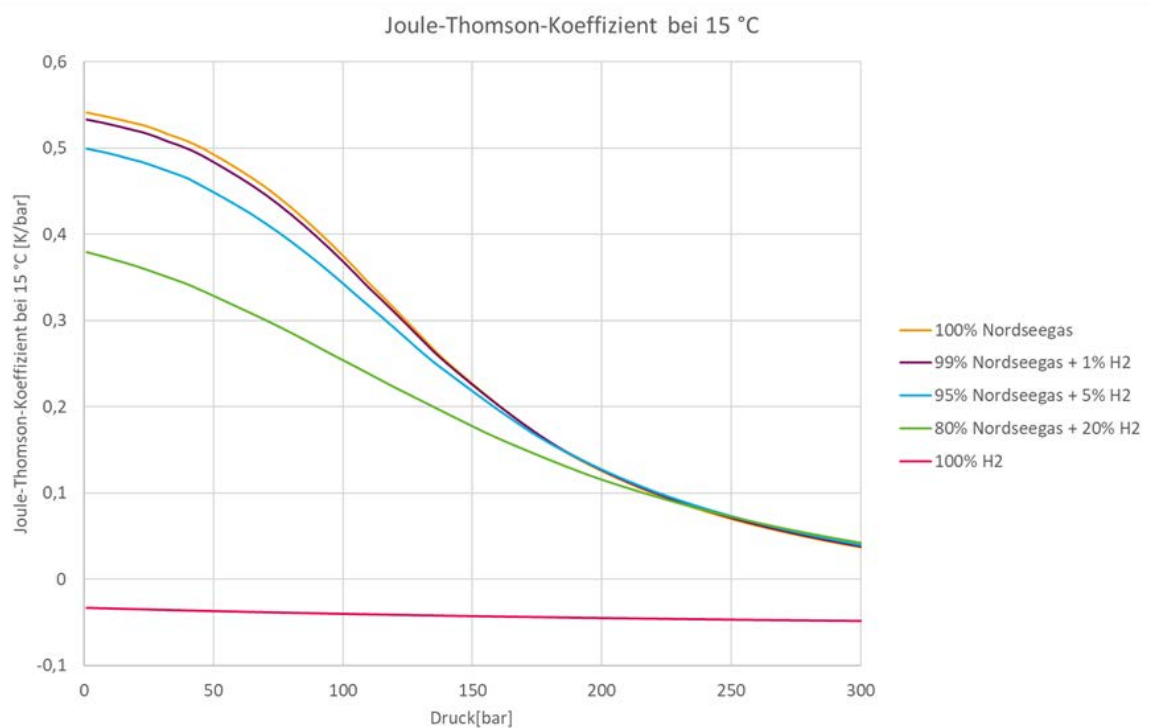


Abbildung 7: Joule-Thomson-Koeffizient der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

Der Joule-Thomson-Koeffizient beschreibt die Temperaturänderung eines Gases bei isenthalper Entspannung. Dies entspricht beispielsweise einem Drosselventil oder einer Rohrströmung bei Vernachlässigung des Wärmeaustauschs mit der Umgebung.

Bekannterweise kühlen die meisten technisch relevanten Gase bei isenthalper Entspannung ab, weshalb vor Drosselventilen teilweise eine Vorwärmung eingesetzt werden muss, um ein Einfrieren des Ventils zu vermeiden. Dies ist bei Wasserstoff nicht erforderlich, da reiner Wasserstoff unter typischen Betriebsbedingungen einen negativen Joule-Thomson-Koeffizienten besitzt und sich somit beim Entspannen geringfügig erwärmt.

### 2.1.3 Viskosität

Die Viskosität eines Gases wird zur Berechnung von Strömungswiderständen herangezogen. Je höher ihr Wert umso größer ist der Strömungswiderstand.

Wasserstoff besitzt eine besonders niedrige Viskosität, wodurch bei einer gegebenen Strömung besonders geringe Strömungsverluste auftreten. Dies macht sich beim Ein- und Auspeichern von Wasserstoff aus Untertagespeichern bemerkbar, da hier zwischen Kavernenkopf und Rohrschuh neben den geringen statischen Druckunterschieden zusätzlich auch

nur sehr geringe dynamische Druckunterschiede auftreten. Dieser Effekt ist bei Wasserstoff-Beimischungen zum Erdgas zwar weniger stark ausgeprägt, aber dennoch bemerkbar.

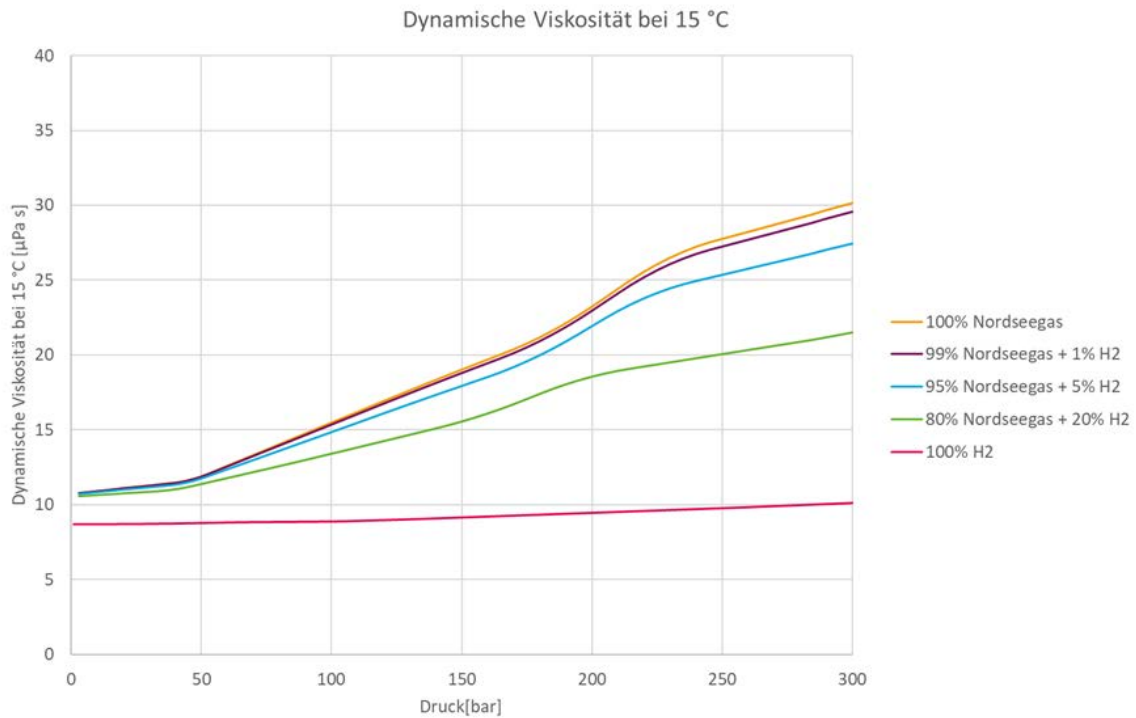


Abbildung 8: Dynamische Viskosität der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

## 2.1.4 Maximale Gasfeuchtigkeit (Sättigung)

Die Feuchtigkeitsmenge, die Erdgas und Wasserstoff unter gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen aufnehmen kann, unterscheidet sich unter 50 bar nur sehr geringfügig. Bei höheren Drucken nimmt Wasserstoff tendenziell weniger Feuchtigkeit auf als Erdgas.

Die Maximale Gasfeuchtigkeit von Wasserstoff ist Gegenstand aktueller Forschungsprojekte, da die bestehenden Berechnungsmodell auf vergleichsweise wenigen Messdaten beruhen. Für eine erweiterte Datenbasis sei auf die zu erwartenden Ergebnisse des Projekts HYPOS-H<sub>2</sub>-UGS [7] verwiesen, erwarteter Abschluss im August 2021.

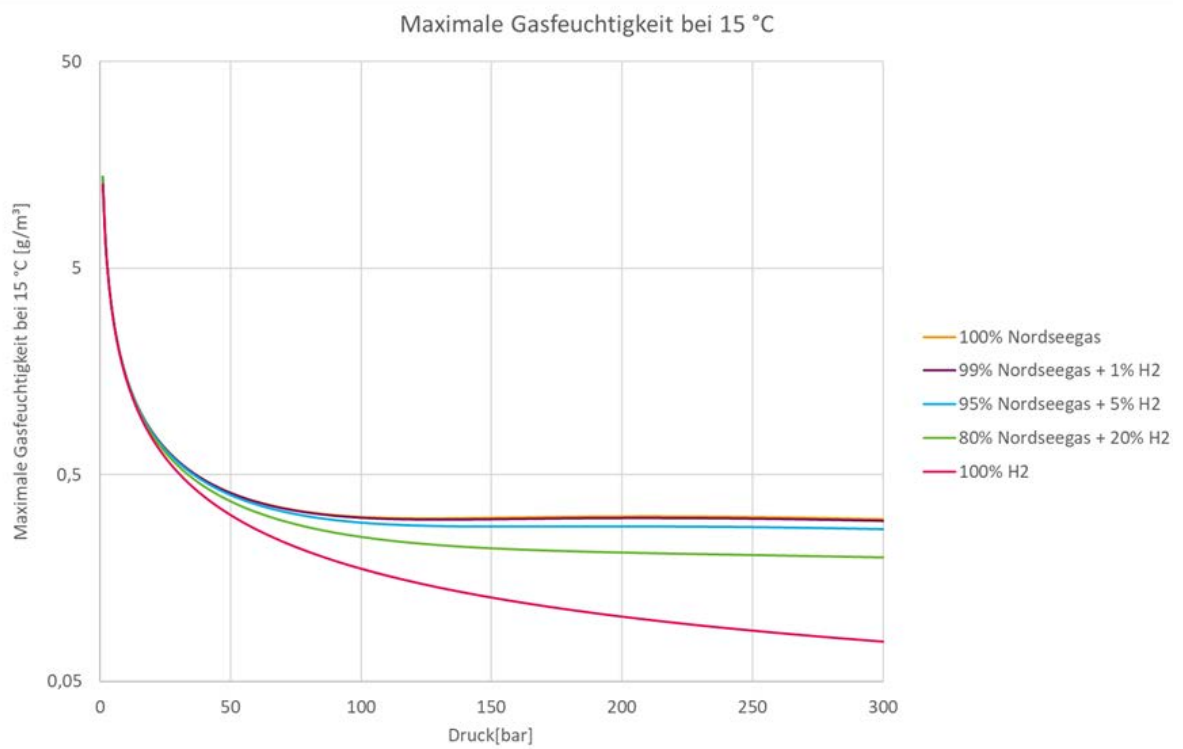


Abbildung 9: Maximale Gasfeuchtigkeit der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C (ESK GmbH)

## 3 Qualitative Auswirkungen von H<sub>2</sub> und Anforderungen für UGS (UGS Mittenwalde)

### 3.1 Datengrundlage, Basis

In den nachfolgenden Kapiteln werden die (qualitativen) Auswirkungen von Wasserstoff auf bestehende unter- und obertägige Speichereinrichtungen (Hauptelemente) bzw. an die Untertagspeicher allgemein basierend auf verfügbaren Informationen und Erfahrungswerten aus vergleichbaren Speicher- und Forschungsprojekten, Literatur und der historischen Expertise betrachtet.

Für die Eignungsabschätzungen bzgl. Obertageanlagen werden, sofern möglich, prozentuale Grenzwerte benannt. Bei den Betrachtungen zu untertägigen Ausrüstungen lassen sich aufgrund fehlender Angaben seitens der Hersteller keine Grenzwerte vorgeben.

### 3.2 Werkstofftechnische Aspekte bei Wasserstoffanwendungen

Die physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff besitzen einen großen Einfluss auf die Werkstoffauswahl und die Auslegung von ober- und untertägigen Anlagen von UGS.

Unter bestimmten Bedingungen kann Wasserstoff in einen Stahl hinein diffundieren und seine mechanischen Eigenschaften herabsetzen sowie Schädigungsmechanismen verursachen. Sie unterliegen insbesondere einer Versprödung, die durch einen Abfall der Werkstoffzähigkeit angezeigt wird. Die Versprödung der Stähle resultiert aus der Aufnahme von Wasserstoff.

Die Grundlage der Wasserstoffaufnahme in metallischen Werkstoffen bildet die Dissoziation molekularen Wasserstoffs an der Grenzfläche zum Metall in seine atomare Form.

Wasserstoffmoleküle, die sich in Richtung einer Metalloberfläche bewegen, können an dieser elastisch abprallen, gebeugt werden oder anhaften. An der Metalloberfläche anhaftende Wasserstoffmoleküle können auf zwei Wegen in Wasserstoffatome aufgespalten werden. Entweder ist die kinetische Energie des Wasserstoffatoms beim Aufprall groß genug, dass das Wasserstoffmolekül direkt dissoziiert oder die an der Metalloberfläche anhaftenden Wasserstoffmoleküle treffen bei ihrer Bewegung über die Metalloberfläche auf eine Gitterleerstelle oder eine Oberflächenverunreinigung, an der sie dissoziieren und anschließend absorbiert werden können. Geeignete Dissoziationsstellen, wie die Gitterleerstellen oder Oberflächenverunreinigungen, wirken dabei wie ein Katalysator, so dass sowohl die Menge

der Anhaftungen wie auch die Anzahl potentieller Dissoziationspunkte mit Oberflächenverunreinigungen und -defekten zunimmt.

Ist die Adsorption des Wasserstoffs in den metallischen Werkstoff erfolgt, diffundiert der atomare Wasserstoff, d. h. die Wasserstoffatome bewegen sich durch das Kristallgitter. Triebkraft der Diffusion ist ein Streben nach Konzentrationsausgleich, so dass sich Wasserstoffatome von einer hohen in Richtung einer niedrigen Konzentration bewegen, bis dieser erfolgt ist. Die Dauer bis zum Erreichen des Konzentrationsausgleichs ist bei gleichem Abstand eines Konzentrationsgefälles sehr stark vom Diffusionskoeffizienten abhängig. Für Stahlwerkstoffe weicht der Diffusionskoeffizient in Abhängigkeit vom vorliegenden Kristallgitter stark voneinander ab. So besitzen kubisch flächenzentrierte austenitische Stähle bei Raumtemperatur einen durchschnittlichen Diffusionskoeffizienten von  $5 \times 10^{-15} \text{ m}^2/\text{s}$  [8], während die kubisch raumzentrierten Kristallgitter der Ferrite, wie z.B. bei den Rohrleitungswerkstoffe X52 und X70 (entspr. API 5L) mit einer ähnlichen chemischen Zusammensetzung wie die herkömmlichen Ölfeldstähle der Gruppe 1, Diffusionskoeffizienten von ca.  $2 \times 10^{-11} \text{ m}^2/\text{s}$  aufweisen [8].

Gleichzeitig haben äußere Zugspannungen einen Einfluss auf die Wasserstoffverteilung in einem Werkstoff. So ist die Wasserstoffkonzentration in Bereiche mit erhöhten Zugspannungen gegenüber Bereichen mit geringerer Zugspannung höher.

Allein die Wasserstoffadsorption und -diffusion führt schon zu einer Veränderung der Werkstoffeigenschaften ähnlich wie die Zugabe eines Legierungselementes Werkstoffeigenschaften verändern kann. Eine unmittelbare Werkstoffschädigung entsteht jedoch erst durch die Rekombination der diffundierten Wasserstoffatome zu Molekülen an inneren Fehlstellen, wie z.B. Versetzungen, Mikrorissen, Poren. Die Wasserstoffmoleküle sind gegenüber den -atomen immobil. Ihre Anreicherung an den Fehlstellen führt zu hohen Drücken, die Zugspannungen hervorrufen. Diese Zugspannungen wiederum bewirken eine Werkstoffversprödung und können, allein oder in Überlagerung mit äußeren Spannungen, zur Rissbildung führen [8].

Weiterhin besitzt Wasserstoff im Vergleich zu üblichen Speichermedien wie beispielsweise Methan eine hohe Mobilität. Diese resultiert aus dem vergleichsweise kleinen Moleküldurchmesser und der niedrigen dynamischen Viskosität. Für die Speicherung von Wasserstoff ergibt sich aus diesen Eigenschaften ein erhöhtes Leckage-Risiko für die gesamte Bohrlochkonstruktion inkl. Komplettierung und Bohrlochkopf. Insbesondere die herzustellenden Verbindungen, beispielsweise beim Rohreinbau zwischen den einzelnen Rohren,



der Abdichtung der Rohre im Bohrlochkopf usw., unterliegen hinsichtlich der Integrität des Speichers hohen Anforderungen.

Aus dem Wirkprinzip der Wasserstoffaufnahme und -diffusion in metallischen Werkstoffen lassen sich folgende Konsequenzen ableiten:

- Das Entstehen von atomarem Wasserstoff, der von Metallgitter aufgenommen werden kann, lässt sich an Metalloberflächen nicht verhindern.
- Eine Aufsättigung des Gefüges mit Wasserstoff kann nicht verhindert werden, da immer ein Konzentrationsgefälle zwischen Behälterinnen- und -außenseite besteht.
- Oberflächenverunreinigungen sind zur Minimierung von Dissoziationspunkten und damit zur Minimierung der Teilchenstromdichte bei der Wasserstoffdiffusion zu reduzieren
- Zugspannungen im Werkstoff sind zur Reduzierung der Teilchenstromdichte bei der Wasserstoffdiffusion zu minimieren.
- Fehlstellen im Werkstoff wie Versetzungen, Mikrorissen, Poren o. ä. sind zur Aufrechterhaltung einer ausreichenden Zähigkeit zu minimieren.
- Der hohen Mobilität von Wasserstoff ist bei der Auswahl von Verbindungen und deren Abdichtungen Rechnung zu tragen.
- Durch Oxidation, also Bindung von Sauerstoffatomen an das Metallgitter, würden diese ein Eindringen von Wasserstoff verhindern. Es existieren jedoch keine Untersuchungen zur Langzeitstabilität, quantitativen Erfassung der Reduzierung der Wasserstoffversprödung, und zur gezielten Behandlung / Herstellung eines solchen Stahls.

Im Gegensatz zu metallischen Werkstoffen können Elastomere auch Wasserstoffmoleküle aufnehmen, d. h. der Wasserstoff muss vor der Adsorption nicht dissoziieren. Der Konzentrationsausgleich als Triebkraft führt auch bei Elastomeren zu einer Wasserstoffsättigung. Diese Wasserstoffsättigung kann bei einer schlagartigen Druckentlastung zu einer Übersättigung führen, die beim Überschreiten der Festigkeit des Materials zu Rissen führen kann.

Elastomere weisen eine unterschiedliche Kompatibilität auch in Abhängigkeit der Einsatztemperaturen gegenüber wasserstoffhaltigen Gasen auf. Die Permeabilität verschiedener Elastomere weicht stark voneinander ab.

Die speziellen Korrosionserscheinungen in einer Wasserstoffatmosphäre, deren Quellen und Einflüsse auf Werkstoff und Bauteile werden im vorliegenden Bericht nicht betrachtet. Es wird vorausgesetzt, dass bei Neuinstallationen von Anlagenkomponenten zur Vermeidung bzw. Verringerung solcher Einflüsse auf die Integrität von Bauteilen die Werkstoffe für den Einsatz von wasserstoffhaltigen Gasen spezifiziert werden. Für vorhandene Anlagenkomponenten werden in den nachfolgenden Kapiteln deren Eignung für Wasserstoffanwendungen eingeschätzt und Möglichkeiten zur Adaption benannt.

## 3.3 Eignung relevanter Obertageanlagen (OTA)

### 3.3.1 Eignung von Rohrmaterial und Dichtungsmaterial bei Flanschen, Alternativen für H<sub>2</sub>

#### Rohrmaterial

Bei der Auswahl von Rohrleitungswerkstoffen für die Anwendung in Obertageanlagen und Feldleitungen von Erdgas-UGS findet gegenwärtig eine deutliche Orientierung an der Publikation EIGA [9] statt, die für erhöhte Anteile von Wasserstoff im Speichergas bis 100 Vol.-% einen Einsatz von Festigkeiten bis zu API 5L X52 bzw. L360NE (DIN EN ISO 3183) vorgibt, was auch mit den vorhandenen Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung korrespondiert, wo mit Drücken bis 140 bar in der OTA gearbeitet wurde.

Für kleinräumigen Bauteilanordnungen, Schweißnahthäufungen, häufigen Rohr-Formstück-Übergängen und ähnlichem in OTA und Feldleitungssystemen werden die Qualitäten L360NE (DIN EN ISO 3183) oder auch P355NH (DIN EN ISO 3183) für Leitungsrohre empfohlen, wobei die Auslegung durchaus mit Sicherheitsbeiwerten bis  $S=1,8$  sowie Korrosionsschutzschlägen bis  $C_2 = 1$  mm erfolgen soll.

Auf Seiten der Zulieferer orientiert man sich deutlich am zu erwartenden Bedarf einer zu errichtenden Wasserstoffinfrastruktur [10] und stellt auf die konservativen Güten ab, sieht aber auch Qualitäten bis L485 (DIN EN ISO 3183) als geeignet an, wenn hochwertige Stahlgüten als Ausgangswerkstoff (Rohbleche, homogene Verteilung der Legierungsbestandteile) sowie die hochentwickelten Schweißtechnologien (HFI-Schweißungen inkl. Nacharbeiten der inneren Nahtüberhöhung durch Schleifen, um Kerben an der Innenoberfläche als potentielle Ansatzpunkte für Spannungsrisskorrosion (SpRK) zu vermeiden) zum Einsatz kommen.

Der Einsatz solcher höherfesten Stähle ist dann ggf. für den Fernleitungstransport zu betrachten.

Material	Verwendung für	Eignung bis H <sub>2</sub> -Anteil (Vol.-%)	Quelle
X52 (API 5L)	OTA, Feldleitungen	100	[9]
L360 NE (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen	100	[9]
P355NH (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen, speziell kleinräumige Bauteile, Schweißverbindungen und Übergänge	100	[9]
L360 NE (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen, speziell kleinräumige Bauteile, Schweißverbindungen und Übergänge	100	[9]
L485 (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen	100	[10]
L290NB (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen	100	[9]
L 360 NB (DIN EN ISO 3183)	OTA, Feldleitungen	100	[9]

Tabelle 5: Zusammenfassung Rohrleitungsmaterialien für Wasserstoffbeimischungen (DBI)

Bei Formstücken ist auf die nachweislichen Legierungselemente (insbes. Phosphor und Schwefel) und insofern auf das Halbzeug zu achten. Es sind geringere Anteile für Phosphor und Schwefel anzustreben als die jeweils relevante Norm zulässt.

Da bei üblichen Nennweiten T- Stücke und Rohrbögen aus nahtlosem Stahlrohr gefertigt werden, beeinflusst dessen Qualität die Formstücke. Deshalb sind Vorgaben zur Stahlgüte, zur Begrenzung relevanter Legierungsbestandteile und zur Qualität der Innenoberfläche (Überwalzungen, Narben, Poren, Wulste, Doppelungen etc.) erforderlich.

Da aber bei nahtlosem Stahlrohr als Ausgangsmaterial Inhomogenitäten (Legierungsbestandteile) und Defizite der Innenoberfläche (Kerben, Risse, Überwalzungen) nicht auszuschließen sind, wird bei den Formstücken ein Einsatz von Qualitäten nicht höher als bis zu einer Streckgrenze von 355 N/mm<sup>2</sup> sowie eine Wanddickenauslegung mit größeren Reserven empfohlen [9]. Dies gilt insbesondere auch für Formstücke in Verbindung mit ggf. höherfesten Fernleitungsqualitäten.

Für die Nachnutzung bestehender Anlagen muss die Bestandsdokumentation für das eingesetzte Rohrleitungsmaterial auf die genannten Belange (Legierungsqualität, Festigkeitsauslegung, mechanische bzw. Bearbeitungsqualität) hin geprüft werden.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens H<sub>2</sub>-PIMS wird zur Betriebssicherheit von Leitungen zum Transport von wasserstoffreichen Gasen geforscht. Im Fokus steht die Identifizierung

einer möglichen wasserstoffinduzierten Schädigungen an Werkstoffen von Bestandsleitungen (Erdgas).

Des Weiteren werden Methoden zur Umwidmung bestehender Erdgasleitungen für den Transport von wasserstoffhaltigen Gasgemischen bzw. Wasserstoff, sowie zugehörige Instandhaltungsstrategien und Sicherheitskonzepte entwickelt [11].

### **Armaturen**

Einige der für den vorliegenden Anwendungsbereich in Frage kommenden Armaturenhersteller zählen Wasserstoffanwendungen durchaus zu ihren üblichen Einsatzfällen. Im Hinblick auf eine ausgeprägte Wasserstoffinfrastruktur wird das jeweilige Portfolio unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Gegebenheiten sukzessive auf nachweisliche Eignung für Wasserstoffbeimengungen im Erdgas bis zu 100 Vol.-% geprüft und ggf., insbesondere bzgl. der eingesetzten Bauteilwerkstoffe, angepasst.

Ein üblicher Weg ist dafür die Erlangung des H<sub>2</sub>ready-Siegels des DBI – Gasthechnologisches Institut gGmbH Freiberg<sup>6</sup>.

Dabei erfolgt zunächst die Prüfung der Armaturendokumentation inkl. der Atteste der Ausgangsmaterialien auf grundsätzliche Eignung. Auf einer Teststrecke für bis zu 150 bar wird die Eignung festgestellt und schließlich die Freigabe erteilt.

Erste Erfahrungen zeigen, dass die Eignung mit den Armaturen des aktuellen Portfolios weitgehend gegeben ist und nur gelegentlich geringfügige Materialsubstitutionen erforderlich werden.

Eignungsfeststellungen erfolgen gegenwärtig auch bereits mit Hochdruckarmaturen.

### **Dichtungen**

Von namhaften Dichtungsherstellern werden für den üblichen Einsatzfall (flache Dichtleiste) und dennoch Drücke bis 500 bar kammprofilerte Dichtungen mit Weichstoffauflage vorgeschlagen, wobei die Weichstoffauflage die reine Dichtfunktion an den Kontaktflächen und der metallische, kammprofilerte Dichtungskörper eine reine Trägerfunktion erfüllt.

Zudem führt die geringere Dichtungsbreite einer kammprofilierten Dichtung im Gegensatz zur reinen Weichstoffdichtung zu einer erheblich größeren Flächenpressung über die Weichstoffauflage und damit zu einer sehr wirksamen Abdichtung.

---

6 Dt. Patent- und Markenamt, 2020, Urkunde über die Marke Nr. 30 2019 113 271 –H<sub>2</sub>ready Fa. DBI - GTI

In diesem Einbauzustand stellt die Weichstoffauflage keine Durchtrittsfläche im Sinne einer Permeation durch Wasserstoff mehr dar und der metallische Träger kann als technisch dicht gelten.

Bei Flanschverbindungen nach API oder ASME B16.5 sollte der rein metallischen Dichtungsform RTJ der Vorzug gegeben werden, welcher als technisch dicht gilt.

### 3.3.2 Piping/Feldleitung

Zur grundsätzlichen Eignung von Werkstoffen und Dichtungen siehe Punkt 3.3.1

Standortspezifisch muss in jedem Fall eine Analyse des gesamten eingesetzten Rohrmaterials erfolgen. Die auf Obertageanlagen von Gasspeichern üblicherweise eingesetzten Materialien (L290NB, L360NB, P355NH, entspr. DIN EN ISO 3183) sind auch geeignet für 100 Vol.-% Wasserstoff [9]. Für hochreinen Wasserstoff (5.0) wird generell die Verwendung von Edelstahl und keine Nachnutzung vorhandener Leitungen empfohlen [9].

Im Vergleich zu Erdgas führen die geringere Viskosität und die Dichte von Wasserstoff zu wesentlich kleineren Druckverlusten über Rohrleitungen (vgl. Tabelle 7). Dies ist günstig für längere Leitungen wie Feldleitungen zwischen Speicherbohrungen und Obertageanlage bzw. Betriebssammelplätzen, bei denen sonst eher der Druckverlust als Auslegungskriterium stand.

Auf der anderen Seite wirkt bei Rohrleitungen die Einhaltung der maximalen Strömungsgeschwindigkeit restriktiv (Kriterium Erosion). Bei gleichem Betriebsvolumenstrom für Erdgas und Wasserstoff reduziert sich der Normvolumenstrom an Wasserstoff gegenüber Erdgas durch das hier ungünstige Verhältnis der Realgasfaktoren beider Gase (Erdgas  $< 1$ , Wasserstoff  $> 1$ ). Für typische UGS-Betriebsbedingungen (WHP 50 bis 200 bar) können bei diesem Ansatz 16 bis 30 Vol.-% weniger Normvolumenstrom Wasserstoff durch existierende Leitungen durchgesetzt werden, vgl. Tabelle 7.

Im Folgenden ist eine Vergleichsrechnung für eine typische Erdgas-Feldleitung aufgeführt:

Parameter der Pipeline	
Nenndurchmesser Pipeline [d]=mm	300
Länge [l]=m	1000

Tabelle 6: Vergleich Strömungstechnik in Rohrleitungen, Erdgas – Wasserstoff, Eingangsdaten (DBI)

Parameter	Erdgas	Wasserstoff
<b>Fall 1: gleicher Normvolumenstrom bei Wasserstoff wie mit Erdgas</b>		
Fließrate [Q]=m <sup>3</sup> /h	150.000	150.000
mittlere Strömungsgeschwindigkeit [v]=m/s	13,5	15,1
Druckverlust [Δp]=bar	1,5	praktisch 0
<b>Fall 2: gleiche Strömungsgeschwindigkeit bei Wasserstoff wie mit Erdgas, Eingangsdruck in Feldleitung = 50 bar</b>		
Fließrate [Q]=m <sup>3</sup> /h	150.000	125.002
mittlere Strömungsgeschwindigkeit [v]=m/s	12,6	12,6
Druckverlust [Δp]=bar	1,5	praktisch 0
<b>Fall 3: gleiche Strömungsgeschwindigkeit bei Wasserstoff wie mit Erdgas, Eingangsdruck in Feldleitung = 120 bar</b>		
Fließrate [Q]=Nm <sup>3</sup> /h	150.000	112.019
mittlere Strömungsgeschwindigkeit [v]=m/s	4,9	4,9
Druckverlust [Δp]=bar	0,5	0,05
<b>Fall 4: gleiche Strömungsgeschwindigkeit bei Wasserstoff wie mit Erdgas, Eingangsdruck in Feldleitung = 200 bar</b>		
Fließrate [Q]=m <sup>3</sup> /h	150.000	105.617
mittlere Strömungsgeschwindigkeit [v]=m/s	2,9	2,9
Druckverlust [Δp]=bar	0,3	praktisch 0

Tabelle 7: Vergleich Strömungstechnik in Rohrleitungen, Erdgas – Wasserstoff, Berechnungsergebnisse (DBI)

Da beim Einsatz von Wasserstoff durch dessen geringere Dichte die Erosionsgeschwindigkeit steigt, könnte das übliche Dimensionierungskriterium von 20 m/s für Wasserstoff erhöht werden, etwa auf 25 bis 30 m/s.

Das würde bedeuten, dass die bisherigen Normvolumenströme von Erdgas in etwa auch für höhere H<sub>2</sub>-Beimischungen gelten. Für allgemeingültige Festlegungen sollten weitere Untersuchungen zum Erosionsverhalten mit Feststoffbeladung/Schallentwicklung durchgeführt bzw. ausgewertet werden.

Keinesfalls lässt sich aber der brennwertäquivalente Durchsatz durch ein existierendes Rohrleitungssystem transportieren. Für einen brennwertäquivalenten Durchsatz (1/3 Brennwert von H<sub>2</sub>) wäre die Erhöhung des Nenndurchmessers des Pipings um etwa Faktor 1,7 notwendig (Bsp. ist: DN 300: erforderlich DN 500).

Aktuell ist eine mögliche Erhöhung des Sicherheitsfaktors für die Rohrwandstärkendimensionierung bei Wasserstoff im Gespräch. Eine etwaige Erhöhung von derzeit 1,6 auf 1,8 hat

Auswirkungen auf den zulässigen maximalen Druck (Auslegungsdruck) von nach zu nutzenden Rohrleitungen, der dadurch reduziert wird.

Demgegenüber gibt es einen diametralen Effekt bei der Untertagespeicherung: Bei gleichem Speicherdruck ist der zugehörige Kopfdruck des Speichers bei Wasserstoff aufgrund der geringen Dichte viel höher (Größenordnung 20 bar bei Speicherdruck von 200 bar). Das erfordert eigentlich einen noch höheren Betriebsdruck in den obertägigen Anlagen im Vergleich zu Erdgas und standortspezifisch evtl. sogar eine höhere Nenndruckstufe. Bei einer Nachnutzung der Anlage mit dem existierenden, für Erdgas ausgelegten Piping verringert sich dadurch anteilig das Arbeitsgasvolumen.

Ferner ist die Gestaltung der Anlagen mit Blick auf die Anzahl und die Ausführung von Flanschverbindungen und auf vermutete vorhandene Montage- oder Setzungsspannungen zu bewerten.

Im Rahmen des Forschungsvorhaben H<sub>2</sub>-Netz [12] forschen die Verbundpartner in einem realen Versuchsfeld Wasserstoffinfrastrukturen sowie die Verteilung und Verwendung von Wasserstoff. Ein innovatives Konzept zur Anbindung von Verbrauchern am Standort Bitterfeld-Wolfen erfolgt im Rahmen des Forschungsvorhabens H<sub>2</sub>-Home, bei dem ein Wasserstoffverteilnetz inkl. Hausanschlüsse mit einer bestehenden Wasserstoffpipeline verbunden ist. Im Rahmen H<sub>2</sub>-Home werden Forschungsfragen zur Wasserstoffverteilung geklärt [13].

### 3.3.3 Gastrocknung

Zur Einstellung der erforderlichen Garantieparameter in Bezug auf den Wasserdampftaupunkt und ggf. auf den Kohlenwasserstofftaupunkt werden derzeit nachfolgende unterschiedliche großtechnische Verfahren angewendet:

- Absorptionsverfahren
- Adsorptionsverfahren
- Kondensationsverfahren
- Membrantrennverfahren
- Low-Temperature-Separation (LTS) (Tieftemperaturabscheidung)

Die Adsorptionsverfahren und die Kondensationsverfahren kommen meist nur dann zur Anwendung, wenn eine simultane Einstellung des Wasserdampf- und des Kohlenwasserstoff-Taupunktes erforderlich ist.

Bei einer LTS-Anlage kann die notwendige Prozesstemperatur nur durch Fremdkälteerzeugung erreicht werden.

Während der Einlagerung von Gas in Unterspeichern kommt es jedoch in den meisten Fällen ausschließlich zur Aufnahme von Wasserdampf, so dass bei dem Prozess der Gasabspeicherung nur die Einstellung des Wasserdampftaupunktes relevant ist.

Auf Grund des vergleichsweise einfachen Aufbaus und der daraus resultierenden kommerziellen Vorteile hat sich für den Anwendungsfall der ausschließlichen Einstellung des Wasserdampftaupunktes das Trocknungsverfahren mittels Wasserdampfabsorption an Triethylglykol (TEG) als gängigstes Verfahren durchgesetzt.

Das Verfahren der Gastrocknung mittels Wasserdampfabsorption an TEG wurde in der Vergangenheit auch für Gase mit erhöhtem Wasserstoffgehalt eingesetzt. So wurden auf Speichieranlagen, die zur Gasspeicherung von Stadtgas (ca. 55 Vol.-% Wasserstoffgehalt) genutzt wurden, Absorptionstrocknungsanlagen verbaut. Des Weiteren wurde bei der Ruhrkohle AG eine Absorptionsanlage zur Trocknung von Kokereigas mit einem Wasserstoffgehalt von ca. 60 Vol.-% erfolgreich eingesetzt. Dabei ist jedoch anzumerken, dass mit diesen Anlagen nur ein garantierter Wasserdampfgehalt von ca. 0,1 g/m<sup>3</sup> (im Normzustand) im Austrittsgas eingestellt wurde. Die für diese Anlagen erforderlichen Ausrüstungen zur thermischen Wiederaufbereitung des Absorptionsmittels (Regenerationsapparat, Brennertechnik, etc., s. Kapitel 3.3.9) wurden entsprechend der vorliegenden Gasart spezifiziert und ausgeführt.

Inwiefern Anlagen zur Gastrocknung auf Basis der Absorption an Glykol für reinen Wasserstoff bereits zur Anwendung gekommen sind, ist dem Autor unbekannt.

Bei der Betrachtung zur Eignung bestehender Absorptionsanlagen zur Gastrocknung von Erdgas beim Einsatz von erhöhtem Wasserstoffanteil bzw. bei vollständiger Substitution des Erdgases durch Wasserstoff steht zuerst die Frage, welche Gasqualität das aufbereitete Gas aufweisen muss.

Bei vertretbarem Aufwand können mit dem Absorptionsverfahren je nach Betriebsbedingungen Wasserdampfgehalte von ca. 40 – 100 mg Wasserdampf pro Nm<sup>3</sup> Einsatzgas erreicht werden. Zur Gewährleistung von höheren Gasreinheiten, wie sie bei einer stofflichen Nutzung des Wasserstoffes zu erwarten sind, sind zur Trocknung des Gases im wesentlichen Membran- und Adsorptionsverfahren sowie Hybridverfahren anzuwenden, deren Praxiserprobung und Eignung für die Wasserstoffspeicherung bereits erwiesen ist.



Sollten es die geforderten Garantieparameter für das Ausspeichergas ermöglichen, eine bestehende Absorptionsanlagen für die Trocknung von Wasserstoffhaltigen zu nutzen, ist zu beachten, dass:

- die Materialverträglichkeit bzw. Materialeignung für Gase mit erhöhtem Wasserstoffanteil für die verbauten Ausrüstungen bzw. Aggregate gegeben ist
- die Anlagengrenzwerte in Bezug auf die hydraulische Belastung und den Stoffübergang der Anlagen neu zu bewerten sind
- bei Beimischung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff im Brennstoff Erdgas abgestimmte bestehende Brenner weiter genutzt werden können [14]
- bei höheren Wasserstoffgehalten die verbaute Brennertechnik nebst Sicherheitstechnik auf Grund der veränderten brenntechnischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas (geringerer Heizwert, niedrigere Zündenergie, höhere Flammgeschwindigkeit, höhere adiabate Flammentemperatur, kleinerer Löschabstand) nicht nachgenutzt werden kann und angepasst werden muss [14]
- die vorhandene Prozessleittechnik (PLT), Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen sowie verbaute Geräte mit Bauartzulassung nicht den Anforderungen einer solchen Anwendung entsprechen und daher für die Wasserstoffanwendung zu entwickeln sind. Bei Verwendung des Wasserstoffs in Brennstoffzellen muss Wasserstoff auf eine Restfeuchte von 5 ppm getrocknet werden, was einem Wassergehalt von 4 mg/Nm<sup>3</sup> entspricht [15].

### 3.3.4 Verdichteranlagen

Auf Untergrundspeichern für Erdgas sind für den Einlagerungsprozess Verdichteranlagen installiert. Dabei kann im Wesentlichen zwischen zwei Bauarten unterschieden werden.

- Kolbenverdichteranlagen
- Turboverdichteranlagen

Generell ist die Verdichtung von Wasserstoff mit allen gängigen Verdichterbauarten möglich. Wegen der meist für Turboverdichter zu geringen Durchsätze werden in der Praxis hauptsächlich Kolbenmaschinen verwendet.

Weiterhin erweist sich bei der Verdichtung von Wasserstoff der Einsatz von Turboverdichtern problematischer als der von Kolbenverdichtern. Bei gegebener Drehzahl ist das Verdichtungsverhältnis bei der Verdichtung von Wasserstoff circa viermal kleiner als bei der Verdichtung von Erdgas. Somit wären für den gleichen Verdichtungsprozess mehr Verdichtungsstufen erforderlich. Damit kann davon ausgegangen werden, dass mit bestehenden Turboverdichteranlagen, die auf Untergrundspeichern installiert sind, der Einspeicherprozess nur eingeschränkt realisiert werden kann.

In jedem Fall ist eine Einzelprüfung der Verdichteranlagen zur Eignungsfeststellung für den Einsatz von wasserstoffhaltigem Erdgas bzw. reinem Wasserstoff von den jeweiligen Verdichterherstellern erforderlich. Das gilt auch bereits für eine jegliche Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas.

Neben der Prüfung, ob mit der verbauten Technik die gewünschten technologischen Parameter erreicht werden können, sind im Wesentlichen die Eignungsfeststellung bzw. Materialverträglichkeiten aller verbauten Bauteile (Gehäuse, Einbauten, Dichtungen, Rohrleitungs-material etc.) zu prüfen. Sollten die bestehenden Verdichteranlagen nicht ölfrei arbeiten, sind die eingesetzten Schmiermittel/Öle auf ihre Verträglichkeit mit dem Betriebsmedium Wasserstoff zu prüfen und ggf. auszutauschen. Dabei sind spezielle Schmieröle zu verwenden, die nicht oder nur schwer hydriert werden.

Am Aufstellungsort der Verdichteranlagen ergeben sich auf Grund der abweichenden Stoffeigenschaften bzw. Sicherheitskennzahlen geänderte Anforderungen an den Explosionsschutz. Beim Einsatz von Wasserstoff müssen unter anderem bestehende Sicherheitseinrichtungen, Hallenbelüftungen, das Pulsationsverhalten, die Gaswarnsensorik, Ausblasesysteme neu bewertet und ggf. angepasst werden. Ebenso ist die Kapazität und Leistung des Leckgassystems zu überprüfen.

Zur Abschätzung von Auswirkungen auf technologische Prozessparameter beim Einspeicherprozess wurden beispielhafte Vergleichsrechnungen für die Einspeicherung von Erdgas (Nordseequalität) und reinem Wasserstoff durchgeführt.

## Ausgangsdaten

Parameter	Wert
RS-Teufe (m)	1200
Einspeicherrate $[Q_{\text{Ein}}]=\text{m}^3/\text{h}$	70.000
Saugdruck $[p_{\text{suc}}]=\text{bar}$	41
Saugtemperatur $[T_{\text{suc}}]=^\circ\text{C}$	15
Temperatur Rückkühlung $[T]=^\circ\text{C}$	Stufe 1 u. 2 40
Randbedingung Vergleichsrechnung 1	Max. Druck am Rohrschuh ist bei Wasserstoffinjektion gleich dem bei Erdgasinjektion
Randbedingung Vergleichsrechnung 2	Max. Druck am Ausgang 2. Verdichterstufe ist bei Wasserstoffinjektion gleich dem bei Erdgasinjektion

Tabelle 8: Ausgangsdaten der Berechnung des Verdichtungsprozesses (UGS Mittenwalde GmbH)

## Berechnungsergebnisse

	Basis-Berechnung Verdichtungsprozess Nordseeerdgas	Vergleichsrechnung 1 Verdichtungsprozess Wasserstoff	Vergleichsrechnung 2 Verdichtungsprozess Wasserstoff
Gasdurchsatz Einspeicherrate $[Q_{\text{Ein}}]=\text{m}^3/\text{h}$	70.000	53.328	56.702
Gasdurchsatz Einspeicherrate $[Q_{\text{Ein}}]=\text{kg}/\text{h}$	56.474	4.797	5.100
max. Druck am RS $[p_{\text{RS}}]=\text{bar}$	228	228	209
Druck Ausgang 1. Stufe $[p]=\text{bar}$	111	111	106
Temperatur Ausgang 1. Stufe $[T]=^\circ\text{C}$	121	111	106
Isentropenexponent 1. Stufe $[\kappa]$	1,46	1,41	1,41
Druck Ausgang 2. Stufe = erforderlicher Kopfdruck $[p]=\text{bar}$	207	226	207
Temperatur Ausgang 2. Stufe $[T]=^\circ\text{C}$	108	131	107
Isentropenexponent 2. Stufe $[\kappa]$	1,46	1,41	1,41
Verdichterleistung $[P]=\text{kW}$	4218	3929	3947
Thermische Kühlerleistung $[P_{\text{therm}}]=\text{kW}$	6860	2800	2760

Tabelle 9: Berechnungsergebnisse des Verdichtungsprozesses (DBI, UGS)

Aus den Vergleichsrechnungen werden folgende wesentliche Unterschiede in den Prozessparametern ersichtlich:

- Bei gleicher Verdichterleistung und gleichem gewünschten Speicherdruck von 230 bar muss bei einer angenommenen Teufe von 1.200 m auf Grund der geringeren Dichte des Wasserstoffes ein Verdichterausgangsdruck von ca. 226 bar aufgebracht werden. Damit käme es zu einer Überschreitung des zulässigen Betriebsdruckes der üblichen ANSI-Druckstufe Class 1500.
- Wenn der Ausgangsdruck des Verdichters auf ca. 206 bar limitiert wird, um den maximal zulässigen Betriebsdruck der Druckstufe Class 1500 nicht zu überschreiten, kann bei einer Teufe von 1200 m nur ein Druck von ca. 208 bar erreicht werden. Das würde im Vergleich zu einem Speicherdruck von 230 bar zu einer deutliche Reduzierung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens führen.
- Im Vergleich zur Verdichtung von Erdgas treten bei der Verdichtung von Wasserstoff höhere Temperaturen auf. Bei Bestandsanlagen kann das gegebenenfalls zu einer Überschreitung der maximal zulässigen Temperatur in Verdichterdrukleitungen, Gaskühlern und Abscheidern führen.
- Trotz der höheren Gastemperaturen am Ausgang der Verdichterstufen reduziert sich der Wert für die aufzubringende thermische Kühlleistung bei der Gasrückkühlung.
- Sollten Verdichtereinheiten mittels Gasturbinen oder Gasmotor angetrieben werden, besteht oft seitens der Hersteller eine Limitierung des maximalen Wasserstoffgehaltes im Brenngas (Werte zwischen 1 – 5 Vol.-%) [16]. Im Rahmen einer geplanten Medienumstellung sind diese Antriebsaggregate entsprechend umzurüsten bzw. auszutauschen. Bei Gasmotorantrieb ist die Methanzahl (vgl. Tabelle 4) zu beachten.

### 3.3.5 Abscheider

Für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Abscheidern und Filterabscheidern sind die Hydraulik sowie das Aufnahmevermögen von Flüssigkeiten entscheidend. Nimmt man zur Einschätzung der Hydraulik nur den Vergleich auf Basis gleicher Betriebsvolumenströme vor, wirkt sich wiederum das gegenläufige Verhalten der Realgasfaktoren ungünstig aus, so dass dann im Vergleich zu Erdgas ein etwas geringerer Normdurchsatz an Wasserstoff durch einen vorhandenen Abscheider gefahren werden kann.

Das Abscheideverhalten wird aber auch durch die geringe Dichte des Wasserstoffs günstig beeinflusst, so dass pauschal zunächst von relativ gleichen Normdurchflüssen bei einer Umstellung ausgegangen werden darf. Für die konkrete Beurteilung eines Apparates (Reserven) muss der Hersteller kontaktiert werden.

Auch die flüssigkeitsrelevanten Designdaten wie Sumpfvolumen und Ausschleuseraten sollten für Wasserstoff ausreichend sein, da die Wasserdampfaufnahme trotz besserem Lösungsverhalten und etwas mehr gelösten Komponenten in der gleichen Größenordnung wie in einer Erdgaskaverne eingeschätzt wird [17], [18]. Auch für Schichtwässer aus Porenspeichern sind diesbezüglich keine wesentlichen Steigerungen zu erwarten.

Sicherheitseinrichtungen wie Drosselblenden zur Begrenzung von Gasströmen bei fehlerhafter Ausschleusung müssen am Einzelfall spezifisch nachgerechnet werden.

Ebenso ist die Verwendung von Behälter-, Rohr-, Flansch- und Dichtungsmaterial auf Nachnutzung zu untersuchen. Stichprobenhafte Nachfrage bei einem namhaften Hersteller bestätigt die grundsätzliche Eignung seiner für Erdgas gelieferten Apparate. Bei weiteren Stichproben (andere Hersteller) wurde entweder mit P265/355 geeignetes Material gemäß EIGA [9] eingesetzt oder aber auch P460NL1 verwendet. Hier kann die Eignung nicht pauschal bestätigt werden. Siehe dazu Punkt 3.3.1.

Für Behälter mit Wasserstoffkontakt könnten sich die aktuellen bei Erdgas genutzten Sicherheitsfaktoren für die Wandstärkendimensionierung erhöhen (z. Z. 1,5). Solche Änderungen würden sich in der Herabsetzung des maximal zulässigen Druckes des Apparates niederschlagen.

Die E/MSR-Technik ist auf Eignung und Zulassung für Wasserstoff zu überprüfen. Dies gilt auch für Sicherheitsabblaseventile.

### **3.3.6 Vorwärmer**

Zur generellen Eignung von Material siehe Punkt 3.3.1.

Stichproben realisierter Anlagen belegen neben geeignetem Material auch hier eine Anwendung von Stahl P460NL1, der nicht in der EIGA-Richtlinie [9] gelistet ist. In jedem Fall muss ein konkreter Apparat komplett auf Materialeignung geprüft werden.

Wegen des negativen Joule-Thomson-Koeffizienten erfolgt bei der Drosselung von Wasserstoff eine Temperaturzunahme im Gegensatz zu Erdgas, bei dem ein signifikanter Abkühlungseffekt auftritt. Jedes Erdgas-Gemisch mit Wasserstoffanteil benötigt demzufolge eine geringere thermische Leistung im Vergleich zu reinem Erdgas.

- Die im Folgenden gelisteten zusätzlichen Einflussfaktoren spielen dadurch keine Rolle mehr für die Notwendigkeit von wesentlichen Änderungen im Bereich der Vorwärmung / Heizkesselanlage: ein höherer Eintrittsdruck bei Ausspeisung mit Wasserstoff aufgrund der geringen Druckverluste und des viel geringeren barometrischen Druckunterschieds in der Bohrung
- eine bereits höhere Eintrittstemperatur wegen der moderateren Zustandsänderung in einer Kaverne bzw. aus einer Porensonde
- die Duldung niedrigerer Solltemperaturen wegen gänzlichem Wegfall (bei 100 Vol.-% H<sub>2</sub>) bzw. der Reduzierung des Hydratrisikos für Erdgas-H<sub>2</sub>-Gemische

Hydraulisch gelten die gleichen strömungsgeschwindigkeitsabhängigen Aussagen wie für Rohrleitungen. Bei gleichem Normdurchsatz erhöht sich die Strömungsgeschwindigkeit an den Eintrittsöffnungen und in den WT-Rohren etwas (im Beispiel in Kapitel 3.3.2 / Tabelle 6 um max. 30 Vol.-%), was bezüglich der Erosionsgeschwindigkeit unkritisch sein sollte. Der Druckverlust sinkt im Vergleich zu Erdgas signifikant.

E/MSR-Technik muss auf Eignung und Zulassung für Wasserstoff überprüft werden. Dies gilt auch für die Sicherheitsabsperrventile („Wasser-SAVs“) zur Absicherung des Niederdruck-Heizsystems und für Sicherheitsabblaseventile (SBVs).

Für Behälter mit Wasserstoffkontakt könnten sich die aktuellen bei Erdgas genutzten Sicherheitsfaktoren (z. Z. 1,5) für die Wandstärkendimensionierung erhöhen. Solche Änderungen würden sich in der Herabsetzung des maximal zulässigen Druckes des Apparates niederschlagen.

Generell wird die Notwendigkeit einer Vorwärmung lediglich noch für Anfahrzustände gesehen, um im Winter eine innere Vereisung der nachgeschalteten Gastrocknung bzw. Gasreinigung zu vermeiden. Dafür ist eine bedeutend kleinere thermische Leistung notwendig.

Im Übergangsbereich (H<sub>2</sub>-Beimischung) sollte der Vorwärmer mindestens für die Detektion von Leckagen ins Wassersystem ausgerüstet sein bzw. werden (Sammeldom mit Druck- und Füllstandsüberwachung).

### 3.3.7 Kühler

Es gelten analog die Ausführungen zu den Rohrleitungs- und Dichtungsmaterialien (siehe 3.3.1).

Bei einer Ausspeisung aus einem Porenspeicher wird ein höherer und auch durchgängiger Kühlbedarf bei reinem Wasserstoff erwartet. Dieser begründet sich durch eine bereits höhere Eintrittstemperatur auf der Obertageanlage im Vergleich zu Erdgas und durch den negativen Joule-Thomson-Effekt. Verstärkend wirkt, dass der anliegende anfängliche Fließdruck generell höher sein wird als bei Erdgas.

Für die Kühlung ist die Begrenzung einer maximalen Gastemperatur in die nachgeschaltete Aufbereitungsanlage maßgeblich. Bei Kavernenspeichern muss standortspezifisch geprüft werden, ob die zulässige max. Betriebstemperatur einer nachgeschalteten Aufbereitung eingehalten wird, und ob eine zusätzliche, bei Erdgas nicht erforderliche Kühlung zusätzlich installiert werden muss. Tiefer gelegene Kavernen mit generell höheren Drücken bei gleichzeitig höherer Gebirgstemperatur sind hier kritischer zu bewerten.

Bisherige Trocknungsanlagen auf Glykolbasis sind bei Kavernenspeichern für max. 30 bis 35 °C ausgelegt. Auch die Adsorption wird mit zunehmender Temperatur ineffektiver.

Für eine simulierte Stichprobe wäre bei einem Kavernenspeicher mit 47,5 °C im Speicher mit einer maximalen Eintrittstemperatur von 45 bis 50 °C nach der Drosselung, d.h. vor der Aufbereitung zu rechnen, wofür eine Vorkühlung zu empfehlen wäre.

Auf alle Fälle ist hier Optimierungspotenzial einschließlich thermodynamischer Simulation für den konkreten Anwendungsfall vorhanden. Hydraulisch gelten die Aussagen analog zu Rohrleitungen. Die E/MSR-Technik muss auf Eignung und Zulassung für Wasserstoff überprüft werden.

### 3.3.8 Druck- und Mengenregelung

Vom Grundsatz sind die herkömmlich eingesetzten Materialien und damit die Regelventile in der Erdgasspeicherung auch für 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet; bis 10 Vol.-% ist überhaupt keine Anpassung erforderlich<sup>7</sup>. Bei reinem Wasserstoff ist ein besonderer Schwachpunkt die dynamische Dichtung mit erhöhter Leckage (z.B. Stopfbuchse). Die Ausführung

---

<sup>7</sup> Information der Fa. Mokveld

mit Lippendichtung ist etwas günstiger. Die Abdichtungen müssten bei Bedarf herstellerspezifisch angepasst werden.

Es gibt neue Entwicklungen mit im Gehäuse integriertem Antrieb bzw. Motor. Nach außen ist nur statische Dichtheit zu gewährleisten, keine dynamische Dichtung. Bei einem namhaften Hersteller steht dies kurz vor der Markteinführung. Die gleichen Aussagen gelten für Sicherheitsabsperrentile.

Durch das andere Medium ergeben sich allerdings starke Änderungen in der Auslastung von Regelventilen. Vorhandene Ventile sind für die gleiche Regelaufgabe viel zu groß (etwa dreimal größer bei 100 Vol.-% H<sub>2</sub>). Dies ist zwar vorteilhaft für einen geringen Druckverlust in Offenstellung am Ende einer Ausspeisung (geringes Druckgefälle), der Stellbereich wird aber insbesondere für kleine Durchsätze nicht ausreichend sein. Bei einer Umstellung ist dementsprechend eine Anpassung der Ventileinbauten mit kleinerem Ventildurchflusskoeffizienten einzuplanen.

Ein im Stellbereich angepasstes kleineres Ventil wird bei sonst gleichen Betriebsdaten eine höhere Schallemission erzeugen. Schallgutachten sind demzufolge zu erneuern. Schalldämmung kann erforderlich werden. Auch ist der Einsatz von gehärteten Ventilsitzen günstiger wegen erhöhter Erosion und Abrasion, da die Schallgeschwindigkeit etwa dreimal höher ist als bei Erdgas und sich mitgeführte Partikel entsprechend schneller bewegen. Diese Aussage gilt auch für SBV [9].

Für Bauart zugelassene PL-Technik im Zusammenhang mit dem Regelventil bzw. den Sicherheitsabsperrentilen ist die Eignung für Wasserstoff zu zertifizieren.

### 3.3.9 Nebenanlagen

Auch einige relevante Nebenanlagen sind im Rahmen einer Umstellung auf Wasserstoffbetrieb zu untersuchen.

#### **Kondensattank bzw. -behälter**

Wasserstoff hat den größten Diffusionskoeffizienten der Elemente. Für offene Tanks, z.B. im Rahmen einer Wasserstofferbefüllung bzw. Soleentleerung ist zu beachten, dass sich Wasserstoff unter Speicherbedingungen schneller in Wasser löst, dafür aber mit einer um die Hälfte reduzierten Löslichkeit und sich auch an der Atmosphäre wieder schneller in Luft verteilt [17], [19], [20], [21]. Beide Phänomene resultieren aus dem erhöhten



Diffusionskoeffizienten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas. Aus diesem Grund sind die festgelegten Ex-Bereiche um die Behälter zu aktualisieren.

Bei Einsatz von Gaswarnsensoren ist auf die Eignung für Wasserstoff zu achten (siehe Kapitel 3.3.12).

Bei geschlossenen Tankbehältern mit Atmung zur Atmosphäre für die Zwischenlagerung von Kondensaten werden detonationssichere Be- und Entlüftungshauben eingesetzt. Aufgrund der viel geringeren Normspaltweite bei Wasserstoff sind die für Erdgas dimensionierten Ventile nicht geeignet und müssen ausgetauscht werden.

Die Eignung von Material (auch dem von etwaiger Innenbeschichtung) und sicherheitsrelevanter MSR-Technik für Wasserstoff ist zu prüfen. Für den Ex-Bereich sind sämtliche vorhandene E/MSR-Messstellen, elektrische Antriebe, Motoren usw. auf Eignung für die erhöhte Explosionsklasse bei Wasserstoff (II C) zu untersuchen. Der Gasdurchbruch an der Quelle (z.B. Sumpfausschleusung eines Abscheiders) ist komplett neu zu untersuchen. Mindestens die Drosselblenden sind auszutauschen.

Die Tankkapazität kann dagegen bei gleichen Ausspeiseraten als ausreichend angesehen werden (ähnlicher Wasserdampfgehalt wie Erdgas).

### **Brenngasversorgung**

Da der Brennwert von Wasserstoff nur 1/3 von Erdgas beträgt, erhöht sich der Brenngasbedarf eigentlich auch um das Dreifache. Da die Gasvorwärmung nur noch stark reduziert zum Anfahren benötigt wird, ist der hohe Brenngasbedarf aber nicht mehr nötig.

In den Fällen, dass auf einem Speicher Turboverdichter oder Kolbenverdichter mit Gasmotoren betrieben werden, muss die Brenngaskapazität erheblich erhöht werden. Hier ist ggf. ein Neuanschluss inklusive Versorgung aus Erdgasleitung notwendig.

Die Brennkammern der Gastrocknungsanlagen werden mittels eines Brenners beheizt, der einerseits aus einem Erdgasstützbrenner und einem Brenner zur thermischen Entsorgung der im Prozess der Gastrocknung anfallenden Lösungsgase besteht. Somit sind die Brändenverbrennungsanlagen generell so ausgeführt, dass schwankende Qualitäten von Brüdengasen thermisch entsorgt werden können.

Für die zur Brenneranlage gehörenden Stützbrenner, die meist aus der Eigengasversorgung der Speicheranlage gespeist werden, ist eine Schwankung in der Gasbeschaffenheit jedoch

nur in einer begrenzten Schwankungsbreite zulässig. Das gilt dann auch für jegliche verbaute Brennertechnik (Kesselanlagen etc.).

## **Ausbläser**

Kaltausbläser werden sowohl für gelegentliche und geplante Reparaturenspannungen als auch für automatische Notentspannungen (für Verdichteranlagen vorgeschrieben nach DIN EN 12583/DVGW G 497) betrieben. Die Auslegung und der Betrieb basieren auf den Kriterien

- Einhaltung von Entspannungszeiten (z.B. Verdichter: auf 50 Vol.-% des Ausgangsdruckes in 15 Minuten)
- Einhaltung von Schallgrenzen (tags/nachts)
- Ausdehnung einer explosionsfähigen Gaswolke (UEG bzw. 50 Vol.-% UEG) – Ex-Zonenbereich
- Einhaltung/Verteilung der Wärmestromdichte bei Zündung

und sind üblicherweise Gegenstand von Optimierung und externer Begutachtung mit Prognosesimulation.

Wasserstoff weist mit 4 bis 77 Vol.-% (UEG/OEG) im Gegensatz zu Erdgas einen breiten explosionsfähigen Bereich bei der Vermischung mit Luft auf, vermischt und verteilt sich aber auch durch die hohe Diffusionsneigung schneller in Luft. Durch die viel höhere Schallgeschwindigkeit wird bei unkontrolliertem Ausströmen (Reparaturausbläser an Rohrleitung, Blowout) von Wasserstoff zunächst der Geräuschpegel aber auch der Ex-Bereich größer sein als bei Erdgas (größerer Normvolumenstrom, aber viel kleinerer Massenstrom). Das gilt nicht für ein kontrolliertes Ausströmen.

Das aktuelle DVGW Merkblatt G 442 bezieht sich bezüglich der Ex-Zonenausdehnung an Mündungen von Ausbläsern auf die Zusammensetzung laut DVGW-Arbeitsblatt G 260. Eine Überarbeitung zur Einbindung von Wasserstoff läuft derzeit.

Im Rahmen europäischer Forschungsprojekte sowie durch Hersteller industriellen Wasserstoffs wurden umfangreiche Untersuchungen zum Strömungsverhalten kontrollierter bzw. unkontrollierter H<sub>2</sub>-Jets bzw. deren Konsequenzen nach deren Zündung durchgeführt.

Dabei wurde der Nachweis erbracht, dass die für das kontrollierte Abblasen gasförmiger Kohlenwasserstoffe entwickelten Berechnungsmodelle nach API 521, Chamberlain oder Brzustowski & Sommer auch für Wasserstoff brauchbare, wenn auch noch optimierbare Ergebnisse liefern [22], [23].

Zur notwendigen Validierung kommerzieller Softwaretools für reinen Wasserstoff sind noch keine Informationen bekannt.

Gleiche Normvolumenströme der Abblasemengen erzeugen für Wasserstoff wegen der geringeren Dichte und des geringeren Heiz- bzw. Brennwertes auch geringere Flammenabmessungen sowie geringere Wärmestrahlungsbelastungen als beim kontrollierten Abblasen von Methan (Erdgas).

Für den nicht gezündeten Freistrahler ergeben sich für Wasserstoff bei gleichen Normvolumenströmen der Abblasemengen ebenfalls wegen der geringeren Dichte und der vergleichbaren unteren Explosionsgrenzen geringere radiale Freistrahlabmessungen und damit Ex-Zonen-Abmessungen sowie geringere Schallbelastungen als beim kontrollierten Abblasen von Methan (Erdgas). In verschiedenen Vorhaben wurden die Auswirkungen von H<sub>2</sub>-Anteilen in Methan bzw. Erdgas auf die sicherheitstechnischen Eigenschaften detailliert untersucht [6]. Demnach werden bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub>-Anteil im Erdgas keine relevanten Abweichungen bei den Kenngrößen gesehen. Ab 25 Vol.-% H<sub>2</sub>-Gehalt erweitert sich der Ex-Bereich eines Gemisches mit Luft signifikant. Ab 50 Vol.-% H<sub>2</sub> steigt der K<sub>G</sub>-Wert als Maß der Heftigkeit einer Explosion stark an. Dagegen nimmt der maximale Explosionsdruck mit steigendem Wasserstoffgehalt stetig ab.

Für den Blowoutfall aus einer Speicherbohrung kann für reines Erdgas bei bekanntem Massenstrom eine konservative Abschätzung zur Ausdehnung der zündfähigen Zone sowie verschiedener Wärmestrahlungen mittels Diagramme im BVEG-Leitfaden „Auswirkungen von Störfällen im Speicherbetrieb auf die Nachbarschaft [24] vorgenommen werden. Die Daten gelten nicht für Wasserstoff. Eine Stichprobe mit 10 Vol.-% Wasserstoff lieferte nur eine marginale Verringerung der Freisetzungsraten [24]. Eine Anpassung des genannten BVEG-Leitfadens für Wasserstoff und verschiedene Mischungen mit Erdgas als auch für reinen Wasserstoff ist aktuell geplant.

Für Erdgas sind die Betriebsmittel innerhalb des Ex-Bereiches in Explosionsgruppe IIA auszuführen. Ab ca. 30 Vol.-% H<sub>2</sub>-Gehalt erhöht sich die Anforderung auf II B und ab ca. 75 Vol.-% H<sub>2</sub>-Gehalt auf II C [6]. Stichproben in realisierten Projekten ergaben eine überwiegende Zulassung einzelner Geräte bereits für II C, dies kann aber keinesfalls pauschal vorausgesetzt werden und muss im konkreten Fall für jedes Gerät gemäß Betriebsmittelliste geprüft werden.

Für Ausbläser werden demnach bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub>-Gehalt keine wesentlichen Änderungen der bisherigen Schutzradien für Ex-Zonen um einen Ausbläser [6] gesehen.

Die Abhängigkeit des Explosionsbereiches vom Druck (1 bis 200 bar) und der Temperatur (20 bis 80 °C) wurde ebenfalls untersucht [25]. Mit steigender Temperatur vergrößert sich der Ex-Bereich von Wasserstoff-Luft-Gemischen, womit die UEG sinkt, die standardmäßig auf 20 °C bezogen ist. Dieser Umstand kann durch den negativen Joule-Thomson-Koeffizienten für Entspannung aus dem Hochdruckbereich relevant, d.h. kritischer werden. Dagegen wird der Ex-Bereich eines zündfähigen Gemisches bei höherem Druck eingeengt.

Kaltausbläser sind damit hinsichtlich Entspannungszeit, Massenstrom (Drosselblende/-ventil), Gasfahnenausbreitung, Wärmestrahlung und Schall in jedem Fall zu überprüfen. Im günstigsten Fall ist am Ausbläser selbst neben der Begutachtung/Nachrechnung nur das Drosselorgan zu ersetzen, d. h. zu verkleinern.

Standortspezifisch könnten eine Erhöhung des Ausblägers und eine Schalldämmung erforderlich werden. Vorhandene Heißfackeln sind in jedem Fall an die Bedingungen von Wasserstoff anzupassen.

### 3.3.10 Durchflussmessung

#### **Turbinenradzähler, Drehkolbenzähler**

Aufgrund der niedrigen Dichte gibt es einen großen Einfluss auf das messtechnische Verhalten der Zähler, besonders bei niedrigen Durchflüssen:

- durch das niedrigere Antriebsdrehmoment bei Turbinenradzählern bzw. die niedrigere Kraft auf den Kolben bei Drehkolbenzählern bei gleichem Durchfluss erhöht sich der Wert von  $Q_{\min}$
- der Wert für  $Q_{\max}$  wird durch die Grenzdrehzahl bestimmt und ändert sich nicht.
- dadurch Einschränkung des Messbereiches
- Werden auch bei hohen H<sub>2</sub>-Konzentrationen als generell geeignet eingeschätzt (bis 100 Vol.-% möglich)
- Bei verschiedenen Herstellern liegen Erfahrungen bezüglich der Langzeitstabilität der Geräte vor (stellenweise bis 20 Vol.-% Wasserstoffanteil)
- eichfähige Messung ist möglich
- Hersteller: Honeywell, Itron

### **Ultraschallzähler**

- sind geeignet für Messungen bis 10 Vol.-% Wasserstoffanteil im Erdgas im Rahmen der Eichfehlergrenze (bis 20 Vol.-% aktuell in Vorbereitung)
- sind geeignet für Messungen bis 100 Vol.-% Wasserstoff (Fabrikat abhängig), aufgrund der niedrigen Dichte sind Anpassungen der Parametrierungen und der Ultraschallwandler erforderlich
- es sind weitere Untersuchungen hinsichtlich Messgenauigkeit bei schwankenden Gas-beschaffenheiten sowie Langzeitbeständigkeit, Permeation und dynamischem Verhalten bei höheren Drücken erforderlich
- eichfähige Messung ist möglich
- Hersteller: Sick, Krohne Messtechnik, Elster

### **Coriolis-Gaszähler**

- sind geeignet für Messungen bis 10 Vol.-% im Rahmen der Eichfehlergrenze
- sind geeignet für Messungen bis 100 Vol.-% (Fabrikat abhängig), aufgrund der niedrigen Dichte sind Anpassungen der Parametrierungen und der Ultraschallwandler erforderlich
- es gibt keine Auswirkungen auf das Messprinzip bei Erhöhung des Wasserstoffgehaltes bis 100 Vol.-%
- ggf. Einschränkungen des Messbereiches möglicherweise durch Anhebung von  $Q_{min}$
- eichfähige Messung ist möglich
- Hersteller: Endress+Hauser, Krohne Messtechnik, Emerson

### **3.3.11 Gasanalyse**

Ältere installierte Prozessgaschromatographen können keine Wasserstoffbeimischungen analysieren. Ist diese erforderlich, sind (umfangreiche) Nachrüstungen/Umrüstungen erforderlich. Gaschromatographen jüngerer Baujahre können bis 5 Vol.-%  $H_2$ , zum Teil auch bis 10 Vol.-%  $H_2$  analysieren, wenn sie entsprechend Anforderung so ausgelegt sind:

- Das angebotene Gasbeschaffenheitsmessgeräte sind geeignet für die Analyse von Gasen mit max. 10 Vol.-% Wasserstoffanteil,
- Honeywell EnCal 3000 Quad bis 20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Anteil
- Grenzwerte für Fremdgase in Wasserstoff für mobile Anwendungen werden in den Normen ISO 14687-2 und SAE J2719 definiert
- es muss analysiert werden, welche Arten von Verunreinigungen wann und in welcher Konzentration im Wasserstoff auftreten
- Ziel: Reinheitsgrad von Wasserstoff an verschiedenen Punkten der Wertschöpfungskette prüfen (bei der Herstellung, beim Transport, bei der Speicherung)
  - Prüfung einer entnommenen Gasprobe im Labor (Ionenchromatographie, Massen-spektrometrie)
    - ♦ In 100 Vol.-% Wasserstoffspeichern soll der Anteil der Verunreinigungen (ppm-Bereich) erfasst werden.
    - ♦ In Speichern mit H<sub>2</sub>-Beimischung muss der Anteil des Wasserstoffs im Erdgas analysiert werden.
  - „mobile“ Messgeräte auf Basis der Ionenmobilitätsspektrometrie (IMS) - derzeitige Anwendung Fahrzeugindustrie)
    - ♦ hohe Empfindlichkeit (im Bereich der ISO 14687/SAE J2719)
    - ♦ kurze Ansprechzeiten / hohe Messfrequenz
    - ♦ Messung bei Umgebungsdruck
    - ♦ kompakte Bauweise, dadurch mobil einsetzbar
    - ♦ kostengünstig gegenüber anderen Messmethoden (z.B. Massenspektrometrie)

Für die Ermittlung der Möglichkeiten einer Online-Analyse des Verschmutzungsgrades von Wasserstoff nach der Ausspeicherung aus den UGS sind weiterführende Recherchen erforderlich.

### 3.3.12 Gaswarnanlagen – Detektion von Wasserstoff aus Gründen des Explosionsschutzes

Für die Detektion von Wasserstoff sind grundsätzlich Sensoren verfügbar. Für Wasserstoff eignen sich Wärmetönungssensoren, z.B. von Dräger, MSA, Bihler+Lang.

Sensoren auf Infrarot-Basis sind dagegen nicht geeignet. Bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> kann der nicht erfasste Wasserstoffanteil jedoch noch durch Herabsetzen der Alarmschwelle kompensiert werden [6].

Ebenso sind Sensoren auf SnO<sub>2</sub>-Halbleiterbasis für Wasserstoff und Methan geeignet [6].

Es ist eine Kalibrierung und Justierung der Gassensoren für Erdgas-Wasserstoff-Gemische erforderlich.

Wie bei Erdgas auch, sind die dabei die Vorgaben des Merkblattes T 055 der BG RCI „Gaswarneinrichtungen und -geräte für den Explosionsschutz – Antworten auf häufig gestellte Fragen“ für den Aufstellungsort von Gasetektoren in ruhender Atmosphäre, in Räumen mit natürlicher oder technischer Lüftung zu prüfen.

### 3.3.13 Feuchtemessung in Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemisch

Es gibt wasserstofftaugliche Erdgasfeuchteanalysatoren, die bis zu einem H<sub>2</sub>-Anteil von 20 Vol.-% ohne Änderungen einsetzbar sind, z.B. Michell Instruments mit Messprinzipien wie

- durchstimmbare Diodenlaser-Absorptionsspektroskopie (Spektrum wird durch H<sub>2</sub>-Anteil nicht beeinflusst, getestet und bestätigt durch DBI)
- Schwingquarztechnologie - wird bei reinem H<sub>2</sub> für Brennstoffzellen und in Raffinerien eingesetzt
- keramischer Feuchtesensor
- Taupunktspiegel-Technologie (Messung Taupunkt inkl. H<sub>2</sub>-Anteil)

Für reinen Wasserstoff gibt es Hochleistungs-Taupunkt-Hygrometer von Michell Instruments, Anwendung z.B. für wasserstoffgekühlte Generatoren im Kraftwerk.

Die in der Erdgasspeicherung eingesetzte Feuchtemesstechnik nach dem faseroptischen Prinzip der Fa. Bartec kann in Wasserstoff eingesetzt werden. Der Sensor ist auf das zu messende Gas zu kalibrieren.

Es gibt bereits eine Reihe von Anwendungen von Bartec-Sensoren für Power-to-Gas-Anlagen, in der Automobilindustrie für Brennstoffzellen und in Raffinerien.

Die Geräte müssen neben den mechanischen Anforderungen (Druck) auch die Anforderungen des Ex-Schutzes für Wasserstoff erfüllen. Die erforderlichen Zertifikate müssen von den Herstellern abgefordert werden.

## 3.4 Aussagen zu speziellen Prozessparametern

### 3.4.1 Permeation / Gasverlust

Durch Permeation verursachte Wasserstoffmigration durch Stahl im Piping und Behältern ist theoretisch größer als bei Erdgas, wird dennoch als technisch nicht relevant angesehen.

Im Gegensatz zu Diffusionskoeffizienten von Wasserstoff in Stahl konnten hierfür keine konkreten Permeationskoeffizienten recherchiert werden.

Für die Permeation von Wasserstoff durch Stahl gibt es Langzeiterfahrungen aus der Lagerung von Wasserstoff in Druckgasflaschen über Jahrzehnte, in denen keine nachweislichen Verluste eingetreten sind. Auch vor diesem Hintergrund kann Stahl (Behälter, Rohrleitungen, Formteile usw.) als technisch dicht gelten.

Aussagen zu Diffusionskoeffizienten für Wasserstoff in Stahl siehe Kapitel 3.2.

### 3.4.2 Hydratgefahr

Aufgrund der Molekülgröße besteht für reinen Wasserstoff mit freiem Wasser keine Hydratgefahr. Dagegen kann im Rahmen einer Beimischung von Wasserdampf zum Erdgas ein Mischgas mit noch erhöhtem Anteil von Erdgaskomponenten entstehen, das auch Hydrate bilden kann. Dies wird aber im Vergleich zum reinen Erdgas immer in abgeschwächter Form auftreten, wobei der Umfang der Hydratbildung mit steigendem Wasserstoffanteil sinkt. Daher sind bei Wasserstoffzumischung zum Erdgas keine zusätzlichen Kapazitäten bei der Inhibierung notwendig.



## 3.5 Eignung relevanter Untertageanlagen

### 3.5.1 Aktueller Stand zum Werkstoffeinsatz bei Untertagespeichern für Wasserstoffanwendungen

Aktuell gibt es in Deutschland keine Untergrundspeicher für reinen Wasserstoff. Einige wenige Wasserstoffkavernen werden in den USA und Großbritannien betrieben. Detaillierte Information zu Betriebserfahrungen für Rohrwerkstoffe, Werkstoffen für Untertageausrüstungen wie Packer und Untertagesicherheitsabsperrentilen (USAV) liegen für die unterirdische Speicherung von reinem Wasserstoff nicht vor.

Einige Erfahrungen hinsichtlich der Speicherung von wasserstoffhaltigen Mischgasen beruhen auf der unterirdischen Speicherung von Stadtgas sowohl in Poren- als auch in Kavernenspeichern ab den sechziger Jahren des letzten Jahrhunderts in Deutschland. Der Wasserstoffanteil lag bei durchschnittlich 28 Vol.-% bis ca. 50 Vol.-%. Die nach dem damaligen Stand der Technik errichteten und betriebenen Speicher waren mit den üblichen, in der Bohrtechnik verwendeten Werkstoffen für die Verrohrung, die Untertageausrüstung und Bohrlochköpfe ausgerüstet. Zerstörungsfreie Prüfungen und werkstofftechnische Untersuchungen an ausgebauten Materialien zeigten wasserstofftypische Korrosionserscheinungen<sup>8</sup>. Da die Werkstoffauswahl bei den Komplettierungen von Bohrungen nicht explizit für den Einsatz in wasserstoffhaltigen Gasen erfolgte, sind die Ergebnisse von Untersuchungen eher im Einzelfall zu betrachten.

Die der Werkstoffauswahl zu Grunde liegenden Normen ließen eine große Varianz der Materialzusammensetzung, Gefügeausbildung und der mechanisch-technologischen Ist-Kennwerte zu, so dass vorliegende Untersuchungen jeweils eine eigene Spezifik besitzen und eine Systematik zur Wasserstoffresistenz bestimmter Werkstoffe nicht ableitbar ist. Allerdings sind aus der Periode der Stadtgasspeicherung von ca. 30 Jahren keine Schadensfälle auf Grund von Materialversagen mit erheblichen Auswirkungen auf die öffentliche und Bergsicherheit bekannt.

Heute ist die Speicherung gasförmiger und flüssiger Kohlenwasserstoffe sowie alternativer Medien wie Stickstoff, Helium o. a. Stand der Technik. Übliche Werkstoffe für die Verrohrung von Untergrundspeichern sind für alle gebräuchlichen Speichermedien die Ölfeldstähle J55, K55 und N80 nach API 5 CT. Für alle diese Stähle der Gruppe 1 der API 5 CT sind außer der

---

<sup>8</sup> Untersuchungsprogramm an Gebrauchte-Förderrohrtouren bzw. Untertage-Komplettierungen - Materialtechnische Untersuchungen zu UT-Komplettierungen aus ehemaligen Stadtgasspeicherkavernen und UT-Komplettierungen mit Spannungsrisskorrosion, UGS GmbH 1990 - 2009

Phosphor- und Schwefelgehalt von maximal 0,03 % keine Grenzwerte für die chemische Zusammensetzung festgelegt.

Insbesondere für die Erdgasspeicherung haben sich bei Kavernenspeichern geschweißte letzte zementierte Rohrtouren und Komplettierungen gegenüber geschraubten Verbindungen durchgesetzt, Schraubverbinder finden nach wie vor in Aquiferspeichern und abgeführten Lagerstätten, meist ausgelegt als Premiumverbinder mit metallischen Dichtsitzen, für gasführende Rohrtouren Anwendung.

Wird der Rohreinbau mit geschweißten Verbindungen durchgeführt, ist eine gute Schweißbarkeit der Rohre zu gewährleisten. Eine gute Schweißbarkeit ergibt sich maßgeblich aus einer geeigneten chemischen Zusammensetzung. Da die chemische Zusammensetzung laut API 5 CT für Stahlrohre nicht ausreichend festgelegt ist, hat sich als übliche Praxis die Spezifikation von Grenzwerten für die chemische Zusammensetzung im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens bewährt. Bei Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte ist dann eine gute Schweißbarkeit der Stähle gewährleistet, so dass Montageschweißungen während des Einbaus einer Rohrtour ohne zusätzliche technologische Maßnahmen wie Vorwärmung oder Wärmenachbehandlung durchgeführt werden können.

Für Montageschweißungen von Rohrverbindungsnahten werden fast ausschließlich das WIG-Schweißen zur Herstellung der Wurzel und das Elektrodenhandschweißen für das Einbringen der Füll- und Decklagen angewendet. Inklusiv einer zerstörungsfreien Prüfung der Schweißnaht mit Ultraschall und Durchstrahlungsprüfung können mit der dargestellten Technologie Schweißnähte, die die Vorgaben für die Mindestwerte des geschweißten Rohrwerkstoffs erfüllen, hergestellt werden.

Für das Verschrauben von Rohrtouren spielt die chemische Zusammensetzung des Rohrwerkstoffs eine untergeordnete Rolle. Zum Herstellen einer ordnungsgemäßen dichten Verbindung stehen Verschraubservices zur Verfügung, die entsprechend Rohrdurchmesser und Gewindetyp ein Drehmoment in vorgegebenen Grenzen zum Verschrauben der Rohre aufbringen.

Da bisher keine zugelassenen Rohre für die Untertagespeicherung von Wasserstoff verfügbar sind, finden im Rahmen von Forschungsvorhaben der HYPOS-Initiative derzeit Materialuntersuchungen für Verrohrung und Schweißverbindungen von Kavernenspeichern statt. Die Qualifizierung eines Rohrwerkstoffes für einen sicheren Betrieb einer Wasserstoffkaverne wird im Rahmen des Forschungsvorhabens H<sub>2</sub>-UGS [7] vorgenommen. Allerdings werden ausschließlich Rohre für einen Wasserstoffspeicher untersucht. Werkstoffe für Untertageausrüstungen werden nicht berücksichtigt.

Zur Komplettierung von Speicherbohrungen sind neben Rohren Installationselemente bzw. Untertageausrüstung sowie Bohrlochköpfe notwendig. Übliche Werkstoffe für Installationselemente wie Packer, Seal Unit, Flow Couplings, Landenippel, Schiebemuffen, Filter, Untertagesicherheitsabsperrentil, Bohrlochköpfe u. a. sind:

- höherfeste, niedriglegierte Feinkornbaustähle wie der AISI 4130 oder AISI 4140 (nach ASTM A29)
- hochlegierte martensitische Stähle, wie der AISI 410 (nach AISI) oder der 9Cr1Mo (nach ASME STP-PT-080:2016)
- Nickelbasislegierungen wie NiMo16Cr16Ti (nach ASTM B 622), NiCr21Mo (nach ASTM B 704) oder der NiCr16Mo15W (nach ASTM B 622).

Diese Stähle besitzen auf Grund ihrer Legierungselemente besondere Eigenschaften, die die Funktion der Installationselemente hinsichtlich erhöhter Beanspruchung oder Korrosion sicherstellen sollen.

Derzeit erfolgen keine Material- oder Bauteiluntersuchungen für Untertageequipment durch Hersteller, Prüforganisationen oder Forschungsprojekte, die eine Wasserstoffempfindung nachweisen sollen. Anfragen nach wasserstoffresistenter Ausrüstung bei Herstellern blieben bisher ohne Erfolg.

Anders verhält es sich für Bohrlochkopfausrüstungen. Die Hersteller verweisen für ihre Ausrüstung zum Teil auf Erfahrungen für oberirdige Anwendungen und bieten Bohrlochköpfe für die Wasserstoffspeicherung an.

Weiterhin sind für die kommenden Jahre im Rahmen von europäischen Förderprojekten einige Projekte für unterirdische Testspeicherungen von Wasserstoff geplant, in deren Testumfang teilweise auch die Eignungsprüfung von Werkstoffen vorgesehen ist.

## **3.5.2 Kriterien für die Wasserstoffbeständigkeit von unterirdischen Werkstoffen**

### **3.5.2.1 Metallische Werkstoffe**

Ein Eignungsnachweis der Stahlgüten gemäß API 5 CT für Rohre bzw. der Sondergüten für Untertageanwendungen ist für Wasserstoffanwendungen bisher nicht erfolgt. Andere Industriezweige wie z.B. die Industriegashersteller verfügen über langjährige Betriebserfahrungen zu Werkstoffen für Wasserstoffanwendungen, die in einer Vorschrift zusammengefasst

sind. In der EIGA-Richtlinie [9] werden diese Werkstoffe und deren Einsatzbedingungen beschrieben. Anhand der Festlegungen dieser Richtlinie und anderen Betriebserfahrungen werden vergleichende Betrachtungen zu den in der Erdölindustrie gebräuchlichen Stählen vorgenommen.

### Chemische Zusammensetzung und Gefüge

Die Tabelle 10 stellt die Grenzwerte für Eisenbegleiter und Legierungselemente in der Schmelzanalyse ausgewählter Kohlenstoffstähle aus der EIGA-Richtlinie und für den Werkstoff J55 (nach API 5CT) gemäß Produktspezifikation PS 17001 der Fa. Vallourec mit der Bezeichnung VM55W (nach PS17001) dar. Gemäß der Norm API 5 CT sind für die Stahlgüte J55 nur die Grenzwerte für die Eisenbegleiter P und S festgelegt.

Stahlgüte	C [%]	Si [%]	Mn [%]	P [%]	S [%]	V [%]	Nb [%]	Ti [%]	V+Bn+Ti [%]	Cu [%]	Ni [%]	Cr [%]	Mo [%]	Bemerkung
X52N	≤ 0,24	≤ 0,45	≤ 1,40	≤ 0,025	≤ 0,015	≤ 0,10	≤ 0,05	≤ 0,04	≤ 0,15	≤ 0,5	≤ 0,30	≤ 0,30	≤ 0,15	Gemäß API 5L
P355NL1	≤ 0,18	≤ 0,50	≤ 1,70	≤ 0,025	≤ 0,008	≤ 0,10	≤ 0,05	≤ 0,03	≤ 0,12	≤ 0,3	≤ 0,50	≤ 0,30	≤ 0,08	Gemäß DIN EN 10028-3
J55, K55, N80	k.A.	k.A.	k.A.	≤ 0,030	≤ 0,030	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Gemäß API 5CT
VM55W	≤ 0,22	≤ 0,50	≤ 1,70	≤ 0,025	≤ 0,015	≤ 0,15	k.A.	k.A.	k.A.	≤ 0,25	≤ 0,25	≤ 0,50	≤ 0,30	Gemäß PS17001
J55	0,18	0,42	1,55	0,017	0,001	0,11	k.A.	k.A.	k.A.	0,13	0,16	0,16	0,01	Schmelzanalyse
J55	0,17	0,45	1,54	0,013	0,001	0,11	k.A.	k.A.	k.A.	0,14	0,15	0,18	0,02	Schmelzanalyse

Tabelle 10: Grenzwerte für die chemische Zusammensetzung von Beispielstählen, Auszug aus EIGA-Richtlinie [9]

Die Vorgaben für die Grenzgehalte von C, P, S, Cu und Ni für den X52N (nach API 5L) sind gegenüber denen für den VM55W (nach PS17001) entweder gleich oder liegen oberhalb. Grenzgehalte für Si, Mn, Cr und Mo für die Stahlgüte VM55W (nach PS17001) liegen oberhalb der Grenzwerte für den X52N (nach API 5L), so dass bestimmte Schmelzen des J55 (nach API 5 CT) diese Grenzwerte für den X52N (nach API 5L) nicht einhalten.

Die ebenfalls in Tabelle 10 dargestellten ausgewählten Schmelzenanalysen von J55 (nach API 5CT), geliefert gemäß Produktspezifikation PS17001 der Fa. Vallourec, zeigen, dass diese Schmelzen die für den X52N (nach API 5L) vorgegebenen Grenzen für Cr und Mo deutlich

unterschreiten und für Si einhalten. Einzig die Gehalte für Mn werden um ca. 0,15 % überschritten. Unter Einbeziehung des Grenzwerts für Mn des P355NL1, der laut EIGA-Richtlinie IGC Doc 121/14 für den Wasserstoffeinsatz zugelassen ist, sind sowohl die Vorgaben für den VM55W<sup>9</sup> als auch die Gehalte aus den Schmelzenanalysen im zulässigen Bereich.

Bei Bestellung eines J55 (nach API 5CT) nach den Festlegungen für den VM55W (nach PS17001) können die Gehalte für V, Nb und Ti oberhalb der Grenzwerte des Stahls X52N (nach API 5L) liegen, wobei die Gehalte von Nb und Ti innerhalb der Spezifikation nicht festgelegt sind. Ob und welche Auswirkungen diese Grenzwertüberschreitungen hätten, ist derzeit nicht bekannt. Ggf. können innerhalb einer Spezifikation für Rohre diese Grenzwerte des VM55W (nach PS17001) auf die Vorgaben für den X52N (nach API 5L) eingeschränkt werden. In dem Fall müssten in Abnahmeprüfzeugnissen die Analysewerte verglichen werden oder ganze Chargen aus einer Schmelze bestellt werden.

Weiterhin finden derzeit Untersuchungen an Rohrwerkstoffen für Pipelines gemäß API 5L statt. Ziel der Untersuchungen im Rahmen des Forschungsprogramms HYPOS ist die Qualifizierung eines Pipelinestahls für untertägige Anwendungen. Einen positiven Ausgang aller Tests zur Eignung der Werkstoffe vorausgesetzt, wird in nächster Zeit die Stahlgüte J55 nach API 5 CT für Wasserstoffanwendungen spezifiziert sein und zur Anwendung zur Verfügung stehen.

Niedriglegierte Cr-Mo Stähle wie der AISI 4130 und AISI 4140 (nach ASTM A29) für Untertageausrüstung stehen in der EIGA-Richtlinie für Wasserstoffanwendungen nicht zur Verfügung. Empfohlene Stähle entsprechend der Norm ASTM A 335, Grade P1 oder Grade P22 haben im Vergleich zu den üblicherweise eingesetzten niedriglegierten Stählen einen wesentlich geringeren Kohlenstoffgehalt. Durchgeführte Korrosionsuntersuchungen unter Wasserstoffbeanspruchung am AISI 4130 (nach ASTM A29) haben bisher keinen Einfluss auf bestehende verbindliche Regeln.

Der Einsatz von unstabilisierten austenitischen, ferritischen, martensitischen, Duplex- oder ausscheidungsgehärteten Stählen ist laut EIGA-Richtlinie nur bei geringen Wasserstoffdrücken von max. 50 bar zulässig und würde damit für den Einsatz in Untertagespeicher ausscheiden. Davon betroffen ist der üblicherweise in Untertagekomplettierungen eingesetzte hochlegierte martensitische Stahl 9Cr1Mo (nach ASME STP-PT-080:2016) für Landenippel.

Der für Untertagesicherheitsventile eingesetzte AISI410 (nach AISI) ist zwar ebenfalls ein hochlegierter, martensitischer Stahl, ist aber im Anhang C der EIGA-Vorschrift als geeignet für

---

<sup>9</sup> Produktspezifikation der Fa. Vallourec für J55

den Wasserstoffeinsatz ausgewiesen. Ein Ersatz dieser hochlegierten Stähle wäre aus Sicht der Wasserstoffkorrosion durch stabilisierte austenitische Stähle möglich. Hierfür wären beispielsweise die Stähle X5CrNiMo17-12-2 (1.4401) (nach ASTM A276) und X6CrNiNb18-10 (1.4550) (nach AISI 347) möglich.

Nickelbasislegierungen stehen laut EIGA-Richtlinie für den Einsatz bei Wasserstoffanwendungen zur Verfügung. Die mechanischen Beanspruchungen für die Anwendung ist für jedes Bauteil zu klären. Nickelbasislegierungen sind im Normalfall schweißbar, die genaue Eignung ist für jeden Einzelfall / Anwendungsfall gesondert zu klären.

### **Festigkeit**

Nach der EIGA-Richtlinie [9] soll die Zugfestigkeit von Stählen für den Wasserstoffeinsatz 800 MPa nicht überschreiten. Diese Maximalfestigkeit wird von den Mindestwerten für die Zugfestigkeit von allen Stählen der Gruppe 1 und 2 der API 5 CT unterschritten. Wenn bei Verarbeitung der Stähle eine Zunahme der Festigkeit angenommen werden kann, sollte laut EIGA-Richtlinie die maximale Zugfestigkeit auf 500 MPa begrenzt werden. Dieser Grenzwert wird nur durch den Werkstoff H40 mit einer Mindestzugfestigkeit von 414 MPa der API 5 CT erfüllt. Der J55 (nach API 5CT) mit einer Mindestzugfestigkeit von 517 MPa überschreitet den vorgegebenen Grenzwert nur in geringem Maße.

Gemäß den grundsätzlichen Vorgaben benennt die EIGA-Richtlinie den X52 nach API 5L bzw. den Werkstoff P355NL1 (nach DIN EN 10028-3) als festeste Werkstoffe für Rohre aus unlegiertem Stahl. Die Festigkeitseigenschaften dieser Stähle im Verhältnis zu den Eigenschaften eines J 55 gemäß API 5 CT liegen gemäß Tabelle 11:

- für die Mindeststreckgrenze unterhalb der Mindeststreckgrenze des J55 (nach API 5CT)
- für die maximale Streckgrenze des X52N (nach API 5L unterhalb der maximalen Streckgrenze des J55 (nach API 5CT)
- für die Mindestzugfestigkeit unterhalb der Mindestzugfestigkeit des J55 (nach API 5CT).

Stahlgüte	Streckgrenze in MPa		Zugfestigkeit in MPa		Verhältnis Re/Rm	Bemerkung
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum		
X52N	360	530	460	760	≤ 0,93	Gemäß API 5L
P355NL1	345		490	630	k.A.	Gemäß DIN EN 10028-3
J55	379	552	517	k.A.	k.A.	Gemäß API 5 CT
VM55W	379	552	517	k.A.	k.A.	Gemäß PS17001
J55		487		641	0,76	gemäß Abnahmeprüfzeugnis
J55		471		653	0,72	gemäß Abnahmeprüfzeugnis

Tabelle 11: Gegenüberstellung von Vorgaben der API 5 CT und EIGA-Richtlinie mit den Ist-Festigkeitswerten von API-Rohren

Die maximale Zugfestigkeit für J55 ist ebenso wie das Verhältnis von Streckgrenze und Zugfestigkeit nicht begrenzt. Vergleicht man die Vorgaben für den X52N mit den Werten aus Abnahmeprüfzeugnissen für J55 der letzten Zeit wird ersichtlich, dass alle Vorgabewerte der API 5L für den X52N durch den gelieferten J55 nach API 5 CT eingehalten werden. Für den P355NL1 wird die maximal zulässige Zugfestigkeit durch die Realwerte des J55 geringfügig überschritten.

Niedriglegierte Cr-Ni-Stähle mit einer vergleichbaren Festigkeit wie der AISI 4130 oder AISI 4140 (nach ASTM A29) stehen gemäß den festgelegten Grenzwerten in der EIGA-Richtlinie für Wasserstoffanwendungen nicht zur Verfügung.

Beim Ersatz martensitischer durch stabilisierte austenitische Stähle auf Grund besserer Korrosions- und Betriebseigenschaften besteht hinsichtlich der Festigkeit für jeden Einzelfall Klärungsbedarf. Martensitische hochlegierte Stähle verfügen je nach Wärmebehandlungszustand über eine sehr hohe Festigkeit, die durch stabilisierte austenitische Stähle nicht erreichbar ist.

Die im Untertagebereich eingesetzten Nickelbasislegierungen sind zu mindestens teilweise auch laut EIGA-Richtlinie [9] bei Wasserstoffanwendungen einsetzbar, so dass gleiche Festigkeiten für solche Werkstoffe vorliegen.

## Zähigkeit

Da Werkstoffe bei Wasserstoffkontakt insbesondere einen Verlust an Zähigkeit aufweisen, sollten die eingesetzten Werkstoffe im Ausgangszustand eine hohe Zähigkeit besitzen. Die Zähigkeit eines Werkstoffes wird im Ausgangszustand gewöhnlich durch die Bruchdehnung

im Zugversuch sowie die Kerbschlagzähigkeit nachgewiesen. Die Abnahme der Zähigkeit ist sowohl im Zugversuch durch eine Verringerung der Bruchdehnung und -einschnürung als auch durch eine verringerte Kerbschlagarbeit nach Wasserstoffkontakt nachweisbar.

Für Rohre aus unlegiertem Stahl werden die Sollwerte der Mindestdehnung für den X52N nach API 5L und für J55 nach API 5CT mit der gleichen Formel bestimmt, so dass bei Abnahme eines J55 nach den Bestimmungen der API 5 CT die geforderten Kriterien der API 5 L mit erfüllt werden.

Der Mittelwert aus 3 Prüfungen der Kerbschlagzähigkeit soll gemäß API 5L für Rohre mit einem Durchmesser kleiner oder gleich 508 mm aus Werkstoff X52N mindestens 27 J bei einer Prüftemperatur von 0 °C betragen. Dieser Mindestwert wird durch Rohre aus J55 (nach API 5CT) insofern erfüllt, dass der gleiche Mindestkerbschlagwert entsprechend den Vorgaben der Anfragespezifikation allerdings für -20 °C erreicht werden muss.

Alle anderen wasserstoffgeeigneten Werkstoffe wie niedrig- und hochlegierte Stähle sowie Nickelbasislegierungen sollten die in den jeweils zuständigen Werkstoffnormen festgelegten Sollwerte erfüllen.

### **Härte**

Die Härte eines Werkstoffes steht in unmittelbarem Zusammenhang mit seiner Festigkeit und Zähigkeit. Gemäß der EIGA-Richtlinie [9] soll zur Vermeidung der Wasserstoffversprödung eines Werkstoffes eine maximale Härte von 22 HRC, das entspricht 250 HB bzw. 248 HV, in Rohrwerkstoffen und Schweißnähten inkl. Wärmeeinflusszonen nicht überschritten werden.

Da für alle Werkstoffe der Gruppe 1 der API 5 CT keine Grenzwerte für die Härte vorgesehen sind, sollten für Rohrlieferungen und Ausgangsmaterialien für Untertageausrüstungen die Grenzwerte für die Härte gesondert spezifiziert werden und ein Abnahmekriterium bilden.

### **Wärmebehandlung**

Zur Verringerung der Wasserstoffdissoziation, -diffusion und -rekombination an Fehlstellen und Versetzungen im Gefüge sollen Werkstoffe ein homogenes, feinkörniges Gefüge mit geringen Eigenspannungen aufweisen. Für un- und niedriglegierte Stähle stellt sich durch ein Normalisieren bzw. Normalglühen ein Gefüge mit optimalen Festigkeits- und Zähigkeitseigenschaften ein. Aus diesem Grund sollten Rohrwerkstoffe im Lieferzustand normalisiert eingesetzt werden



### 3.5.2.2 Dichtungswerkstoffe

Elastomere weisen eine unterschiedliche Kompatibilität gegenüber wasserstoffhaltigen Gasen auf. In der EIGA-Richtlinie werden neben der Kompatibilität von Dichtungswerkstoffen gegenüber wasserstoffhaltigen Medien auch die Temperaturverträglichkeit der Polymere und die Permeation von Wasserstoff durch die Elastomere dargestellt. Zum Einsatz von Polymeren in Untertagespeichern liegen bisher keine Erfahrungen vor.

### 3.5.3 Verbindungen

#### Grundsätzliche Anforderungen

Auf Grund der besonderen Eigenschaften von Wasserstoff ist für die Herstellung von Verbindungen, wo immer die Möglichkeit besteht, das Schweißen einzusetzen. Nur wenn Schweißverbindungen nicht möglich sein sollten, sollten Flanschverbindungen angewendet werden. Der Einsatz von Schraubverbindungen ist nur in Ausnahmen zulässig und sollte auf ein absolutes Minimum zu reduziert werden [9]. Dies wird solange empfohlen, bis Ergebnisse, Betriebserfahrungen oder Zertifizierungen zur Kurz- und Langzeitdichtheit von Schraubverbindungen gegenüber Wasserstoff vorliegen.

#### Schweißen

Bei der Herstellung von Verbindungen durch Schweißen sind neben den üblichen Bedingungen gemäß Schweißanweisung bei Wasserstoffanwendungen folgende Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Die Wärmeeinbringung bei Schweißen verursacht Gefügeveränderungen in den zu verbindenden Werkstoffen. Eine Grobkornbildung in Wärmeeinflusszone einer Schweißnaht führt schon von sich aus zu Zähigkeitseinbußen, die durch Wasserstoffeinfluss noch verstärkt wird.
- Durch eine lokale Wärmeeinbringung in Verbindung mit unterschiedlichen Abkühlbedingungen entstehen beim Schweißen Schweißspannungen. Schweißspannungen sind zur Vermeidung von Wasserstoffanreicherungen im Gefüge zu begrenzen.
- Die maximale Härte für die Schweißnaht und Wärmeeinflusszone ist zur Gewährleistung einer ausreichenden Ausgangszähigkeit zu begrenzen. Die maximale Härte sollte 22 HRC nicht überschreiten [9].

- Das Auftreten innerer, makroskopischer Fehler beim Schweißen wie Poren, Schlackeeinschlüsse und äußerer Inhomogenitäten wie Einbrandkerben, Wurzel- und Decklagenüberhöhungen oder anhaftende Korrosionsprodukte ist zu vermeiden oder stark zu begrenzen. Kerben und Überhöhungen sind so weit möglich zu beschleifen.
- Eine Wärmebehandlung nach dem Schweißen verbessert die Wasserstoffverträglichkeit durch Eliminierung von Schweißbeigenspannungen und Herstellung eines homogenen Gefüges
- Die Anwendung alternativer Schweißverfahren, wie z.B. Pressschweißverfahren bei der Herstellung von längsnahtgeschweißten Rohren ist zur Herstellung von Montagenähten zu untersuchen.
- Die Qualität der Schweißnähte ist bei der Fertigung durch die Anwendung zerstörungsfreier Prüfverfahren zu überwachen. Eine 100%ige Durchstrahlungs- und Ultraschallprüfung aller Schweißnähte ist anzustreben.

### 3.5.4 Untertägiges Ausführungs - bzw. Speicherdesign

#### 3.5.4.1 Mehrbarrierenkonzept

Die untertägige Speicherung von Erdgas hat in Deutschland einen sehr hohen sicherheitstechnischen Standard erreicht. Das derzeitige Komplettierungsdesign basiert auf langjährigen Betriebserfahrungen, welche sich letztlich im BVEG-Regelwerk Bohrungsintegrität [26] wiederfinden. Mit Vorliegen dieses Regelwerkes existiert ein Leitfaden der Fluid- und Speicherindustrie, welcher analog für die untertägige Speicherung von wasserstoffhaltigen Gasen bzw. reinem Wasserstoff anzuwenden ist.

Eine Bohrung gilt als integer, wenn die in ihr enthaltenen Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden. Dies wird erreicht durch die Anwendung von technischen, operativen und organisatorischen Maßnahmen, wozu auch die Herstellung einer Bohrung mit physischen/mechanischen Bohrungsbarrieren zählt.

Der wesentliche Betriebsparameter zur Beurteilung der Notwendigkeit von mehr als einer Barriere ist das open-flow Potential. Dieses ist definiert als die maximale beständige Fließrate aus der Lagerstätte bei atmosphärischem Druck am Bohrlochkopf [26]. Die BVEG-Technische Regel Bohrungsintegrität fordert für Bohrungen mit einem open-flow Potential grundsätzlich zwei voneinander unabhängig verifizierte Bohrungsbarrieren. Dementsprechend

ist für die Kavernenspeicherung von Wasserstoff grundsätzlich ein Zwei-Barrieren-System anzuwenden.

### 3.5.4.2 Untertägige Installation

Wasserstoff unterscheidet sich gegenüber Methan in vielen physikalischen und chemischen Eigenschaften. Wie in Kapitel 3.2 dargelegt, kann Wasserstoff einfacher als methanhaltige Gase Komplettierungselemente wie Stahl, Zement und Elastomere durchdringen und damit die Betriebssicherheit negativ beeinflussen. Bohrlochkomplettierungen für die untertägige Wasserstoffspeicherung sind so zu konzipieren, dass sie diesen speziellen Einflüssen gerecht werden (siehe Kap. 3.5.2).

Aufgrund der Tatsache, dass es keine Materialien gibt, die eine Diffusion des Wasserstoffs vollständig verhindern, sind die Möglichkeiten von Leckagen auf ein vertretbares Minimum zu reduzieren sowie entsprechende Überwachungs- und Sicherheitskonzepte zu entwickeln.

Erste Recherchen am Markt der Öl- und Gasfeldversorgung zeigen, dass mittelfristig keine umfassend für Wasserstoff geeigneten und getesteten Ausrüstungen zur Verfügung stehen. Die Suche eines zukünftigen Speicherdesigns für wasserstoffhaltige Gase bzw. reinem Wasserstoff ist somit von folgenden Fragestellungen geprägt:

- Prüfung der Standardkomplettierungen zur Speicherung methanhaltiger Gase auf Übertragbarkeit auf die Wasserstoffspeicherung hinsichtlich der technischen Machbarkeit und der Bohrungsintegrität
- Reduzierung des Bohrlochdesigns auf möglichst einfache technische Lösungen durch Verzicht auf wasserstoffanfällige Elemente
- Anpassung des Komplettierungsdesigns auf möglichst praxiserprobte Lösungen, Dimensionen und Technologien.

Die Auswahl an untertägigem Equipment ist groß, dennoch ist von einem Standard auszugehen. Folgende Standard- und Sonderkomplettierungen für die Speicherung wasserstoffhaltiger Gase/reinem Wasserstoff sind denkbar:

1. Packer-Komplettierung
2. Doppelpacker-Komplettierung
3. Komplettierung mit doppelter lösbarer Verbindung

Die im Folgenden aufgelisteten Komplettierungsvarianten können sowohl bei neu errichteten Kavernen als auch bei Bestandskavernen Anwendung finden. Es ist im Rahmen der

vorliegenden Studie nicht möglich, einen einheitlichen Bohrungsstandard zu definieren, da dieser von unzähligen Faktoren (geologische/gebirgsmechanische Einflussfaktoren, technischer Bohrungszustand, Typ, Historie und Alter der Bohrung, usw.) abhängt. Bei Bestandskavernen ist immer im Einzelfall zu prüfen, ob die vorhandene Bohrung für die Zwecke der Wasserstoffspeicherung hinsichtlich Dimensionierung, Material und Bohrungsintegrität geeignet ist und inwieweit die frühere Nutzung der Bohrung den geplanten Wasserstoffbetrieb beeinflusst. Sollte keine Eignung der Bestandbohrung nachgewiesen werden, sind je Anwendungsfall spezifische technische Konzepte für eine teilweise bzw. vollständige Re-Komplettierung sowie entsprechende Risikoabschätzungen und Sicherheitskonzepte zu entwickeln.

### **Variante 1 – Packer-Komplettierung**

Die Packerkomplettierung entspricht dem heutigen europäischen Stand der Technik hinsichtlich der Komplettierung untertägiger Gasspeicher. Generell kann diese Variante unter Berücksichtigung der besonderen Anforderungen bzgl. des Wasserstoffkontaktes ebenfalls für die untertägige Wasserstoffspeicherung genutzt werden. Die Hauptelemente der Packerkomplettierung sind:

#### 1. LzRT / Endverrohrung

- ggf. Neuverrohrung (z.B. nach Solende, temporäre Endrohrtour nicht tief genug bzw. bei fehlender Materialeignung der bestehenden LzRT), zementiert bis Übertage
- Dimensionierung entsprechend Regelwerk und für die Erdgasspeicherung üblichen Standards
- Dichtheit Verbund Casing/Zement/Gebirge nachgewiesen, Qualität der Bohrung/Zementation durch Bohrlochmessungen belegt

#### 2. Produktionspacker

- hydraulisch setzbarer Permanentpacker mit Schutzeinrichtungen gegen ungewolltes Setzen beim Einbau, möglichst großer Innendurchmesser
- fußseitig Tail Pipe mit Landennippelprofil zum Setzen eines Plugs zum Absperrern der Kaverne oder ggf. zum Setzen eines strömungsgesteuerten Untertagesicherheitsventils
- kopfseitig lösbare Verbindung zum Förderstrang

### 3. Förderrohrtour (FRT)

- dimensioniert entsprechend Regelwerk (Standard: 8 5/8“, 9 5/8“)
- fußseitig angeordnete Seal Unit
- Vorspannung zum Ausgleich betriebsbedingter Längenänderungen
- Ringraumschutzflüssigkeit zwischen Endverrohrung und Förderstrang
- Landennippelprofil zur Aufnahme Untertagesicherheitsventil

Das Ausmaß möglicher Schäden an untertägiger Ausrüstung und Rohrwerkstoffen im Langzeitbetrieb mit Wasserstoff ist derzeit nicht bekannt. Demzufolge stehen noch keine für eine Wasserstoffspeicherung freigegebenen untertägige Ausrüstungen zur Verfügung. Im Rahmen der seit 2013 bestehenden technischen Diskussionen zwischen den Herstellern mit ingenieurtechnischen Dienstleistungsunternehmen und Speicherbetreibern wurden bislang seitens der Hersteller keine verbindlichen Aussagen zur Resistenz von Ausrüstungsmaterialien/-komponenten gegenüber Wasserstoffbeimengungen bzw. reinem Wasserstoff getroffen. Hinweise auf das Materialverhalten sowie das Ausmaß und die Schwere von durch Wasserstoff verursachten Schäden an Ausrüstungen sind durch den Betrieb von untertägigen Speichereinrichtungen für Stadtgas bekannt. Erste Ergebnisse zur untertägigen von Wasserstoffbeimengungen von 10 Vol.-% in einer Erdgaslagerstätte der RAG sind aus dem erfolgreich abgeschlossenen Forschungsprojekt „Underground Sun Storage“ bekannt [2]. Unter den gegebenen Untersuchungs- und Testbedingungen konnten bei Zement und Stählen keine bzw. keine signifikanten Änderungen wasserstoffinduzierten Schädigungen festgestellt werden.

Wenn die technische Machbarkeit gegeben ist, sollten primär Metal-to-Metal-Dichtungen den Vorrang haben. Die Substitution weichdichtender Elemente durch Metal-to-Metal-Dichtungen ist zielführend, gelingt jedoch nicht vollständig. Auch zukünftig werden die Packer-Manschetten klassischer Permanentpacker aus Elastomeren bestehen. Zur Festlegung geeigneter Materialien sowie der Definition von Grenzwerten bedarf es auch hier noch umfangreiche Labor- und Feldversuche unter repräsentativen Bedingungen.

Ausgehend vom Grundgedanken, möglichst große Innenquerschnitte zu realisieren, geht man bei neuesten Entwicklungen vom klassischen Wirkprinzip herkömmlicher Packer ab. Das Design dieser Sonderlösungen beschränkt sich auf ein vulkanisiertes Rohr, welches durch Kaltverformung im Setzvorgang an die Casing-Wand der Endverrohrung gepresst wird. Die Dichtung erfolgt über das Elastomer zwischen beiden Metallkörpern. Hierbei finden sich noch zusätzlich Metalldichtungen auf dem Packerkörper. Als Beispiel ist der Versa Flex der Firma Halliburton zu nennen.

Das Nischenprodukt Versa Flex wurde nach der höchsten Bewertungsklasse V0 zertifiziert. V0-Tests erfolgen unter gleichzeitiger simulierter Betriebsbelastung von Gasdruck, Axiallast und Temperatur, wobei die genannten Parameter zyklisch von Maximum- zu Minimumwerten verändert werden. Die Verfügbarkeit des Equipments im Abgleich mit den in Frage kommenden Rohrdimensionen ist für jeden Einzelfall zu prüfen.

### **Variante 2 – Doppelpacker-Komplettierung**

Die Doppelpacker-Komplettierung stellt eine Doppelrohrkomplettierung dar. Hinsichtlich der Anwendbarkeit für die Wasserstoffspeicherung gelten dieselben Anforderungen wie für Variante 1.

Die Doppelpackerkomplettierung zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

- Endverrohrung gemäß Variante 1
- Aussagen zur Standard-Packerkomplettierung hier treffen uneingeschränkt zu
- Doppelrohrkomplettierung mit Schutzrohrtour (SRT) und FRT sowie zwei Permanentpackern, nach Übertage geführt, beide Rohrtouren voll verschweißt
- Der untere Packer erfüllt die Funktion eines Produktionspackers. Mit ihm wird die FRT verbunden und im Kavernenkopf abgelandet. Mit dem oberen Packer wird eine SRT verbunden und nach Übertage geführt.
- Monitoring beider Ringräume ist gegeben
- Bezugspunkt für gebirgsmechanische Druckvorgabe optimal (Rohrschuh der LzRT).

Eine für die Gasspeicherung übliche Standarddimensionierung der LzRT vorausgesetzt, lassen sich durch die Variante 2 aufgrund der Kombination eines klassischen Permanentpackers mit einer technischen Sonderlösung die Durchmesserhältnisse so optimieren, dass letztlich der gleiche Förderquerschnitt wie bei einer Standardpackerkomplettierung entsteht. Zusätzlicher Vorteil der Variante 2 ist die Gestaltung von zwei Ringräumen, d. h. eine redundante Abschirmung der Endverrohrung. Durch ein gezieltes Monitoring besteht die Möglichkeit Leckagen obertägig zu reproduzieren und frühzeitig Maßnahmen einzuleiten.

### **Variante 3 – Doppelte lösbare Verbindung (Sonderlösung)**

Die Komplettierungsvariante 3 basiert in den Grundzügen ebenfalls auf einer Packer-Komplettierung. Zielstellung der Variante ist es, die Materialien/Elemente, deren Wasserstoffverträglichkeit aktuell nicht gegeben ist, zu eliminieren. Das System besteht mehr oder

weniger aus Stahl, auf das Hauptkomplettierungselement Permanentpacker wird wegen der Elastomerkomponenten komplett verzichtet. Die Variante 3 ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Endverrohrung gemäß Variante 1
- Doppelrohrkomplettierung mit SRT und FRT bis Übertage, alle Rohrtouren voll verschweißt
- Zusätzliches Komplettierungselement der LzRT ist ein fußseitig integriertes Bauteil mit zwei abgestuften Spezialinnengewinden (Ratch-Gewinde) zur Verankerung zwei weiterer Rohrtouren. Beide Rohrtouren (SRT, FRT) sind mit einem Spezialaußengewinde (Latch-Gewinde) komplettiert.
- Monitoring der Ringräume ist gegeben.
- optimaler Förderquerschnitt analog einer Standardpackerkomplettierung

Die Anwendung der dargelegten Varianten ist im Einzelfall für jede Bohrung zu prüfen und ggf. anzupassen. Die nachfolgende Tabelle 12 gibt einen Überblick über die wesentlichen Vor- und Nachteile der Varianten.

Var.	Vorteile	Nachteile	Neu- / Bestandsbohrung
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Standardequipment in der Erdgasspeicherung</li> <li>• räumliche Trennung zw. LzRT und FRT gegeben</li> <li>• Korrosionsschutz durch Schutzflüssigkeit zw. LzRT und FRT</li> <li>• Vermeidung von Wechsellasten durch Ablanden unter zusätzlicher Zugspannung, Minimierung mechanischer Verschleiß</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bislang kein für H<sub>2</sub>-zertifizierter Produktionspacker auf dem Markt verfügbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geeignet für Neubohrungen</li> <li>• für Bestandsbohrungen nur geeignet, wenn H<sub>2</sub>-Resistenz für LzRT und Zement nachgewiesen wurde bzw. die nicht H<sub>2</sub>-resistenten Bereiche überdeckt werden</li> </ul>
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle Vorteile der Var. 1</li> <li>• zusätzlicher Schutz der LzRT durch SRT gegeben</li> <li>• zusätzlicher Überwachungsringraum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bislang keine für H<sub>2</sub>-zertifizierte Produktionspacker auf dem Markt verfügbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• gemäß Var. 1</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle Vorteile der Var. 2</li> <li>• unabhängig von herkömmlichen Packersystemen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwicklung und Verifizierung spezieller lösbarer Verbindungen notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• gemäß Var. 1</li> </ul>

Tabelle 12: Übersicht der Vor- und Nachteile der möglicher Komplettierungsvarianten (UGS Mittenwalde GmbH)

## 3.5.5 Untertage-Komponenten

### 3.5.5.1 Zementation

Wie bei der Erdgasspeicherung sind auch im Falle einer Wasserstoffspeicherung durch die Zementation die folgenden Faktoren zu gewährleisten:

- feste Verankerung der Casings durch gute Haftung des Zementsteins sowohl am Rohrmaterial als auch mit dem Gebirge
- Mechanische Versteifung der Casings zum Schutz vor Schichtdrücken
- Schutz der Casings vor Korrosion
- Schichtentrennung zur Vermeidung von Hinterrohrzirkulation
- Abdichtung des Ringraumes nach Übertage.

Während bei Produktionsbohrungen flüssiger Medien (z.B. Öl, Sole) nur eine hydraulisch dichte Zementation gefordert wird, ist es die Aufgabe der Zementation bei Gasspeicherbohrungen dafür Sorge zu tragen, dass der Speicherinhalt nicht über den Ringraum in höher gelegene poröse Deckschichten abwandern kann oder sogar zutage strömt. Das bedeutet, dass eine gasdichte Zementation hergestellt werden muss.

Die für die Tiefbohrindustrie eingesetzten Zemente müssen eine Reihe von speziellen Aufgaben erfüllen. Deshalb wurden im Laufe der Zeit spezielle Tiefbohrzemente entwickelt, die vom API genormt wurden, und somit weltweit vergleichbar zu sein. Der auch heute noch verwendete Portland-Zement gilt als sogenannter Basiszement. Je nach den zu der Grundsubstanz zugegebenen Zuschlagstoffen entstehen verschiedene Spezialzemente, die dem Zement bestimmte Eigenschaften wie Festigkeit, Temperaturbeständigkeit oder Beständigkeit gegen verschiedene Stoffe verleihen.

Gegenwärtig laufen im Rahmen des Forschungsprojektes HYPOS H<sub>2</sub>-UGS [7] experimentelle Untersuchungen an Zementen für einen Wasserstoffeinsatz. Dabei geht es neben den rein chemischen Untersuchungen auch um Untersuchungen des Verbundes Gebirge-Zement-Rohr [7]. Die bisherigen Ergebnisse (Permeabilitäten  $< 10^{-23} \text{ m}^2$ ) zeigen die technische Dichtigkeit der gefertigten reinen Salz- bzw. Zementsteinproben gegenüber Wasserstoff [27]. Bei den Versuchen an Verbundproben konnten bislang noch keine eindeutigen Untersuchungsergebnisse erzielt werden. Die Tests zur Überprüfung der Durchlässigkeit des Materialverbundes Casing-Zement-Gebirge sind bis Ende 2020 geplant.



Aufgrund der Tatsache, dass bereits Untergrundspeicher für Wasserstoff existieren und über mehrere Jahre betrieben werden<sup>10</sup> sowie mit Bezug auf die aktuellen Untersuchungsergebnisse des Forschungsprojektes H<sub>2</sub>-UGS ist davon auszugehen, dass die Zemente keine Restriktionen bzgl. des Speichermediums Wasserstoff darstellen. Bei einer Neuverrohrung sind die wasserstoffresistenten Zemente von Beginn an zu verwenden. Bei vorhandenen Bohrungen ist der gegenwärtige Zustand der Zementation der LZRT zu untersuchen und zu bewerten.

### 3.5.5.2 Bohrlochkopf

Der Bohrlochkopf ist Bestandteil sowohl der Bohrlochkonstruktion als auch der gastech-nischen Komplettierung. Die Anforderungen an den obertägigen Abschluss einer Bohrung sind abhängig von der Speicherart, dem Medium aber auch der Betreiberphilosophie.

Grundsätzlich gelten die Anforderungen der Erdgasspeicherung an alle technischen Kom-ponenten:

- Auslegung gemäß API Spezifikation 6A [28]
- Mechanische Verankerung aller obertägig anstehenden Rohrtouren, Aufnahme der axialen Lasten
- Abdichtung aller im Kavernenkopf eingebundenen Rohrtouren
- Absperrung des Förderstromes
- Kontroll- und Überwachungsmöglichkeit aller Räume
- Schnittstelle zwischen gastechnischer Komplettierung und obertägigen Anlagen.

Bei der technischen Umsetzung kommen folgende Prinzipien zum Tragen:

- Herstellung der drucktragenden Bauteile aus Schmiedestahl
- redundante Abdichtung aller Rohreinbindungen, möglichst nachaktivierbar
- redundante Absperrung aller Ringraumabgänge und des Steigraumes
- Armaturen überwiegend in der Variante Kugelhahn
- Steigraumseitiges autarkes Sicherheitssystem, Sicherheitsarmatur Typ Fail Safe
- Innendurchgang des Kavernenkopfes in der Bohrlochachse mindestens Innen-durchgang der Förderrohrtour.

---

<sup>10</sup> Clemens Dome, Moss Bluff und Spindletop in Texas / USA; sowie Teeside, England

Verfahrenstechnisch erfolgt die Speicherung von Wasserstoff im Expansionsprinzip und ist somit der Erdgasspeicherung gleichzusetzen. Gravierende Änderungen im Kopfdesign sind für den Anwendungsfall Wasserstoffspeicherung nicht zu erwarten. Eine Nachnutzung der bekannten Detaillösungen ist somit möglich.

Sowohl bei den Armaturen als auch bei der Abdichtung der Rohrtouren innerhalb der Verflansungen sind metallisch dichtende Systeme klar auf dem Vormarsch. Metallisch dichtende Kugelhähne im Double-Pisten Design (Design Fa. Hartmann Valves & Wellheads, siehe Abbildung 10) erfüllen sogar das Kriterium einer zweifachen metallischen Abdichtung. Durch die Kombination einer Blockfertigung mit integriertem Kugelhahn im Double-Pisten Design werden selbst an seitlichen Abgängen zwei echte Barrieren geschaffen.

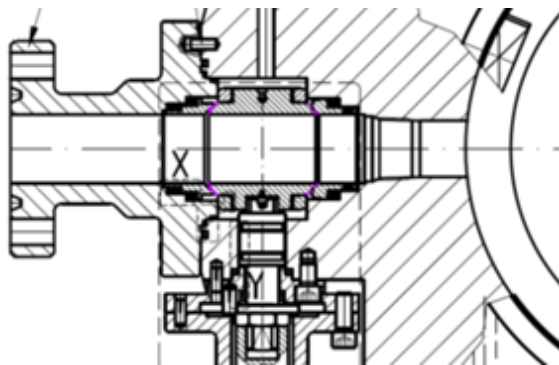


Abbildung 10: Kugelhahn mit Double-Pisten Design in Blockfertigung (UGS Mittenwalde GmbH)

Wie zuvor erwähnt, existieren auch für die Abdichtung der Rohrtouren metallisch dichtende Systeme. Allerdings lassen sie sich aktuell nicht im eingebauten Zustand von außen nachaktivieren.

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die obertägigen Ausrüstungen zum Abschluss einer Kaverne in Summe eine vergleichsweise gute Eignung für die Wasserstoffspeicherung besitzen. Die Verfügbarkeit von rein metallisch dichtenden Armaturen für Wasserstoffprojekte ist gegeben. Zum heutigen Stand gibt es zumindest einen Hersteller, der Kavernenkopfausrüstungen für Wasserstoffanwendungen anbietet.

Durch folgende Maßnahmen gelingt auch in der Gesamtheit die erforderliche Betriebssicherheit:

- kompakte Bauweise (Blockbauweise)
- Minimierung der Flanschverbindungen ggf. Einsatz von zusätzlichen im Querschnitt befindlichen metallischen Dichtringen
- Primär Einsatz von Metalldichtungen, d. h. Reduzierung des Einsatzes von Elastomeren
- Verzicht auf eine Bohrlochkopfumhausung zur Gewährleistung der sicherheitstechnischen Anforderungen (Ansammlung von Wasserstoff) wird empfohlen. Bei einer Kopfumhausung kann nach Expertise UGS Mittenwalde GmbH auch bei ausreichender Belüftung die Ansammlung von Wasserstoff nicht vermieden werden.

### 3.5.5.3 Untertagesicherheitsventil

Untertagesicherheitsabsperrentile (USAV) dienen zur untertägigen Absicherung des Förderstranges gegen Bohrlochausbrüche. Die Einbindung des USAV in die Bohrlochkomplettierung ist Voraussetzung für eine bergrechtliche Genehmigung des dauerhaften Speicherbetriebes.

Nach der Art des Einbaus sind die USAV in zwei Hauptgruppen unterteilt:

1. permanente, am Förderstrang eingebaute fest verbundene und
2. vorübergehend am Draht mittels Wireline Technik in den Förderstrang eingebaute USAV.

Letztere benötigen in der Förderinstallation einen installierten Landennippel.

Nach der Art der Steuerung sind die USAV ebenfalls in zwei Hauptgruppen unterteilt:

- a. von Übertage mittels einer Control-Line gesteuerte und
- b. selbstschließende USAV.

Folgende Anforderungen an ein USAV zur Komplettierung in einer Speicherbohrung gelten sowohl für die Erdgas- als auch die zukünftige Wasserstoffspeicherung:

- vollständige Absperrung des Förderstranges im Störfall
- In „Offenstellung“ muss ein ausreichender Querschnitt zur Verfügung stehen. Zulässige Strömungsraten liegen bei 30 - 60 m/s.

- Für Messfahrten muss ein freier Querschnitt von mindestens 42 mm Durchmesser gegeben sein bzw. das USAV muss ziehbar sein
- Das geschlossene Ventil muss für den Fall, dass das hydraulische Ansteuern fehlschlägt, mechanisch geöffnet werden können.

Im Kavernenspeicherbau haben sich im Wesentlichen folgende zwei Typen durchgesetzt:

- Storm Choke (Klassifizierung 2b)
- Klappenventil Control-Line gesteuert (Klassifizierung 2a).

Für beide Typen liegen gute betriebliche Erfahrungen vor. Die Auswahl erfolgte oftmals auf Grund der Sicherheitsphilosophie der Speicherbetreiber, wobei in den letzten Jahren Control-Line gesteuerte Klappenventile den Vorrang hatten. Auf Grund des Platzbedarfes der Control-Line selbst, als auch für den Schutz und das Handling beim Einbau der Förderrohtour ergeben sich Einschränkungen. Entsprechende Referenzen liegen bei Clearance-Verhältnissen von ca. 15 mm vor. Bei den Varianten 2 und 3 sind diese Verhältnisse wahrscheinlich nicht gegeben, so dass hier auf ein Storm Choke gesetzt werden muss.

Hinsichtlich des Designs und der Wirkungsweise der verfügbaren Ventile gibt es bei der Wasserstoffanwendung aus heutiger Sicht keine Einschränkungen. Erfahrungen zum Materialverhalten liegen jedoch nicht vor. Neben dem eigentlichen Ventil ist bei der Eignungsprüfung die gesamte USAV-Sektion zu betrachten (Ventil, Landennippel, Übergänge). Hinsichtlich der Beanspruchung gelten die gleichen Rahmenbedingungen wie beim Förderstrang selbst (Wasserstoffkontakt, Wechselbeanspruchung, verschweißter Einbau).

Sollten die Hersteller kurz- und mittelfristig keine wasserstoffresistente USAV anbieten, ist es aus Sicht des Autors denkbar, bestehende Ausrüstung zu nutzen und entsprechende Prüf-szenarien zum Zustand und zur Funktionalität während des Wasserstoff-Speicherbetriebes zu entwickeln.

### 3.5.6 Fazit

Derzeit gibt es keine zugelassenen Stähle für die untertägige Speicherung von Wasserstoff. In Anlehnung an vorhandene technische Regeln zum Werkstoffeinsatz bei Wasserstoffanwendungen wären zusätzlich zum bisher vorliegenden Regelwerk für die Tiefbohrtechnik folgende Aspekte zu klären:

- Für Wasserstoffanwendungen sind Werkstoffe mit einer festgelegten chemischen Zusammensetzung und Gefügestruktur inkl. stark eingeschränkter Gehalte für Eisenbegleiter wie S und P notwendig, die im aktuellen Vorschriftenwerk für Rohrwerkstoffe in der Tiefbohrtechnik nicht festgelegt sind. Spezielle Anforderungen sind derzeit nur über geeignete Anfragespezifikationen für Werkstoffe umsetzbar.
- Niedriglegierte höherfeste und hochlegierte Stähle für Untertageausrüstungen sind bisher unzureichend untersucht. Die in bestehenden Regelwerken existierenden Eignungen für Werkstoffe aus diesen Werkstoffgruppen beziehen die üblicherweise verwendeten Werkstoffe in der Tiefbohrtechnik nicht vollständig ein.
- Festigkeitsbeschränkungen für wasserstoffbeaufschlagte Werkstoffe auf Grund unzureichender Ausgangszähigkeit begrenzen die Palette der einsetzbaren Rohrgüten. Insbesondere für höhere Außendrucke bei zunehmender Teufe bestehen für letzte zementierte Rohrtouren nach derzeitigem Stand Dimensionierungsprobleme.
- Prüfungen einer ausreichenden Ausgangszähigkeit durch den Kerbschlagbiegeversuch sind für Rohrwerkstoffe gemäß dem Vorschriftenwerk nicht grundsätzlich erforderlich, für den Eignungsnachweis bei Wasserstoffanwendungen jedoch notwendig.
- Für die Härte sollen mit der Zugfestigkeit korrelierende Kennwerte festgelegt werden, um mit den einfacheren Härteprüfungen während des gesamten Fertigungsprozesses Rückschlüsse auf die Festigkeit ziehen zu können.

Eingesetzte Werkstoffe sollten grundsätzlich eine homogene, feinkörnige Gefügestruktur aufweisen, so dass Wärmebehandlungsmaßnahmen für die zu liefernden Bauteile festzulegen sind.

Für die Errichtung und den Betrieb neuer sowie die Umrüstung zur Nutzungsänderung bestehender Untertagespeicher zur Speicherung wasserstoffhaltiger Gase ergeben sich aus heutiger Sicht für den Werkstoffeinsatz folgende Grundsätze:

- Derzeit existiert keine verbindliche Richtlinie oder Norm für die Werkstoffauswahl inkl. Prüf- und Nachweisverfahren von Bohrfeldstählen bei Wasserstoff als einzuschließendes Medium. Die API 5CT beinhaltet aktuell keine Festlegungen zur chemischen Zusammensetzung, zum Wärmebehandlungszustand oder zu

geeigneten Prüfverfahren bei Wasserstoff als einzuschließendes Medium. Die Eignung von Werkstoffen für Rohre im Untertagebereich wird derzeit untersucht.

- Zugelassene Werkstoffe für Untertageausrüstung stehen nicht zur Verfügung. Derzeit finden hierzu auch keine Untersuchungen statt. Bis ausreichende Erfahrungen zu den Werkstoffen vorliegen, sollte die Beanspruchung der UT-Ausrüstung auf das absolut notwendige Minimum (Bohrungsdesign) reduziert werden.
- Verbindungen von Bauteilen sollten hauptsächlich durch Schweißen hergestellt werden. Nur in Ausnahmefällen sollten Flanschverbindungen eingesetzt werden. Auf Schraubverbindungen sollte bei wasserstoffhaltigen Medien möglichst ganz verzichtet werden.
- Die Anzahl der Verbindungen sollte auf das Notwendigste begrenzt werden
- Qualifizierung der Untertageausrüstung über 2 Wege
  - Ersatz aller ungeeigneten durch wasserstoffresistente Stähle oder
  - Prüfung bisheriger Werkstoffe vor der Beaufschlagung mit Wasserstoff
- Die verwendeten Stähle für die Verrohrung und die Untertageausrüstung ist bei Bestandskavernen für jeden Einzelfall gesondert zu prüfen, da auch bei Ausrüstung vom gleichen Hersteller zu verschiedenen Zeiten unterschiedliche Stähle und Stahlzusammensetzungen verwendet wurden. Grundsätzlich ist nach derzeitigem Kenntnisstand auf Grund der verwendeten Materialien bei Bestandskavernen nicht von einer Eignung für die Wasserstoffspeicherung auszugehen.

Des Weiteren kann Folgendes festgestellt werden:

- Die Nachnutzung bekannter Technologien und Ausrüstungen der Speicherung von methanhaltigen Gasen ist grundsätzlich gegeben.
- Erste Untersuchungen hinsichtlich der Auswahl geeigneter Materialien für die Fertigung von Rohren sowie der Zementauswahl sind erfolgt. Die Bereitstellung ist mittelfristig gegeben.
- Bei den Kopfausrüstungen ist die Nachnutzung ebenfalls gegeben. Erste Hersteller bieten Kopfausrüstungen speziell für die Wasserstoffspeicherung an.
- Handlungsbedarf besteht bei den untertägigen Komplettierungselementen, wie beispielsweise dem Permanentpacker und dem Untertagesicherheitsventil. Die Aussagen der Hersteller beziehen sich derzeit nur auf das Design und die Wirkungsweise. Zum Materialverhalten im direkten Kontakt mit Wasserstoff gibt es keine Aussagen.

- Aus der untertägigen Speicherung von Stadtgas sind das Ausmaß und die Schwere von durch Wasserstoff verursachten Schäden an untertägigen Ausrüstungen bekannt. Langzeituntersuchungen mit reinem Wasserstoff liegen bislang nicht vor. Demzufolge sind derzeit keine wasserstoffgeeigneten untertägige Ausrüstungselemente verfügbar. Die Lösung dieses augenscheinlichen Problems ist Aufgabenstellung für weitere Untersuchungen.
- Lässt man die Materialfrage bei den untertägigen Ausrüstungen außen vor, so stellt die Packerkomplettierung auch bei der Wasserstoffspeicherung die Vorzugsvariante dar.
- Bei einem Verzicht auf wasserstoffanfällige Elemente sind Komplettierungsvarianten weitestgehend nur aus Stahl und Zement denkbar (Variante 3). Unter der Maßgabe zukünftig auch im Untertagebereich geeignete Stähle und Zemente zur
- Verfügung zu haben, ergeben sich durch das einfache Design und die Nutzung metallischer Dichtungen gute Rahmenbedingungen. Die Verfügbarkeit ist mittelfristig gegeben. Referenzen liegen nicht vor.
- Die Doppelpackerkomplettierung ist mit der Packerstandardkomplettierung gleichzusetzen. Das Alleinstellungsmerkmal besteht darin, dass durch die zusätzliche Schutzrohrtour letztlich zwei kontrollierbare Ringräume zwischen dem Speichermedium und der Endverrohrung existieren. Dadurch ist die permanent verbaute Endrohrtour als Bindeglied zum Gebirge absolut frei vom Kontakt mit dem Medium, aber auch frei von betriebsbedingten Spannungen infolge von Druck und Temperatur. Durch ein gezieltes Monitoring besteht zusätzlich die Möglichkeit, Leckagen obertägig zu reproduzieren und frühzeitig Maßnahmen einzuleiten.

Aufgrund fehlender Kurz- und Langzeituntersuchungen bzgl. der dauerhaften Dichtheit von untertägigen Bauteilen gegenüber Wasserstoffbeimischungen und reinem Wasserstoff können die Speicherbetreiber aktuell nicht auf Standardausrüstung zurückgreifen. Aufgrund des relativ begrenzten europäischen Marktes forcieren die Hersteller selbst keine wasserstoffbezogenen Weiter- bzw. Neuentwicklungen ihrer Produkte.

In bisherigen Forschungsprogrammen, wie HYPOS H<sub>2</sub>-UGS, sind ebenfalls keine experimentellen Tests an Materialien von Untertageausrüstungen integriert. Erste Ergebnisse zur Untersuchung einfacher Materialteststrecken liegen aus dem Forschungsprojekt Sun Storage (Erdgaslagerstätte [2]) vor.

Sollten die Hersteller weiterhin keine wasserstoffresistenten Ausrüstungen (Fokus: Packer, USAV, zugehörige Dichtelemente) anbieten, bestünde die Möglichkeit der Prüfung untertägiger Ausrüstung und Materialien unter realen Bedingungen im Rahmen der Förderinitiative Reallabore. Aufgrund des temporären Testzustandes einer Bohrung bzw. eines Untergrundspeichers lassen sich hierbei spezielle Konzepte zur Eignungsprüfung untertägiger Ausrüstung und Materialien entwickeln und anwenden.

### 3.6 Qualitative Auswirkungen und Anforderungen an das Speicherreservoir

Die bestehende Gasinfrastruktur soll zur Nutzung von Wasserstoff nach Aussage des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) für eine schrittweise Erhöhung des zuzufügenden Anteils weiterentwickelt und das DVGW-Regelwerk angepasst werden [29]. Für das Gasnetz kann unter Beachtung der Einschränkungen gemäß DVGW Arbeitsblatt G 262 [30], kein allgemeingültiger Grenzwert für Wasserstoffbeimischungen festgelegt werden. Es soll eine Erhöhung auf 20 Vol.-% Wasserstoff erreicht werden. Aktuell läuft beispielsweise das vom DVGW gemeinsam mit AVACON durchgeführte Pilotvorhaben H<sub>2</sub>-20<sup>11</sup>, bei dem die stufenweise Erhöhung des Wasserstoffanteils von 10 auf 20 Vol.-% in einem begrenzten realen Gasnetz untersucht wird. Auch über einen Anteil von 50 Vol.-% bis zu 100 Vol.-%, „grünem Gas“ im Gasnetz in der Zukunft wird bereits nachgedacht.

Nach Informationen des wissenschaftlichen Dienstes des Deutschen Bundestages zu Grenzwerten für Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur<sup>5</sup> kann Wasserstoff derzeit nur begrenzt der Erdgasinfrastruktur zugemischt und ausschließlich in Kavernenspeichern gelagert werden. Während für die Speicherung in Kavernen im Wesentlichen noch ein Anpassungs- und Regelbedarf gesehen wird, besteht für die Speicherung in Porenspeichern zunächst die Notwendigkeit, den hohen Forschungs- und Untersuchungsbedarf abzudecken.

Im Folgenden wird der derzeitige Kenntnisstand zum Speicherreservoir (Porenspeicher und Kavernen) auf der Grundlage der Sichtung und Bewertung der vorliegenden Literatur [16], [17], [18], [31], [32], [33], [34] und aktueller Speicherprojekte und genereller Erkenntnisse zur unterirdischen Speicherung zusammenfassend dargestellt und der verbleibende Forschungs- und Entwicklungsbedarf abgeleitet.

---

<sup>11</sup> DVGW, H<sub>2</sub>-20, Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff-Einspeisung in Erdgas (G 201902) Projektlaufzeit: 10.2019 - 09.2022  
<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20/><sup>12</sup>  
RWTH Aachen, Geo:N-Verbundprojekt H<sub>2</sub>-ReacT, Transport von Wasserstoff in Gesteinen unter Berücksichtigung abiotischer chemischer und mikrobieller Redoxreaktionen (BMBF, 2017-2020)



### 3.6.1 Wechselwirkung Speichermedium mit Speicherreservoir / Speicherinhalt

#### Physikalische Prozesse

Bei der Zumischung von Wasserstoff in Untergrundspeicher, die in Aquiferen und erschöpften Lagerstätten angelegt sind, besteht die Möglichkeit von Gasverlusten durch Diffusion [33]. Im Speicherreservoir kann sich das gespeicherte Gas im Haftwasser lösen. Vor Beginn der Injektion des wasserstoffhaltigen Gases in ein altes Gasfeld oder in einen Aquifer ist das Lagerstättenwasser zunächst wasserstofffrei. Mit Beginn der Injektion entsteht ein thermodynamisches Ungleichgewicht, das zu einer intensiven Einlösung des Wasserstoffs in das Haftwasser führt.

In einer Veröffentlichung zur quantitativen Ermittlung der typischen Gasverluste eines reinen Wasserstoff-speichers wurden entsprechende Größenordnungen von den Autoren [34] ermittelt. Carden und Paterson haben angenommen, dass sich das Formationswasser im Laufe eines Injektionszyklus mit dem Wasserstoff sättigt.

Bei einer Haftwassersättigung von 20 % kamen sie zum Ergebnis, dass etwa 0,4 % des Gases im ersten Speicherzyklus unumkehrbar verloren gehen. Während der Gasentnahme fließt das Aquiferwasser in die Transitzone ein, und durch die Diffusion entsteht ein Ausgleich der gelösten Wasserstoffkonzentration.

Im Laufe des nächsten Injektionszyklus fließt das Aquiferwasser mit dem aufgenommenen Wasserstoff ab, und das untersättigte Haftwasser bleibt in der Transitzone zurück und kann anschließend eine neue Menge des freien Wasserstoffs aufzunehmen. Über die Lebensdauer eines Speichers können dadurch etwa 2 % des gespeicherten Gases verloren gehen.

Theoretisch kann die Beimischung von Wasserstoff durch eine Verringerung der Viskosität und damit einer Erhöhung der Mobilität gegenüber reinem Erdgas zu einer verstärkten Ausbreitung entlang der Deckschicht infolge von Fingerbildung in Aquiferstrukturen mit aktivem Randwassertrieb führen. Dieser Effekt kann durch gravitative Segregation noch verstärkt werden und zur Immobilisierung von eingeschlossenen Gasvolumen führen. Das durch makroskopische Vorgänge in der Formation gebundene Gasvolumen hängt von der Heterogenität des Gesteins und weiteren Gas- und Gesteinsparametern wie Dichte, Viskosität und relativer Permeabilität sowie der Gasförderrate ab.

Die Minimierung derartiger Gasverluste kann über eine Optimierung des Injektionsregimes erreicht werden. Dabei sind maximal zulässige Injektionsraten zu ermitteln, die einen stabilisierten Verdrängungsprozess ohne Fingerbildung ermöglichen und Gasverluste durch Retention in der Lagerstätte vermeiden.

Die durch Zumischung von Wasserstoff herabgesetzte Viskosität und erhöhte Mobilität des Speichergases führt zu einer Verbesserung der Effektivität der Speicherung aufgrund der Reduzierung der Druckverluste innerhalb der Bohrung und der Formation bei der Ein- und Ausspeisung des Gases.

### **Geochemische Reaktionen**

Während der Speicherung von Wasserstoff besteht die Gefahr, dass Gesteinsminerale durch geochemische Reaktionen mit dem Reservoirfluid aufgelöst werden. Diese können zu direkten Energie- bzw. Gasverlusten führen. Des Weiteren können unerwünschte Wechselwirkungen mit Gesteinsmineralen Schäden an der Gesteinsmatrix und der Mineralstruktur verursachen, was zur Veränderung der entscheidenden Reservoirereigenschaften wie Porenvolumen und Permeabilität führen kann. So ist beispielsweise die Reaktion von Wasserstoff mit Carbonaten und anderen Reaktionspartnern wie Sulfaten, Sulfiden usw. möglich.

Generell verlaufen solche geochemischen Reaktionen sehr langsam ab bzw. die Reservoirtemperaturen sind nicht hoch genug, um diese Reaktionen zu aktivieren. Sie sind daher weniger relevant bei der Berücksichtigung der Prozesse für die Gasspeicherung. Mikroorganismen könnten allerdings als Katalysator für solche Prozesse wirken.

### **Transportmechanismus im Reservoir**

Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und Methan (Erdgas) unterscheiden sich grundlegend. Daher muss untersucht werden, ob sich die Dispersion und Verteilung des Gases in porösen Formationen und Verteilung verändert. Mögliche Wechselwirkungen mit dem Kissengas müssen berücksichtigt werden

Aktuelle Ergebnisse zu dieser Fragestellung finden sich im Abschlussbericht der RAG zum Forschungsprojekt Underground Sun Storage [2]. Hier wurde in Laborversuchen und darauf aufbauenden dynamischen Simulationsrechnungen der Frage nachgegangen, ob ein wasserstoffhaltiges Gas in der Lagerstätte ein anderes physikalisches Verhalten zeigt als reines Erdgas.

Bei statischen Versuchen sollte u. a. überprüft werden, ob eine Entmischung von Wasserstoff und Methan in abgeschlossenen Reaktoren bei unterschiedlichen Drücken über Zeiträume von 6 bis 12 Monaten möglich ist. Es konnte gezeigt werden, dass unter Berücksichtigung der Messgenauigkeit keine Entmischung nachweisbar ist.

Es wurden auch dynamische Versuche zur möglichen Entmischung beider Gase beim Durchströmen von porösem Gestein durchgeführt; mit dem Ergebnis, dass praktisch kein Geschwindigkeitsunterschied zwischen Methan und Wasserstoff im porösen Raum existiert. Ähnliche Versuche an Bohrkernen durch das DBI Leipzig kamen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass das Fließverhalten des Wasserstoffes in der Lagerstätte dem von Methan entspricht.

In Durchströmungsversuchen unter High Temperature / High Pressure Bedingungen wurden Sandsteine und Lagerstättenfluid des Reservoirs über mehrere Monate einem Methan/Wasserstoffgemisch ausgesetzt. Für Gase mit einem Anteil von 25 Vol.-% und 75 Vol.-% Wasserstoff konnte an Sandsteinkernen der Molassezone (Speicher) keine Abweichungen der Permeabilitäten gemessen werden. Auch andere Laborauswertungen zeigten keine Veränderungen und bestätigen damit das aus der Literatur bekannte Phänomen, das speziell die niedrigen Temperaturen im Speicher eine schnelle geochemische Reaktion unterbinden.

### **Mikrobiologische Prozesse**

Bei der Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern ist u. a. der Einfluss des Speichergases auf die Zusammensetzung der Biozönose zu berücksichtigen und die Frage zu beantworten, inwieweit die unterschiedlichen Mikroorganismen an der Methanogenese, der Sulfatreduktion oder der Bildung und Auflösung von Mineralien beteiligt sind.

Im Ergebnis molekularbiologischer Untersuchungen berichtet das Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) im Abschlussbericht zum Teilprojekt 4 im Rahmen des Verbundprojektes H<sub>2</sub>STORE [35], dass insbesondere das Wachstum von sulfatreduzierenden Bakterien (SRB) begünstigt wurde. Eine Methanbildung konnte unter Versuchsbedingungen mit hohen Salinitäten des Schichtwassers nicht nachgewiesen werden, ist aber für andere Salzgehalte belegt. Es kommt also zu einer Umwandlung des eingespeicherten Wasserstoffs in Methan und damit zu einer Reduzierung des Wasserstoffinhalts im Speicher. Durch mikrobielle Prozesse kann es zu Auflösungsprozessen an der Oberfläche von Mineralien (z.B.: Feldspat, Quarz) und zu durch Mikroorganismen beschleunigte Bildung von sekundären Tonmineralien kommen. Sie können eine Schädigung des Gesteinsverbands aber auch die Bildung von biofilmartigen Strukturen und Neubildung von Karbonaten sowie Eisenoxidausfällungen aus mikrobieller Bildung verursachen.

Organisches Material aus dem Gestein führt zu erhöhten mikrobiellen Umsatzraten. Das Wachstum methanogener und sulfatreduzierender Bakterien führt zu einem Rückgang der Wasserstoff- und einer Zunahme der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Speichergas.

In Abhängigkeit von der vorherrschenden Art des Stoffwechsels kann die mikrobielle Umsetzung des Wasserstoffs zu erheblichen Druckverlusten und wirtschaftlich relevanten Heizwertverlusten sowie weiteren negativen Auswirkungen auf das Betriebsregime und die Sicherheit des Untertagespeichers führen.

Für Porenspeicher sind nach den Ergebnissen aus dem DGMK-Forschungsprojekt 756 [33] vor allem die folgenden Risiken zu nennen:

- Korrosion und Versauerung des Reservoirfluids durch Akkumulation von Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) und organische Säuren
- Abnahme der Permeabilität durch Eisensulfid (FeS)-Ausfällung, Biofilme und extrazelluläre Substanzen
- Verringerung der Gasqualität durch Wasserstoffverbrauch und Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S)-Bildung
- Mikrobiell induzierte Korrosion
- Stimulierung mikrobieller Prozesse durch zusätzliches Wasserstoff-Energiepotential
- Ausfällung bzw. Lösung von Matrixkomponenten (Carbonaten)
- Sedimentation von Schwefel / Biofilmen in Obertageanlagen durch erhöhten Schwefelwasserstoffgehalt (H<sub>2</sub>S) Anteil im ausgespeisten Gas

Die Verfügbarkeit von Schwefel kann also die Möglichkeiten der Beimischung von Wasserstoffgas zu Erdgas entscheidend negativ beeinflussen. Praktische Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung, z.B. bei der VNG AG in ausgeschöpften Gaslagerstätten, weisen allerdings darauf hin, dass in diesen Speichern ein bestimmtes Pufferpotenzial für Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) vorhanden war, welches in der Betriebshistorie nicht voll ausgeschöpft wurde. Die betrieblichen Auswirkungen waren in diesen Fällen sehr begrenzt.

Wenn Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) verfügbar ist, kann dies zur Methanerzeugung führen. Dies geht Hand in Hand mit einem Verlust des Gasvolumens, des Reservoirdrucks sowie des Heizwerts. Allerdings ist das dabei entstandene Umsetzungsprodukt Methan in der bestehenden Infrastruktur und beim Endverbraucher nutzbar. Es gibt daher verschiedene

Forschungsaktivitäten in Europa, die die Nutzung dieser Prozesse zum Ziel haben (z.B. RAG Underground Sun Conversion [36]).

Die mikrobielle Zusammensetzung in den Lagerstättenwässern unterscheidet sich für unterschiedliche Lagerstättentypen ebenso wie das Angebot an organischem Material. Mikrobielle Aktivitäten und damit der Verlust von Wasserstoff im Speicher sind also standortspezifische Ereignisse und damit auch entsprechend zu untersuchen.

Durch Simulation von Speicherbedingungen eines Testfeldes der RAG [2] im Labor konnte gezeigt werden, dass aus mikrobiologischer Sicht eine Einspeicherung von Wasserstoff auch in einer Konzentration von 10 Vol.-% möglich ist, solange terminale Elektronenakzeptoren nicht in erheblichem Ausmaß vorhanden oder verfügbar sind. Diese Aussage kann auch auf andere poröse Erdgasfelder übertragen werden, jedoch sollte jedes Erdgasfeld im Sinne seiner mineralogisch-petrographischen und hydrochemischen Zusammensetzung geprüft werden.

Neben Wasserstoff können auch andere Gase wie Kohlendioxid und Sauerstoff chemische und mikrobielle Reaktionen, vor allem in Aquiferspeichern, und folglich Korrosion an der Bohrlochkomplettierung verursachen. Unlösliche Reaktionsprodukte zeigen Auswirkungen auf die Permeabilität und führen zu möglichen Blockierungen (well plugging) im sondennahen Bereich (z.B. Sand Screens, Gravel Packs).

Die unterirdische Speicherung von Stadtgas in erschöpften Gasfeldern und Kavernen verursacht deutlich weniger technische Probleme. In Kavernen ist das Potenzial für chemische und mikrobiologische Reaktionen deutlich kleiner als in einem porösen Reservoir, da die Kontaktfläche zwischen Speichermedium und Speicherinhalt/Reservoir deutlich kleiner ist. Untergeordnet können die vorgenannten Prozesse im Kavernensumpf auftreten.

Weitere Aussagen zu chemischen und mikrobiellen Reaktionen werden im Ergebnis des Projekts H<sub>2</sub>\_React: „Transport von Wasserstoff in Gesteinen unter Berücksichtigung abiotischer und mikrobieller Redoxreaktionen“<sup>12</sup> erwartet. Ziel des Projekts ist die Gewinnung experimenteller Daten zur Kinetik chemischer Reaktionen und mikrobieller Umsetzungen sowie zu Transportmechanismen des molekularen Wasserstoffs in tiefen geologischen Systemen.

---

12 RWTH Aachen, Geo:N-Verbundprojekt H<sub>2</sub> React, Transport von Wasserstoff in Gesteinen unter Berücksichtigung abiotischer chemischer und mikrobieller Redoxreaktionen (BMBF, 2017-2020)

## Ergebnisse Feldversuch Underground Sun Storage

Neben den Ergebnissen der theoretischen Modellierungen und laborativen Untersuchungen zur Wasserstoffbeimischung in Porenspeichern kann auch auf ein erstes europäisches Demonstrationsprojekt der RAG zur Speicherbarkeit verwiesen werden [36]. Hier sollten unter realen Bedingungen die zuvor getroffenen Aussagen zur Integrität des Speichers für einen Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% für einen kompletten Speicherzyklus, bestehend aus Einspeicherphase, Einschlussphase und Ausspeicherphase, verifiziert werden:

- Im Ergebnis der Wasserstoffbilanzierung wurde eine Rückgewinnung von 82 % des eingebrachten Wasserstoffs nachgewiesen.
- Ein Anteil von etwa 4 - 5 % des Wasserstoffs ist in das Kissengas diffundiert.
- Für die Reaktion von Wasserstoff und Kohlendioxid hin zu Methan (Methanogenese) ergibt sich rechnerisch ein Verbleib von etwa 3 % des eingebrachten Wasserstoffs.
- Obwohl in der Lagerstätte potentiell Schwefel - gelöst im Lagerstättenwasser (SO<sub>4</sub>) und als Feststoff (Pyrit) - vorkommt und Schwefel reduzierende Bakterien (SRB) im Lagerstättenwasser nachgewiesen wurden, konnte während des gesamten Feldversuches kein Schwefelwasserstoff im Gasstrom festgestellt werden.
- Das Reaktionspotenzial von Wasserstoff in der Lagerstätte wurde auf Grund der Temperatur- und Druckbeobachtungen insgesamt als gering eingestuft.
- Für die Löslichkeit von Wasserstoff in Wasser konnte nachgewiesen werden, dass diese sehr stark von der Menge und der Art der im Wasser gelösten Ionen abhängt. Für eine Abschätzung Menge an gelöstem Wasserstoff wurden 2 Löslichkeitsmodelle verwendet. Nach Lassin [37] ist die Lösung von bis zu 10 % des initial eingebrachten Wasserstoffvolumens denkbar. De Lucia [38] gibt eine Löslichkeit von ~ 7,5 % an. Berechnungen unter Verwendung der Henry-Konstante ergeben lediglich Löslichkeiten von 0,88 %, weshalb hier Bedarf für weitere Untersuchungen gesehen wird.
- Aus den mikrobiellen Kulturen im Formationswasser lassen sich verschiedene Potentiale der Wasserstoffzehrung ableiten. Die mikrobiellen Prozesse sind von unterschiedlichen Faktoren abhängig (pH, Konzentration der Gaskomponenten, vorhandene mikrobielle Kulturen, Spurenelemente und Nährstoffe, etc.) und erfordern eine sorgfältige Voruntersuchung des zur Einspeicherung gewählten Gasfeldes.

- Während des gesamten Versuches konnte keine Reduktion der Permeabilität der Lagerstätte, die auf einen mikrobiellen Massenzuwachs, und damit einhergehendes Zuwachsen des Porenraumes schließen lässt, beobachtet werden. Dem gegenüber konnte der für einen Speicherbetrieb typische Anstieg der Permeabilität aufgrund von Austrocknungseffekten im sondennahen Bereich dokumentiert werden

### **Anbindung Reservoir**

Ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung der untertägigen Anforderungen an die Wasserstoffspeicherung ist, neben der Bewertung der Prozesse im Speicherraum selbst und der umgebenden Abdeckung, die Anbindung des Reservoirs über die Bohrung und Komplettierung an die obertägigen Einrichtungen. Einige der unter dem Punkt 3.5.1 gemachten Aussagen sind auch für diese Anbindung gültig.

Insbesondere für die im folgenden Punkt 3.5.2 beschriebenen Anforderungen an die Speicherabdeckung spielt die Bohrung und deren technische Integrität und Abdichtung gegen das Gebirge eine wichtige Rolle.

Diese Anforderungen für die Wasserstoffspeicherung an die technischen Elemente des Untertagebaus sind in Kapitel 3.4 und die untertägige Ausführung des Speicheranschlusses beziehungsweise das Speicherdesign unter Punkt 3.4.7 ausführlich beschrieben und werden daher an dieser Stelle nicht betrachtet.

## **3.6.2 Eigenschaften Speicherabdeckung**

Die geologische Dichtheit des Deckgebirges eines Porenspeichers gegenüber dem wasserstoffhaltigen Erdgas ergibt sich aus der Eigenschaft des Gesteins, einer möglichen Gasinfiltration mechanisch und hydraulisch standzuhalten. Die Permeabilität des Deckgebirges ist dabei ebenso zu berücksichtigen, wie Diffusions- und Lösungsprozesse.

Durch das Diffusionsvermögen des Wasserstoffs können Gasverluste ins Deckgebirge und angrenzende Randwasserbereiche auftreten [33]. Ein entscheidender Faktor ist die Wassersättigung des Deckgebirges, die standortabhängig unterschiedlich ausfallen kann.

Die maximale Konzentration der Gaskomponenten ist durch die Löslichkeit im Wasser begrenzt, wobei die von  $H_2$  geringer ist als die von Methan. Demgegenüber hat Wasserstoff aber ein viermal höheres Diffusionsvermögen. In ausgeförderten Lagerstätten werden keine

relevanten Diffusionsverluste von Methan erwartet, da sich das Formationswasser im Deckgebirge über geologische Zeiträume mit Methan aufgesättigt hat. Das Konzentrationsgefälle für Methan zwischen dem Speicher und dem Deckgebirge und damit der Diffusionsfluss sind vernachlässigbar klein.

Bei der Zumischung wird Wasserstoff aber bei jeder Injektion neu eingebracht. Der Konzentrationsgradient ist daher zu Beginn sehr hoch und die Diffusion, als ein sehr langsam ablaufender Prozess, kann über die gesamte Betriebszeit des Gasspeichers fortbestehen. Über die Lebensdauer eines Untergrundspeichers können so Wasserstoffverluste durch Diffusion ins Deckgebirge in der Größenordnung von etwa 2 % auftreten.

Aus den Erfahrungen mit der Stadtgasspeicherung ist bekannt, dass es neben den beschriebenen inneren Verlusten diesbezüglich keine Probleme hinsichtlich der Dichtheit und hydraulischen Integrität des Deckgebirges gegeben hat.

Ein anderer physikalischer Prozess betrifft die Durchlässigkeit der abdeckenden Schichten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Porenvolumen des Deckgebirges mit Wasser gesättigt ist und die Abdichtung durch den kapillaren Sperrdruck verursacht wird, welcher nicht überschritten werden sollte. Der Einfluss von Wasserstoff auf den kapillaren Sperrdruck ist nicht abschließend untersucht worden. Es wird davon ausgegangen, dass dieser von der Oberflächenspannung zwischen Wasser und Wasserstoff abhängt, welche vergleichbar mit der im System Wasser und Methan ist.

Das Projekt Underground Sun Storage der RAG in Österreich [2] hatte die Erforschung von großvolumigen und saisonalen Speichermöglichkeiten für erneuerbare Energie in ehemaligen Erdgaslagerstätten in Form von Wasserstoffbeimengungen als Ziel. In einer ersten Phase mit Grundlagenuntersuchungen sollte die Machbarkeit eines Feldversuchs geklärt werden. Dabei galt es insbesondere nachzuweisen, dass die äußere Integrität eines Speichers durch Wasserstoffbeimengungen von 10 Vol.-% nicht geschmälert wird. Für die zweite Phase, mit der Planung, Genehmigung, Errichtung und den Betrieb einer Feldversuchsanlage war es wichtig, erstmals praktische und interdisziplinäre Erkenntnisse zum Thema Wasserstoff in Porenspeichern zu gewinnen, und diese auch durch einen Feldversuch zu untermauern. Zum Nachweis der Integrität des Speichers wurden Messungen zur Gaspermeabilität an Proben des Deckgebirges durchgeführt. Der Vergleich von Wasserstoff- und Methanpermeabilität zeigte, unter Berücksichtigung der Messtoleranz, in etwa gleiche Ergebnisse. Daraus wurde abgeleitet, dass die Widerstandsfähigkeit des Deckgebirges gegen Gasmigration durch die Beimischung von Wasserstoff nicht beeinflusst wird.



In verschiedenen Studien zur Untersuchung der Dichte des Salzgesteins [17], [18], [7], [39] wurde gezeigt, dass praktisch keine Unterschiede in der Permeabilität von Steinsalz für Erdgas und Wasserstoff beobachtet werden konnten. Das heißt, es kann erwartet werden, dass Steinsalz genauso gut als geologische Barriere für die Wasserstoffspeicherung geeignet ist, wie sie es über viele Jahrzehnte nachgewiesener Weise für die Speicherung von Erdgas war.

Für Salzkavernen ist die Machbarkeit und technische Integrität für die unterirdische Speicherung von reinem Wasserstoff (100 Vol.-%) im Gegensatz zur Speicherung in ausgeförderten Gasfeldern oder Aquiferspeichern bereits durch verschiedene Anwendungen belegt. Aktuelle Projekte befinden sich in Texas (USA), wo Wasserstoff in einzelnen Kavernen in Clemens Dome, Moss Bluff und Spindletop zur Gewährleistung der Versorgungssicherung für die chemische Industrie gespeichert wird. Die Größe und Form dieser Wasserstoffkavernen sind vergleichbar mit Kavernen für die Erdgasspeicherung. Die technischen Installationen entsprechen aber nicht den europäischen Sicherheitsstandards. In Europa gibt es drei kleine Wasserstoffkavernen für die chemische Industrie in Teesside (England), die allerdings im Gegensatz zu normalen Gasspeicherkavernen ausschließlich bei einem konstanten Druck unter Verwendung von Sole für die Ausspeicherung betrieben werden.

Die Ergebnisse aus dem Betrieb derartiger Wasserstoffkavernen können natürlich nicht direkt auf zukünftige Speicherprojekte in Europa übertragen werden. Für einzelne gewonnene Forschungsergebnisse kann dies aber durchaus zutreffen.

### 3.6.3 Fazit

In Bewertung der vorgenannten Anforderungen an das Speicherreservoir gibt es für die untertägige Wasserstoffspeicherung aus derzeitiger Sicht eine klare Präferenz für die Nutzung von ausgesolten Kavernen.

Für die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern ist die Machbarkeit, aktuell zumindest, nicht verallgemeinerbar belegt. Es existieren Erfahrungen aus der Speicherung von Stadtgas in Porenspeichern, allerdings sind diese aufgrund der Heterogenität der geologischen Strukturen nicht auf andere Formationen übertragbar.

Bei der Nutzung von Porenspeichern ergibt sich ein klarer Vorteil für ausgeförderte Lagerstätten, hier insbesondere Gaslagerstätten gegenüber Aquiferspeichern. Einerseits ist die Dichte dieser Lagerstätten durch die Akkumulation von Gas/Oil über geologische Zeiträume bereits nachgewiesen und andererseits ergibt sich auch ein günstigeres Speicherumfeld für Wasserstoff.

Für alle vorgenannten Speicherarten ist eine untertägige Wasserstoffspeicherung unter dem Aspekt der technischen Integrität des Speichers bei geeigneten sonstigen Randbedingungen möglich.

Unterschiede ergeben sich aus den hier beschriebenen physikalischen, chemischen, mikrobiellen und lagerstättentechnischen Randbedingungen, die nicht immer eine Wasserstoffspeicherung gänzlich ausschließen, aber eine sinnvolle wirtschaftliche Nutzung unmöglich machen. Diese betrieblichen Aspekte der Speichernutzung werden im folgenden Kapitel 4 ausführlich behandelt.

Die Wechselwirkungen zwischen dem Speichergestein und des initial vorhandenen Speicherinhalts mit dem Speichergas sind sehr komplex und extrem Standortabhängig (Teufe, Druck, Temperatur, Speichergestein, Schichtwassermineralisation). Daher ist für jedes neue Speicherprojekt im Vorfeld einer praktischen Realisierung immer eine standortbezogene Analyse vorzunehmen, bei der alle in diesem Kapitel genannten Anforderungen im Detail untersucht werden müssen. Wie bei der untertägigen Erkundung von herkömmlichen Untertagespeichern in der Vergangenheit auch, kann dabei die negative Bewertung für ein einziges Kriterium zum Ausschluss für das Speicherprojekt führen.

Größerer Forschungsbedarf wird im Rahmen der Durchführung von Pilot- und Demonstrationsprojekten gesehen, um die Kriterien für eine Eignungsbewertung weiter eingrenzen bzw. im Vorfeld ein vereinfachtes Screening durchführen zu können.

## 4 Auswirkung auf betriebliche Belange (DEEP.KBB)

### 4.1 Leistungsdaten und thermodynamisches-Verhalten

#### 4.1.1 Kavernenspeicher

Im Rahmen der Bearbeitung (Leistungsdaten und thermodynamisches (pVT-) Verhalten) wurden quantitative thermodynamische numerische Simulationen für einen kompletten Speicherzyklus für verschiedene Mischungsverhältnisse von Erdgas und Wasserstoff anhand einer Modellkaverne berechnet. Ziel ist die Bestimmung der Speichermenge und Speicherkapazität (Volumen / Energie) sowie der Drücke und Temperaturen, die in einem möglichen Speicherbetrieb zu berücksichtigen sind.

##### 4.1.1.1 Verwendetes Kavernenmodell

Die Berechnungen wurden mit dem thermodynamischen Simulationsprogramm PVT3 durchgeführt. Dieses hausinterne Programm von DEEP.KBB wurde in der Vergangenheit in verschiedenen Projekten und Studien zur Speicherung von Erdgas, Wasserstoff oder Druckluft eingesetzt. Es beschreibt das thermodynamische Verhalten von Gasen in Salzkavernen, indem die vorgegebenen Massenströme und wesentliche Zustands- und Prozessgrößen in der Kaverne (einschließlich Wärmeaustausch mit dem Gebirge) sowie in der Bohrung berechnet werden.

Die Parameter des verwendeten Kavernenmodells sind der Tabelle 13 (und Tabelle 3) zu entnehmen. Die aufgeführten Daten entsprechen insbesondere in Teufenlage und Volumen den häufig in den norddeutschen Salzdomen erstellten zylindrisch ausgeformten Gasspeicherkavernen.

Bezeichnung	Wert
Rohrschuhteufe der LZRT [ $h_{t,RS}$ ]=m TVD	1.000,0
Teufe des Kavernendaches [ $h_{t,KD}$ ]=m TVD	1.100,0
Tiefster Punkt der Kaverne [ $h_{t,Kav}$ ]=m TVD	1.400,0
Mittlere Teufe des Hohlraums [ $h_{t,Kavn}$ ]=m TVD	1.250,0
Gesamtes geom. Kavernenvolumen [ $V_{geom}$ ]=m <sup>3</sup>	500.000
Mittlerer Kavernendurchmesser [ $d_{Kav}$ ]=m	26,0
Ungestörte Salztemperatur auf mittlerer Teufe des Hohlraumes [ $T_{salz}$ ]=°C	47,5
Innendurchmesser der Förderrohrtour (9 5/8" OD) [ $d_i$ ]=mm	220
angenommene Rauheit der Förderrohrtour [R]=mm	0,10
angenommene Kavernenkonvergenz (%/a)	0
Zulässiger Druckgradient bez. auf den RS der LZRT [ $\Delta p_{zul}$ ]=bar/m	0,18
Maximal zulässiger Druck bez. auf den RS der LZRT [ $p_{rs,max}$ ]=bar	185
Minimal zulässiger Druck bez. auf den RS der LZRT [ $p_{rs,min}$ ]=bar	60
angenommene Injektionstemperatur [ $T_{inj}$ ]=°C	30

Tabelle 13: Modellparameter Speicherkaverne (DEEP.KBB)

Es wird angenommen, dass die Speicherkaverne bereits länger im Betrieb ist und daher die Kavernentemperatur in Bezug zur geologischen Temperatur in der betrachteten Teufe ausgeglichen ist.

Die Gaszusammensetzung entspricht dem in Kapitel 2 genannten Gasgemischen aus Nordseegas und verschiedenen Wasserstoffanteilen und ist für die Ein- und Auslagerung jeweils identisch.

#### 4.1.1.2 Betriebsszenario und Berechnungsergebnisse

Bezogen auf den Normvolumenstrom erfolgt die Ein- und Auslagerung für die betrachteten Gaszusammensetzungen mit einem Gasbetriebsschema, das einen saisonalen Speicherbetrieb mit zum Teil überlagertem Handelsbetrieb darstellen soll. Mit zunehmendem Wasserstoffanteil steigt jedoch die Druckabhängigkeit des Systems, d.h. der Druck steigt und fällt bei gleichem Volumenstrom intensiver. Die Ein- und Auslagerungszyklen wurden daher so angepasst, sodass jeweils die gleichen Speicherdrücke angefahren bzw. die zulässigen Betriebsdrücke nicht überschritten wurden. Die resultierenden Dauern sind in Tabelle 14 aufgeführt.

Beschreibung	Rate [Q]=m <sup>3</sup> /h	Dauer [t]=d				
		0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Stillstand	0	20	20	20	20	20
Auslagerung	40.000	3	3	3	3	3
Stillstand	0	15	15	15	15	15
Auslagerung	100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Einlagerung	-100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Auslagerung	100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Einlagerung	-100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	25	25	25	25	25
Auslagerung	150.000	6	6	6	6	5
Stillstand	0	20	20	20	20	21
Auslagerung	100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Einlagerung	-100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Auslagerung	100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	1	1	1	1	1
Einlagerung	-100.000	1	1	1	1	1
Stillstand	0	20	20	20	20	20
Auslagerung	40.000	42	41	36	33	25
Stillstand	0	50	51	56	59	67
Einlagerung	-20.000	127	127	116	112	91
Stillstand	0	20	22	31	35	57
Einlagerung	-20.000	3	3	3	3	2

Tabelle 14: Betriebsszenario, angepasst für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen (DEEPKBB)

Die nachfolgenden Diagramme (Abbildung 11, Abbildung 12 und Abbildung 13) geben die Simulationsergebnisse hinsichtlich der Drücke am Rohrschuh der LZRT und am Kopf sowie die Kavernentemperatur wieder.

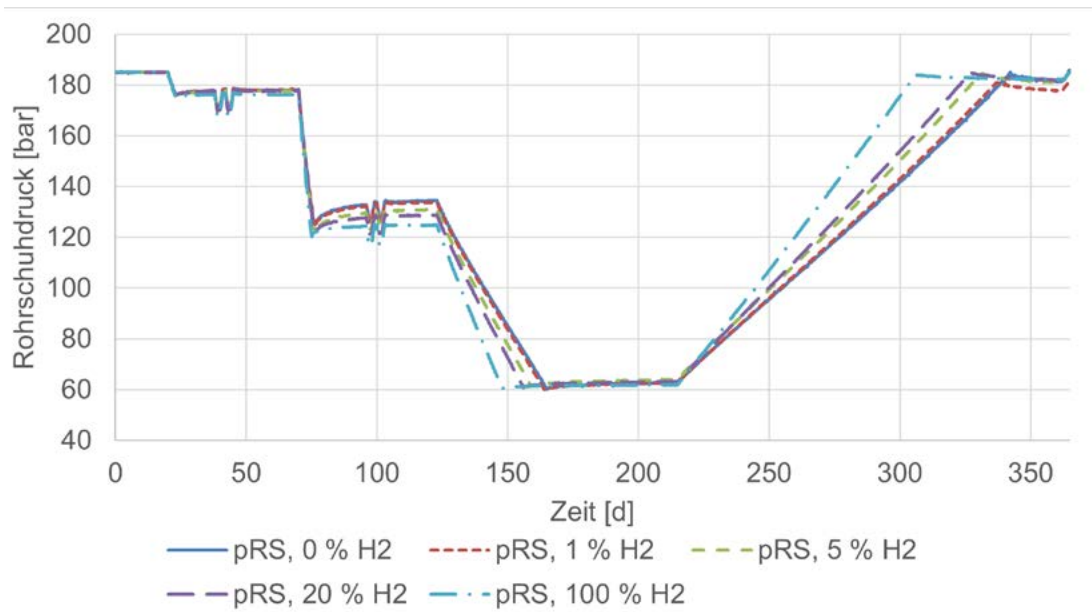


Abbildung 11: Simulierter Rohrschuhdruck für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen (DEEP.KBB)

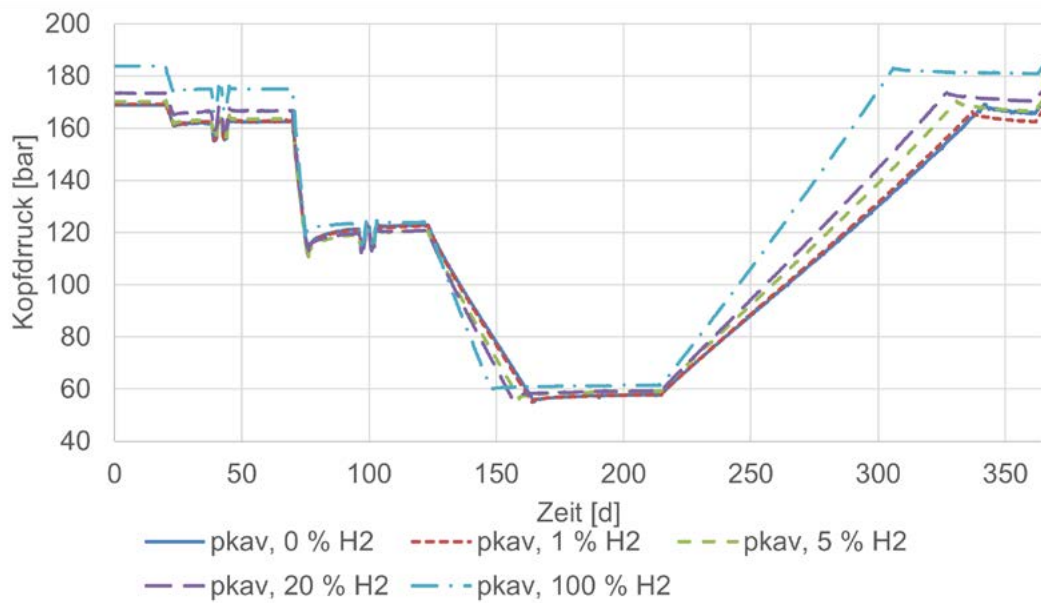


Abbildung 12: Simulierter Kopfdruck für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen (DEEP.KBB)

Die Druckverläufe zeigen die bereits angesprochene Zunahme der Gradienten (d.h. der Druckrate) mit höherem Wasserstoffanteil. Hieraus lässt sich bereits ableiten, dass bei gleichbleibender Druckratenbegrenzung und Zunahme des Wasserstoffanteils nur ein geringer werdender Volumenstrom ausgelagert werden kann.

Im Vergleich der jeweiligen Kopf- und Rohrschuhdrücke zeigt sich, dass der Druckunterschied mit der Zunahme des Wasserstoffanteiles deutlich abnimmt und somit am Kopf ein höherer Druck ansteht, siehe Tabelle 15. Dieses Verhalten resultiert aus der geringen Dichte des Wasserstoffes und der daraus resultierenden geringen statischen Druckdifferenz. Im Fall von Kavernenbohrungen mit einer knapp bemessenen Druckstufe des Kopfes kann es daher erforderlich werden, eine höhere Druckstufe des Kavernenkopfes auszuwählen.

Die geringe Wasserstoffdichte gemeinsam mit der geringen Viskosität führt ebenso zu einer geringen dynamischen Druckdifferenz bei Ein- oder Auslagerung.

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Druckdifferenz [ $\Delta p$ ]=bar bei [ $p_{\max}$ ]= 185 bar	16,04	15,79	14,79	11,62	1,30
Druckdifferenz [ $\Delta p$ ]=bar bei [ $p_{\min}$ ]= 60 bar	5,19	5,11	5,01	4,09	0,53

Tabelle 15: Druckdifferenz zwischen Rohrschuh und Kopf bei maximalem und minimalem Speicherdruck für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen (DEEPKBB)

Die in Abbildung 13 dargestellt Temperaturkurve in Kavernenmitte zeigen mit zunehmendem Wasserstoffanteil eine weniger ausgeprägte Abhängigkeit der Temperatur vom Speicherdruck. Im Zuge der Auslagerung nimmt die Temperatur also weniger stark ab (und bei der Einlagerung weniger stark zu), sodass geringere Extremwerte erreicht werden. Zusätzlich strebt die Kavernentemperatur im Stillstand schneller der Ausgleichstemperatur (ungestörte Salzttemperatur) zu, die hier auch der initialen Temperatur des Speicherzyklus entspricht.

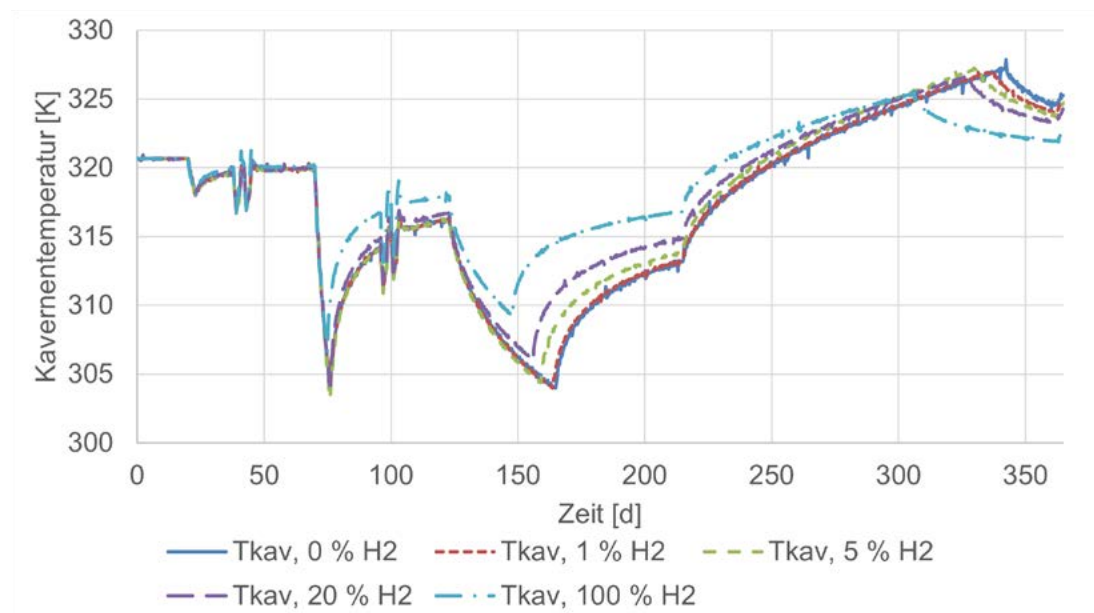


Abbildung 13: Simulierte Kavernentemperatur (in Kavernenmitte) für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen (DEEP.KBB)

Der Einfluss des Wasserstoffanteiles auf die Strömungsgeschwindigkeit in der Bohrung ist in Abbildung 13 anhand der Werte für den Kavernenkopf dargestellt. Am Kopf liegen generell niedrigere Dichten und damit stets die höchsten Strömungsgeschwindigkeiten vor und werden daher hier als Bezugsgröße angesehen.

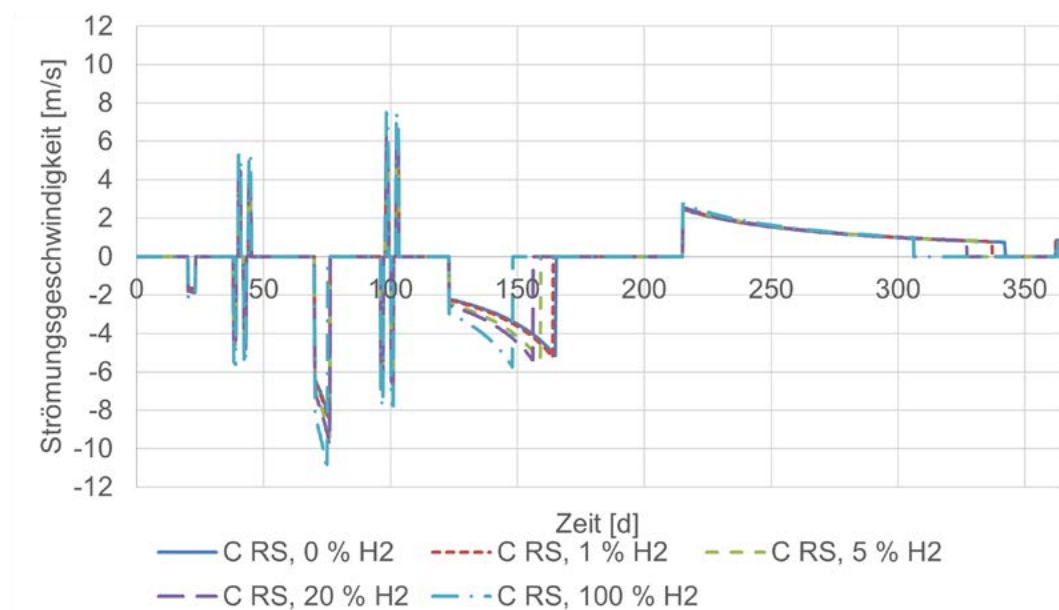


Abbildung 14: Simulierte Strömungsgeschwindigkeit am Kavernenkopf für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen (DEEP.KBB)



Die simulierten Strömungsgeschwindigkeiten nehmen mit zunehmendem Wasserstoffanteil zu, siehe Tabelle 16. Als Auslegungsgröße wird häufig eine maximale Strömungsgeschwindigkeit von 20 m/s vorgegeben. Somit kann bei einer hohen Auslagerungsrate, die für Erdgas gerade noch zulässig ist, im Fall einer hohen Wasserstoffbeimischung eine Überschreitung erfolgen. Aufgrund der geringeren Dichte werden der Massenstrom und die Belastung der Rohrtouren jedoch im Vergleich zu reinem Erdgas vermindert, so dass zumindest durch einen partikelfreien Gasstrom auch die mechanische Belastung der Rohrtour eher abnimmt.

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Maximale Geschwindigkeit bei Auslagerung [ $v_{\text{Ein}}$ ]=m/s	-8,49	-8,66	-9,41	-9,74	-11,14
Maximale Geschwindigkeit bei Einlagerung [ $v_{\text{Aus}}$ ]=m/s	5,54	5,65	6,14	6,37	7,50
Prozentuale Zunahme Auslagerung (%)	0,0	2,0	10,8	14,7	31,2
Prozentuale Zunahme Einlagerung (%)	0,0	2,0	10,9	15,0	35,5

Tabelle 16: Maximale Strömungsgeschwindigkeiten bei Ein- und Auslagerung sowie relative Veränderung bezogen auf Gaszusammensetzungen ohne Wasserstoffanteil (DEEP.KBB)

Für den maximalen und minimalen Speicherdruck (185 bar und 60 bar) wurden die Speichervolumina bzw. die entsprechenden Energiemengen (bezogen auf den in Kapitel 2 genannten Heizwert der Gasgemische) in Tabelle 17 aufgeführt. Die initialen Werte entsprechen dem maximalem Speicherinhalt (Gas in Place, GIP). Die minimalen Werte wurden zum Ende der Gasauslagerung (nach etwa 160 Tagen) bei Minimaldruck ausgelesen und können grob betrachtet als dynamisch berechnetes Kissengas angesehen werden. Das angegebene Arbeitsgas entspricht der Differenz zwischen dem maximalem Speicherinhalt und dem Kissengas. Die angegebenen Energien beziehen sich auf den in Kapitel 2 genannten Heizwert der betrachteten Gasgemische.

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Initiales Speichervolumen [V <sub>n,GGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup> bei [p <sub>max</sub> ]= 185 bar	95,95	95,36	92,90	85,32	70,33
Initiale Energiemenge [E <sub>GG</sub> ]=Mio. MJ bei [p <sub>max</sub> ]= 185 bar	3.711,4	3.661,9	3.463,0	2.821,5	758,2
Minimales Speichervolumen, Kissengasvolumen [V <sub>n,KGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup> bei [p <sub>min</sub> ]= 60 bar	30,96	30,76	30,93	29,06	26,20
Minimale Energiemenge [E <sub>KG</sub> ]=Mio. MJ bei [p <sub>min</sub> ]= 60 bar	1.197,6	1.181,2	1.153,0	961,0	282,5
Arbeitsgasvolumen [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	64,99	64,60	61,97	56,26	44,13
Energiemenge des Arbeitsgases [E <sub>AG</sub> ]=Mio. MJ	2.513,9	2.480,7	2.310,1	1.860,5	475,8

Tabelle 17: Speichervolumina und Energiemengen (bezogen auf den Heizwert) einer Modellkaverne bei maximalem und minimalem Druck, für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen (DEEP.KBB)

Das Verhältnis aus Arbeitsgas zu Kissengas nimmt mit zunehmendem Wasserstoffanteil leicht ab. Ohne Wasserstoffzumischung liegt dies bei 2,1 und geht bei 20 Vol.-% Wasserstoffgehalt auf 1,94 bzw. bei 100 Vol.-% Wasserstoffgehalt auf 1,67 zurück. Es kann also weniger Arbeitsgas im Verhältnis zum Kissengas gespeichert werden.

Mit Zunahme des Wasserstoffanteiles erfolgt aufgrund der geringen Wasserstoffdichte eine Abnahme des massespezifischen Arbeitsgases. Dies wird auch durch den relativ hohen massespezifischen Heizwert nicht kompensiert, sodass auch die im Arbeitsgas gespeicherte Energie geringer ist. So ist bei einer Zumischung von 20 Vol.-% Wasserstoff eine um 8,1 % verminderte Energie im Arbeitsgas vorhanden. Bei vollständiger Wasserstoffspeicherung vermindert sich diese Speicherkapazität um insgesamt 81,1 %.

## 4.1.2 Ausgeförderte Lagerstätten

Für die Betrachtung der Speicherung von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen in ausgeförderten Lagerstätten erfolgt eine vereinfachte statische thermodynamische Bewertung für eine typische ausgeförderte Erdgaslagerstätte. Das Ziel ist wiederum die Abschätzung von Speichermenge, Speicherkapazität (Volumen/Energie) sowie der Drücke und Temperaturen.

Die berücksichtigten Parameter des betrachteten Porenspeichers entsprechen den Abstimmungen mit dem Auftraggeber und orientieren sich an den Mittelwerten der Porenspeicher in Deutschland (vgl. Kapitel 1) und sind in Tabelle 18 (und Tabelle 3) aufgeführt.

Bezeichnung	Wert
Gesamtes Gasvolumen [ $V_{n,GGV}$ ]=Mio. m <sup>3</sup>	1.100
Arbeitsgasvolumen [ $V_{n,AGV}$ ]=Mio. m <sup>3</sup>	550
Verhältnis Kissengas zu Arbeitsgas	1
Teufenlage der Formation [ $h_T$ ]=m MD	1.300
Maximaler Speicherdruck am Rohrschuh [ $p_{rs,max}$ ]=bar	145
Minimaler Speicherdruck am Rohrschuh, aus o.g. Daten berechnet [ $p_{rs,min}$ ]=bar	77,2
Plateau Ausspeicherrate [ $Q$ ]=m <sup>3</sup> /h	350.000
Lagerstätten-Temperatur [ $T$ ]=°C	50
Anzahl der Speicherbohrungen	14

Tabelle 18: Modellparameter Porenspeicher

Im Gegensatz zu Kavernenspeichern ist das Druckspiel von Porenspeichern deutlich vermindert. Häufig findet eine Unterstützung durch einen Aquifer statt (Waterdrive), der je nach Speicherdruck zu einer Veränderung des gasgefüllten geometrischen Volumens führt. Dies resultiert in der Folge zu weniger intensiven Druckänderungen in der Speicherformation. Durch die sehr große Kontaktfläche des Gases mit der Formation werden bestehende Temperaturänderungen darüber hinaus schneller ausgeglichen.

Aus dem oben bezüglich der Kaverne beschriebenen Temperaturverhalten (höherer Wasserstoffanteil führt zu geringeren Temperaturänderungen, siehe Kapitel 4.1.1.2) lässt sich schließen, dass durch eine Zumischung von Wasserstoff eine weitere Abnahme der Temperaturänderungen eintritt.

Eine relativ deutliche Druck- und Temperaturänderung erfolgt vor allem im Nachbereich der Bohrung, wo die größten Strömungsgeschwindigkeiten vorliegen und beim Eintritt in die Bohrung selber wo eine deutliche Drosselung erfolgt. Die verminderte Viskosität mit zunehmendem Wasserstoffanteil führt in beiden Bereichen zu einem geringfügig verminderten Druckverlust.

Aufgrund der als gering angesehenen Temperaturänderungen wird die in der Tabelle 19 aufgeführte statische Kissengasberechnung als ausreichend angesehen. Ebenso wie bei der

Kaverne nehmen die gespeicherten Gasinhalte mit zunehmendem Wasserstoffanteil ab. Auch das Arbeitsgasverhältnis nimmt ab, ausgehend von dem vorgegebenen Verhältnis von 1,0 bei dem Stoffgemisch ohne Wasserstoff, auf 0,92 bei 20 Vol.-% und 0,81 bei 100 Vol.-% Wasserstoffanteil.

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Gesamtvolumen</b> [V <sub>n,GGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup> bei p <sub>max</sub> = 145 bar	1.100	1.093	1.068	993	849
<b>Gesamtenergiemenge</b> [E <sub>GG</sub> ]=Mio. MJ bei p <sub>max</sub> = 145 bar	47.179	46.565	44.193	36.561	10.814
<b>Minimales Speichervolumen</b> [V <sub>n,KGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup> bei p <sub>min</sub> = 77,2 bar	550	548	541	518	469
<b>Minimale Energiemenge</b> [E <sub>KG</sub> ]=MJ bei p <sub>min</sub> = 77,2 bar	23.590	23.342	22.370	19.066	5.975
<b>Arbeitsgasvolumen</b> [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	550	545	527	475	380
<b>Energie des Arbeitsgases, bezogen auf den Heizwert</b> [E <sub>AG</sub> ]=Mio. MJ	23.589	23.223	21.823	17.495	4.838

Tabelle 19: Speichervolumina und Energiemengen (bezogen auf den Heizwert) des Modell-Porenspeichers bei maximalem und minimalem Druck, für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen (DEEPKBB)

Das Verhalten des Gasgemisches in der Bohrung entspricht grundlegend dem in einer Kavernenbohrung. Die dort beschriebene Zunahme des statischen Kopfdruckes infolge der geringeren Gasdichte wird vor allem dann zu deutlichen höheren Kopfdrücken führt, wenn die Speicherformation sehr tief liegt. Die veränderten statischen Kopfdrücke für den betrachteten Beispielspeicher sind in Tabelle 20 aufgeführt.

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Druckdifferenz [Δp] = bar bei [p<sub>max</sub>] = 145 bar</b>	16,07	15,81	14,84	11,76	1,36
<b>Druckdifferenz [Δp] = bar bei [p<sub>min</sub>] = 77 bar</b>	7,42	7,33	6,99	5,81	0,75

Tabelle 20: Druckdifferenz zwischen Rohrschuh und Kopf am Porenspeicher bei maximalem und minimalem Speicherdruck für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen (DEEPKBB)

Bezüglich der Strömung in der Bohrung gelten die gleichen Effekte wie bei der Kavernenbohrung, sodass auch hier von einer Zunahme der Strömungsgeschwindigkeit entsprechend der in Tabelle 16 angegebenen prozentuellen Zunahme ausgegangen werden muss.

Für Bohrungen, die ohnehin unter einer Sandproduktion und daher unter einem erhöhten Verschleiß der Wandstärke leiden, kann die Zunahme der Strömungsgeschwindigkeit allerdings problematisch sein.

## 4.2 Abschätzung von Verlusten im Speicher

Es ist davon auszugehen, dass Kavernen und Porenspeicher bezüglich des zu speichernden Wasserstoffes als gasdicht anzusehen sind. Demnach kann ein Verlust nur insofern erfolgen, dass eingespeichertes Gas nicht mehr effektiv aus dem Speicher gefördert werden kann, da es in die im Speicher vorliegenden Flüssigkeit diffundiert und in Lösung gegangen ist. Erfolgt dies während der Gaserstbefüllung einer Kaverne, so wird die Sole mit dem gelösten Gas früher oder später in die Gaserstbefüllungsanlage gefördert, wobei eine deutliche Druckabnahme erfolgt und ein großer Anteil des gelösten Gases aus der Sole entweicht. Im späteren Speicherbetrieb würde das Gas dagegen in der Sole des Kavernensumpfes bleiben und einen Teil des Kissengases bilden.

An einem Porenspeicher wird ebenfalls ein Teil des Gases in dem im Porenraum vorliegenden Lagerstättenwasser in Lösung gehen, sodass das Gas dort ein Teil des Kissengases wird, das nicht wieder ausgespeichert werden kann.

Weitere Verluste des Speichermediums können infolge chemischer, mineralogischer oder biologischer Vorgänge im Speicher erfolgen, werden hier jedoch nicht behandelt.

Im Folgenden werden vereinfacht die Reinstoffe Methan und Wasserstoff behandelt, um zu prüfen, wie sich das Diffusions- und Lösungsverhalten von Wasserstoff in Relation zu Erdgas verhält.

### 4.2.1 Modell der Diffusion und Lösung von Gasen in Sole

Bei der Diffusion an einer unbewegten Flüssigkeit dringt Gas in die Sole mit einer gewissen Diffusions-geschwindigkeit ein, wobei diese Geschwindigkeit vom Konzentrationsgefälle abhängt. In der Gegenrichtung erfolgt eine Diffusion von Wasser in das Gas, was hier aber nicht weiter betrachtet wird. Der Prozess setzt sich fort, bis sich die stoffspezifische Sättigungskonzentration eingestellt hat. Im Fall einer Kaverne wird die Diffusion durch Konvektion der Sole an der Gas-Flüssigkeit-Grenzfläche überlagert. In einem Porenspeicher führt die vergrößerte Oberfläche der Porenstruktur zu einer Intensivierung der Diffusion. Aufgrund der Überlagerung verschiedener Prozesse ist die Diffusion daher nicht mit einfachen Mitteln zu berechnen oder abzuschätzen.

Die Konvektion der Sole in einer Kaverne sollte für Erdgas und Wasserstoff bei den verschiedenen Prozessen gleichartig sein. Dies kann ebenso für den Oberflächeneffekt im Porenspeicher angenommen werden. Es wird daher zunächst die maximale Gaskonzentration in der Sole für die beiden genannten Gase anhand der relevanten Stoffdaten und Berechnungsansätze abgeschätzt.

Zusammen mit den bekannten Erfahrungen mit Erdgas während des Betriebes (bzw. der Gaserstbefüllung) von Kavernen- und Porenspeichern wird hierdurch eine Abschätzung des Einflusses von Wasserstoff vorgenommen.

#### 4.2.2 Lösung von Gasen in Sole

Generell nimmt die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten mit dem Druck zu. Hinsichtlich der Temperatur existiert ein Minimum, von dem aus sowohl höhere als auch niedrigere Temperaturen jeweils zu höheren Löslichkeiten führen. Die Lösung mehrerer Gase (Wasserstoff und Erdgas) ist grundsätzlich konkurrierend, und die jeweiligen Löslichkeiten abhängig von Druck, Temperatur und Salzgehalt des Wassers. Für die in UGS vorherrschenden Druckbereiche (vgl. Tabelle 3) ergibt sich folgendes Bild:

- Bei 25 °C löst sich Erdgas bevorzugt, und Wasserstoff bleibt hauptsächlich in der Gasphase
- Bei 47,5 °C sind die Löslichkeiten fast identisch
- Ab ca. 75 °C löst sich Wasserstoff besser als Erdgas.

Bei der Lösung von verschiedenen Stoffen (Methan bzw. Wasserstoff) in einem Lösungsmittel, das bereits andere Stoffe aufgenommen hat (hier: Natriumchlorid in der resultierenden Sole) besteht eine Lösungskonkurrenz und es findet ggf. eine Verdrängung verschiedener gelöster Stoffe statt. Demzufolge nimmt mit zunehmendem Salzanteil das Aufnahmevermögen von Wasser für weitere Stoffe ab. Nach O'Sullivan [40] wird die Löslichkeit des Gases durch das bereits gelöste Salz nahezu unabhängig von Druck und Temperatur vermindert, sodass keine Druckabhängigkeit zu berücksichtigen ist.

Von Folg und Gerrad [41] werden Berechnungsgleichungen für die temperatur- und druckabhängige Löslichkeit von Methan, Wasserstoff und diversen weiteren Gasen in Wasser (und anderen Lösungsmitteln) genannt, die im Folgenden angewandt werden, sich aber vor allem auf wässrige Lösungen (ohne Salz) beziehen.

Seibt et al. [42] geben jedoch Möglichkeiten zur Bestimmung der Reduktion der Löslichkeiten auch für weitere Stoffe (einschließlich Methan) an und beziehen sich dabei unter anderem auf Harting et al. [43].

Harting nennt für die Verminderung der Löslichkeit eine Berechnungsgleichung, die für die in einer Kaverne vorliegende Salzkonzentration (gesättigten NaCl Sole) eine Löslichkeitsverminderung um etwa 73 % vorgibt. Im Fall von Lagerstättenwasser mit einer ggf. geringeren Salinität kann demnach von einer geringeren Verminderung ausgegangen werden.

Für die in der Kaverne vorherrschende Temperatur von 47,5 °C und einen Speicherdruck von 200 bar (siehe Kapitel 4.1.1.1) sind laut Fogg und Gerard die in reinem Wasser maximal gelösten Stoffmengenanteile mit  $x_{\text{CH}_4}=2,17 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{m}^3 \text{ H}_2\text{O}$  für und  $x_{\text{H}_2}=2,4 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{m}^3 \text{ H}_2\text{O}$  für sehr ähnlich.

Laut der von Harting vorgeschlagenen Berechnungsgleichung vermindert sich in einer gesättigten Natriumchlorid-Lösung der o.g. Molanteil auf  $x_{\text{CH}_4}=0,60 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{m}^3 \text{ Sole}$  und  $x_{\text{H}_2}=0,67 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{m}^3 \text{ Sole}$ .

Mit den Molmassen  $M_i$  der Lösungspartner (Natriumchlorid, Wasser und Methan bzw. Wasserstoff) sowie der resultierenden Lösung  $M_{\text{Sole}}$  können damit die jeweiligen Massenanteile der Gase in Relation zur Solemasse bestimmt werden.

$$\xi_i = x_i \frac{M_i}{M_{\text{Sole}}}$$

Aufgrund der deutlich höheren Molmasse bei nahezu identischen Molanteilen ergibt sich für Wasserstoff mit  $m_{\text{H}_2}/V_{\text{Sole}} = 0,067 \text{ kg}/\text{m}^3 \text{ Sole}$  nur ein Siebtel des Massenanteils von Methan mit  $0,482 \text{ kg CH}_4/\text{kg Sole}$ . Die auf die gelöste Gasmasse, das normierte Gasvolumen sowie den Energieinhalt bezogenen Berechnungsergebnisse sind in Tabelle 21 aufgeführt.

Bezeichnung	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>
Gasmasse bezogen auf Solevolumen [ $m_g$ ]=kg Gas / m <sup>3</sup> Sole	0,48	0,07
Gasvolumen bezogen auf Solevolumen [ $V_{n,G}$ ]=m <sup>3</sup> Gas / m <sup>3</sup> Sole	0,67	0,75
Energieinhalt bezogen auf Solevolumen [ $E_{\text{Sole}}$ ]=MJ / m <sup>3</sup> Sole	28,8	9,6

Tabelle 21: Bei vollständiger Gassättigung in vollständig gesättigter Sole (Kaverne) gelöstes Gas bezogen auf die Gasmasse, das normierte Gasvolumen sowie den Energieinhalt für Methan und Wasserstoff (DEEP.KBB)

Im Fall einer ausgeförderten Lagerstätte ist nicht unbedingt von einem salzgesättigten Lagerstättenwasser auszugehen. Beispielhaft wurde die oben beschriebene Rechnung auch für Sole mit 100 g NaCl /l Sole bei 145 bar durchgeführt (vollgesättigte Sole = 319,2 g NaCl / l Sole), die Ergebnisse sind in Tabelle 22 aufgeführt. In der teilgesättigten Sole kann in etwa die doppelte Menge an Gas gelöst werden.

Bezeichnung	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>
Gasmasse bezogen auf Solevolumen [m <sub>g</sub> ]=kg Gas / m <sup>3</sup> Sole	1,03	0,13
Gasvolumen bezogen auf Solevolumen [V <sub>n,G</sub> ]=m <sup>3</sup> Gas / m <sup>3</sup> Sole	1,43	1,50
Energieinhalt bezogen auf Solevolumen [E <sub>sole</sub> ]=MJ / m <sup>3</sup> Sole	61,5	19,1

Tabelle 22: Bei vollständiger Gassättigung in teilgesättigter Sole (100 g/l Lagerstätte) gelöstes Gas bezogen auf die Gasmasse, das normierte Gasvolumen sowie den Energieinhalt für Methan und Wasserstoff (DEEP.KBB)

Für beide Fälle (Kaverne und ausgeförderte Lagerstätte) kann davon ausgegangen werden, dass im Fall einer Zumischung von Wasserstoff im Vergleich zur reinen Erdgasspeicherung eine Abnahme der Lösungseffekte (bezogen auf die Gasmasse) eintreten wird. Bezogen auf das Normvolumen tritt eine geringfügige Zunahme ein.

### 4.2.3 Diffusion der Gase in Sole

Der oben beschriebene Sättigungszustand der Sole mit gelöstem Wasserstoff bzw. Erdgas liegt nur dann vor, wenn das Gas ausreichend Zeit hat in das betrachtete Volumen einzudringen. Somit muss bei dauerhafter Beeinflussung (beispielsweise im Sumpf nach einiger Betriebszeit) bzw. im Nahbereich der Grenzfläche mit einer vollständigen Sättigung gerechnet werden. Mit zunehmendem Abstand von der Grenzfläche oder kurzer Einwirkdauer nimmt die Gaskonzentration dagegen ab. Das Vordringen des Gases in die Sole wird durch den Vorgang der Diffusion beschrieben und zum Teil durch die makroskopische Strömung der Sole (Konvektion in Kavernen) bzw. durch geometrische Effekte (Oberflächenvergrößerung durch Poren) überlagert.

Die analytische Berechnung der Diffusion (insbesondere unter Berücksichtigung des Druckes und der Salzkonzentration der Sole) sprengt den Rahmen der vorliegenden Studie. Aufgrund des bekannt hohen Diffusionsvermögens von Wasserstoff wird davon ausgegangen, dass die Diffusionsgeschwindigkeit von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas deutlich höher ist.



Zur groben Abschätzung der maximal gelösten Gasmenge wurde der Fall eines vollständig mit Gas gesättigtem Kavernensumpfes mit einem Solevolumen von 10.000 m<sup>3</sup> betrachtet. In ihm können maximal 6.700 Nm<sup>3</sup> Erdgas und 7.500 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff gelöst werden. Die genannte Solemenge entspricht auch in etwa einem als konservativ angenommenen Einflussbereich im Fall einer Gaserstbefüllung (Querschnittsfläche bei 26 m Kavernenradius x 5 m Eindringtiefe).

Das gelöste Gas entspricht damit etwa 0,01 % des Kissengases einer Wasserstoffkaverne bzw. 0,007 % einer Erdgaskaverne. Der Einfluss der Lösung bzw. Diffusion der betrachteten Gase kann also hinsichtlich der in Frage stehenden Gasverluste als vernachlässigbar betrachtet werden.

Im Fall einer ausgeförderten Lagerstätte kann ein deutlich höheres Volumen an Sole bzw. Lagerstättenwasser vorliegen und mit den genannten Gasen gesättigt werden. Auf eine quantitative Volumenabschätzung des beeinflussten Lagerstättenwassers wird aufgrund der hohen Ungenauigkeit verzichtet.

#### **4.2.4 Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff (DBI)**

Im Rahmen des laufenden Forschungsprojekts „H<sub>2</sub>-UGS“ [7] werden unter anderem die strömungsmechanischen und fluiddynamischen Vorgänge bei der Umstellung einer Erdgaskaverne auf Wasserstoff untersucht. Ziel ist es, detaillierte Aussagen über die thermodynamischen und fluiddynamischen Prozesse bei der Speicherung von Erdgas, Wasserstoff und Erdgas – Wasser – Mischgasen in Kavernen zu gewinnen. Sowohl das Strömungsverhalten als auch die Entwicklung der Gasqualitäten werden untersucht. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Umstellung eines Kavernenspeichers von Erdgas auf Wasserstoff gelegt.

Für die geplante Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff ist der Umstellungsprozess bzw. der Gasvermischungsvorgang zwischen Erdgas und Wasserstoff in der Kaverne durch Simulationen variantenmäßig untersucht wurden (Tabelle 23). Generell wird angestrebt, mit einem einmaligen Auspeichern von Erdgas und der anschließenden Injektion von Wasserstoff bis zum maximalen zulässigen Druck die optimale Gasqualität zu erreichen. Zu Beginn der Simulationen befindet sich immer das Rest-Erdgas bei dem jeweilig gegebenen Druck in der Kaverne.

Variante	Untersuchungsgegenstand	Einströmgeschwindigkeit [m/s]	Druck [bar]	Temperatur [K]	
				Erdgas	Wasserstoff
1	Einfluss der Einströmgeschwindigkeit	10	30	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
2		20	30	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
3	Einfluss des Anfangsdrucks	10	20	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
4		10	30	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
5	Einfluss des Temperaturverhältnisses	10	85	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
6*		10	30	$T_{\text{Geograd}}$	293,15
7*		10	30	280,15	303,15
8*	Simulation der Ruhepause basierend auf den Ergebnissen aus Variante 1				
9*	Simulation der Ausspeicherphase basierend auf den Ergebnissen aus Variante 8				

Tabelle 23: Untersuchte Varianten der Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff (DBI)

\* Untersuchungen laufen noch

Die Untersuchungen für unterschiedliche Temperaturverhältnisse, sowie der Stillstands- und Ausspeicherphase stehen noch aus. Für die bisher vorliegenden Ergebnisse kann festgestellt werden, dass sowohl die Einströmgeschwindigkeit als auch der Anfangsdruck keinen Einfluss auf das Mischungsverhalten der Gase zeigten. In beiden Fällen kam es zu einer Schichtung der Gase, mit einer Reinheit des Wasserstoffs von 99% [3]. Dieses Ergebnis ist als positiv zu bewerten, da es die Umstellung auf Wasserstoff sogar begünstigt, da das in der Kaverne befindliche Rest-Erdgas als Kissengas genutzt werden kann. Das Erdgas würde somit eine Barriere zwischen dem Sumpf und dem Wasserstoff darstellen, was eine Wechselwirkung zwischen diesen unterbinden und somit die Bildung von Schwefelwasserstoff verhindern würde. Ein weiterer Vorteil ist, dass bei der Umstellung der Kaverne, diese nicht wieder mit Sole gefüllt werden muss.

Vor Realisierung der Umstellung einer Erdgaskaverne auf Wasserstoff, sollten die thermodynamischen Untersuchungen anhand der realen Kavernengeometrien speicherindividuell durchgeführt werden, da es aufgrund von einer unregelmäßig ausgebildeten Kavernenform (Schultern, Fingern) zu einer teilweisen Vermischung kommen könnte.

#### 4.2.5 Erfahrung mit der Lösung von Erdgas in Kavernenspeichern und ausgeförderten Lagerstätten

Informationen zu dem im Sumpf von Kavernen gelösten Erdgas liegen uns nicht vor, da es nicht zutage tritt. Aus der oben erfolgten Abschätzung wird deutlich, dass ein signifikanter

Einfluss auf die gesamte in der Kaverne gespeicherte Gasmasse zu vernachlässigen ist und daher im Speicherbetrieb generell nicht detektiert werden kann. Eine genauere Betrachtung könnte erfolgen, indem eine Sumpfpfrobe auf den gelösten Erdgasanteil untersucht wird.

Während der Gaserstbefüllung einer Kaverne geht Erdgas an der Spiegelfläche in Lösung und tritt zum Teil an der Gaserstbefüllungsanlage wieder aus. Aus der Betriebserfahrung ist bekannt, dass mit abnehmendem Abstand zwischen dem Gas-Sole-Spiegel und dem Rohrschuh des Soleentleerungsstranges die austretende Gasmenge zunimmt. Weiterhin wurde beobachtet, dass bei relativ lang andauernden Befüllungen ein intensiverer Gasaustritt erfolgt. DEEP.KBB ist allerdings kein Projekt bekannt, in dem diese Gasmenge quantifiziert wurde. Eine Quantifizierung aus der Massenbilanz der Gaserstbefüllung wird diesbezüglich als ungeeignet angesehen, da die Ungenauigkeiten des Prozesses eine ausreichende Präzision verhindern.

Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass das austretende Gas sehr häufig aus Undichtigkeiten an den Gewinde-Verbindern des Soleentleerungsstranges stammt.

Im Fall von ausgeförderten Lagerstätten kann aufgrund der nicht gegebenen Zugänglichkeit ebenfalls keine valide Aussage zu der tatsächlichen Lösung des Gases im Lagerstättenwasser erfolgen. Die für die Simulation von ausgeförderten Lagerstätten genutzten Simulationsmodelle sind ebenfalls nicht ausreichend genau, um die geringen in der Flüssigkeit gelösten Gasmengen abzubilden.

Auf Basis der oben beschriebenen Berechnungsergebnisse und der geringen Bedeutung des in Lösung gegangenen Gases in Kavernenspeichern wird keine signifikante Beeinflussung durch den Einsatz von Wasserstoff gesehen. Dies gilt für den Einsatz von reinem Wasserstoff und insbesondere für die Zumischung der in dieser Studie betrachteten Wasserstoffanteile.

In ausgeförderten Lagerstätten kann der generelle Einfluss von gelösten Gasen aufgrund des unklaren Volumens des beeinflussten Gases nicht abschließend bewertet werden. Der Effekt wird durch die Wasserstoffzumischung bezogen auf die Gasmasse deutlich vermindert. Bezogen auf das Normvolumen nimmt sie leicht zu.

# 5 Technische und ökonomische Auswirkungen für Beispielspeicher (ESK)

## 5.1 Definition repräsentativer Beispielspeicher

Die technischen und ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Beimischungen von Wasserstoff zum Erdgas soll am Beispiel je eines repräsentativen Poren- und Kavernenspeichers dargestellt werden. Grundsätzlich ist die Speicherlandschaft in Deutschland sehr heterogen. Vor allem bei den Porenspeichern liegen höchst unterschiedliche geologische Bedingungen vor, aber auch bei den Kavernenspeichern bestehen Unterschiede in den Teufenlagen und Größen der einzelnen Kavernen sowie der Anzahl der Kavernen je Standort. Aus diesem Grund wurde zur Ermittlung der wesentlichen Speicherparameter der arithmetische Mittelwert der jeweiligen Verteilung berechnet (Tabelle 24).

	Porenspeicher	Kavernenspeicher
Teufe [hT]=m	1.300	1.000
Temperatur [T]=°C	50	47,5
Druck [p]=bar	145	185
Arbeitsgasvolumen [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	550	496
Gesamtgasvolumen [V <sub>n,GGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	1.100	720
Anzahl Bohrungen	14 (5 1/2" Tubing) +2 Beobachtungsbohrungen (2 7/8" Tubing)	8 (9 5/8" Tubing)
Max. Ausspeicherrate [Q <sub>AUS</sub> ]=m <sup>3</sup> /h	350.000	712.000
Max. Einspeicherrate [Q <sub>EIN</sub> ]=m <sup>3</sup> /h	250.000	475.000
Speicherzyklus	1/Jahr	siehe Tabelle 14

Tabelle 24: Eigenschaften der Beispielspeicher

Als Alternative zum arithmetischen Mittel wurden ebenfalls gewichtete Mittelwerte auf Basis des Arbeitsgasvolumens überprüft. Da die berechneten Speicherparameter für den Porenspeicher in diesem Fall jedoch deutlich vom Speicher Rehden als dem mit Abstand größten in Deutschland dominiert werden, wurde hiervon wieder Abstand genommen (vgl. Anhang 1).

Neben den genannten Parametern ist bei den Porenspeichern grundsätzlich auch die Art der Speicherformation und deren Eigenschaften von Bedeutung. Hier sind vor allem die Porosität und Permeabilität, aber auch die Mächtigkeit und die chemische Zusammensetzung des Gesteins und des Formationsfluids zu nennen. Zusätzlich ist auch die Dichtigkeit des Deckgebirges wichtig für die Eignung als Speicher. Es würde den Rahmen der vorliegenden Studie bei weitem übersteigen, diese Eigenschaften zu bewerten und repräsentativ abzubilden.

Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass die chemische Zusammensetzung des Porenraums und des Fluids langfristig stabil bleibt, das Deckgebirge hinreichend dicht ist und die Änderung der Fließeigenschaften im Porenraum vernachlässigbar ist. Die weiteren Auswertungen fokussieren sich damit auf die technischen Bauteile der beiden Beispielspeicher und auf deren Eignung bei steigenden Wasserstoffanteilen.

Für die Beispielspeicher sind nachfolgend die Arbeitsgasvolumina und deren Energiemengen aufgeführt:

	Erdgas	Erdgas + 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	Erdgas + 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	Erdgas + 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Beispiel-Porenspeicher</b>					
Arbeitsgas [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	550	547	524	476	373
Energiemenge Arbeitsgas, bezogen auf Brennwert [E <sub>AG</sub> ]=TWh	6,55	6,47	6,03	4,87	1,32
Energiemenge Arbeitsgas, bezogen auf Heizwert [E <sub>AG</sub> ]=TWh	5,91	5,83	5,43	4,45	1,12
<b>Beispiel-Kavernenspeicher</b>					
Arbeitsgas [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	496	491	475	428	343
Energiemenge Arbeitsgas, bezogen auf Brennwert [E <sub>AG</sub> ]=TWh	5,91	5,81	5,46	4,38	1,22
Energiemenge Arbeitsgas, bezogen auf Heizwert [E <sub>AG</sub> ]=TWh	5,33	5,24	4,92	4,01	1,03

Tabelle 25: Übersicht zur Erlössituation der Speicher bei verschiedenen Wasserstoffanteilen (ESK GmbH)

## 5.2 Technisch notwendige Anpassungen und Kostenschätzung

Auf Basis der in Kapitel 3 dargestellten Auswirkungen werden die Beispielspeicher zunächst in die verschiedenen relevanten Gewerke unterteilt (Tabelle 26). Hierbei ist zu beachten, dass die Aufzählung zwar einen Großteil der Gewerke eines Speichers insgesamt umfasst, jedoch keine vollständige Aufzählung darstellt. Einzelne Gewerke eines Gesamtspeichers wie beispielsweise Gründung, Zuwege und Gebäude sind von den hier betrachteten Anpassungen nicht umfasst.

Neben den hier betrachteten Gewerken entstehen weiterhin Kosten für Änderungen an der Genehmigung auf Gesamtspeicherebene (z.B. immissionsrechtlicher Art) sowie für die Anpassung des Leitsystems. Die Höhe dieser Kosten und der relevante Schwellenwert der Wasserstoffbeimischung können sich je nach Speicher erheblich unterscheiden und können

nicht aus den vorangegangenen Untersuchungen im Rahmen dieser Studie abgeleitet werden. Aus diesem Grund wird auf deren quantitative Betrachtung hier verzichtet.

Bei allen Bauteilen ist zu beachten, dass Wasserstoff-Erdgas-Mischungen ab einem Wasserstoffanteil von ca. 30 Vol.-% in die Explosionsgruppe II B und ab ca. 75 Vol.-% in Explosionsgruppe II C fallen. Eine Bewertung des Anpassungsbedarfs zur Gewährleistung des Explosionsschutzes sollte zweckmäßigerweise anhand konkreter Teilelisten stattfinden. Für die hier betrachteten Beispielspeicher wird daher unterstellt, dass alle Einzelkomponenten bereits geeignet klassifiziert sind.

Gewerk	Kommentar
<b>Obertage</b>	
<b>Gebäudetechnik (Gaswarnanlagen u.ä.)</b>	v.a. Gaswarnanlagen anzupassen
<b>Verdichter<sup>13</sup></b>	<p><b>Kolbenverdichter:</b> sind auf Materialverträglichkeit zu prüfen, ggf. Schmiermittel anzupassen, ca. 20 – 25% Leistungseinbuße (Durchsatz bei gleichem Druck und Leistungsaufnahme) ist zu erwarten.</p> <p><b>Turboverdichter:</b> nach [44] ist ein Betrieb bis 10 Vol.-% Wasserstoff ohne Anpassungen möglich, bis 40 Vol.-% ist mit Umbauten oder Anpassungen zu rechnen, höhere Wasserstoffanteile erfordern den Austausch / Neubau.</p> <p>In jedem Fall ist eine Detaillauswertung der jeweiligen Komponente unter Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten / Betriebsweisen durchzuführen.</p> <p>Als Verdichterantrieb werden hier Elektromotoren ohne Anpassungsbedarf angenommen, im Fall von gasgefeuerten Antrieben ist mit Leistungseinbußen bzw. weiterem Anpassungsbedarf zu rechnen</p>
<b>Kühlung</b>	Grundsätzliche Eignung analog zu Rohrmaterialien (sofern das gleiche Material verbaut ist), erhöhter Kühlungsbedarf für Wasserstoff zu erwarten, dadurch ggf. Leistungsgrenze limitierend
<b>Abscheider</b>	ggf. Leistungseinbußen durch herabgesetzten Maximaldruck, Eignung der verwendeten Materialien (Wand, Einbauten etc.) vorausgesetzt
<b>Vorwärmung</b>	ggf. Leistungseinbußen durch herabgesetzten Maximaldruck, Eignung der verwendeten Materialien (Wand, Einbauten etc.) vorausgesetzt, reduzierter Vorwärmbedarf zu erwarten
<b>Gastrocknung</b>	Bis ca. 40 mg/Nm <sup>3</sup> Wassergehalt TEG-Verfahren geeignet, für höhere Reinheiten und reinen Wasserstoff neu zu bewerten
<b>Druck-/Mengenregelung</b>	Ab ca. 10 Vol.-% Wasserstoff Stopfbuchsen kritisch, generell Stellbereich suboptimal
<b>Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Feuchtemessung)</b>	Messtechnik größtenteils bis 10 Vol.-%, teilweise bis 20 Vol.-% H <sub>2</sub> einsetzbar (ggf. leichte Anpassungen erforderlich)

<sup>13</sup> Aus Kapitel 3.3.4 geht hervor, dass Wasserstoffverdichter bei gleicher Energieaufnahme und gleichem Rohrschuhdruck mit Wasserstoff einen etwa 24 % geringeren Durchsatz erreichen als mit Erdgas. Da parallel dazu auch die Arbeitsgasmenge in einem noch stärkeren Maß zurückgeht, ist für den Betrieb mit Wasserstoff mit einem eher geringeren Energiebedarf für die Verdichtung zu rechnen. Weitere betriebliche Aspekte umfassen den Energie- und Brennstoffbedarf für Kühlung und Vorwärmung (vgl. Kapitel 3.3).

Gewerk	Kommentar
Piping/Armaturen	Druckstufen, Strömungsgeschwindigkeiten, Werkstoffeignung und -Spannungen sind zu beachten
Dichtungen	Dichtheit und Langzeit-Integrität zu beachten; ggf. in zwei Schritten durchzuführen
Nebenanlagen (Kondensattank, Ausbläser)	Brenner ab 10 Vol.-% Wasserstoff anzupassen / auszutauschen, Brenngasbedarf entspr. Brennwert erhöht, Ex-Bereiche neu zu bewerten; Gruppe insgesamt sehr heterogen, daher Kostenansatz für 100 Vol.-% H <sub>2</sub> bei 50 % des Neupreises
<b>Untertage-Technik</b>	
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)	v.a. Gaswarnanlagen anzupassen
Casing (LzRT) und Zementation	Schweißverbindungen und Dokumentation geeigneter Werkstoffe werden vorausgesetzt (vgl. Kapitel 3.5.4.2 für Optionen bei fehlender Eignung insb. des Rohrschuhs, Anpassungen an dieser Stelle bedeuten eine erhebliche Zunahme der Ertüchtigungskosten und werden bei den hier beschriebenen Beispielen nicht mit betrachtet).
Obertägiger Anschluss und EMSR	Eignung und Anpassungsbedarf entsprechend Messtechnik und Druck-/Mengenregelung OT
Packer	Eignungsnachweis/Monitoring erforderlich (v.a. Druckänderungsraten), für reinen Wasserstoff keine Eignung zu erwarten; für Austausch kompletter Workover erforderlich
Förderrohr	Schweißverbindungen und Dokumentation geeigneter Werkstoffe vorausgesetzt, Schraubverbinder sind nach aktuellem Kenntnisstand nicht für reinen Wasserstoff geeignet, für Gasgemische ist die Eignung noch unklar
Filter/Gravel	Keine Änderung erforderlich
Bohrlochkopf	Aktuelles Design mit metallischen Dichtungen und geeigneten Werkstoffen/Herstellungsverfahren vorausgesetzt
Einbauteile (Landenippel, USAV u.ä.)	Eignung nicht geklärt, Methodik voraussichtlich parallel zum Betrieb zu entwickeln; Komplettaustausch UTSAV mit 25 % Kostenaufschlag für Spezialmaterialien und Neudesign oberhalb 20 % bzw. 1 Vol.-% H <sub>2</sub> hier eingeplant.
<b>Untertage-Formation</b>	
Porenraum	Voraussetzung bzw. Annahme: keine chemische/ mikrobiologische Wechselwirkung zwischen Inventar und Porenraum/Fluid; weitere Untersuchung zur Dichtheit verschiedener Deckgebirge erforderlich; mögliche Maßnahmen noch zu klären
Salzgestein/Kaverne	Bei hohem Wasserstoffanteil für einzelne Bestandskavernen individuelle Bewertung erforderlich; mögliche Maßnahmen noch zu klären
<b>Engineering</b>	
Speicherbewertung	Bezogen auf den Gesamtspeicher
Planung/Genehmigung	Bezogen auf die jeweiligen Einzelmaßnahmen
Projektmanagement	Bezogen auf die jeweiligen Einzelmaßnahmen

Tabelle 26: Auflistung der notwendigen Anpassungen und Voraussetzungen für weitere Verwendung (ESK GmbH)

Ziel der Untersuchungen ist es, den Anpassungsbedarf für Wasserstoffbeimischungen zum Erdgas in Schritten von 1 Vol.-%, 5 Vol.-%, 20 Vol.-% bis hin zu 100 Vol.-% darzustellen und zu bewerten. Entsprechend den Grundlagenuntersuchungen in Kapitel 3 ergeben sich Bereiche, in denen einzelne Komponenten ohne Einschränkungen genutzt werden können (ggf. unter bestimmten Voraussetzungen) und solche, für die eine Ertüchtigung der jeweiligen Komponente erforderlich ist. Bei den Ertüchtigungen ist zu unterscheiden zwischen geringfügigen Anpassungen, wie beispielsweise der Neukalibrierung von Messgeräten oder dem Austausch kleinerer Untergruppen (auch eine Nachqualifizierung von Materialien wird hierunter gefasst), und einer umfassenden Überarbeitung bzw. einem vollständigen Austausch einer Hauptkomponente.

Abbildung 15 stellt die Eignungskategorien, die sich aus Kapitel 3 für die wesentlichen Gewerke der Beispielspeicher ergeben, als Übersichtsgrafik in einem Ampelsystem dar.



Abbildung 15: Wasserstoffverträglichkeit der Beispielporen- und Kavernenspeicher (ESK, DBI)

Ein Ergebnis der Untersuchungen bezogen auf die oben genannten Schwellenwerte ist, dass ein Austausch kompletter Hauptkomponenten im optimistischen Fall, bei erfolgreichem Beleg der Wasserstoff-Eignung, bis zu Wasserstoffanteilen von 20 Vol.-% vermieden werden kann. Da dies jedoch einen Spezialfall darstellt, wird zusätzlich jeweils ein konservativer Fall betrachtet, bei dem die Eignungsschwellen deutlich früher erreicht werden. Es ist jedoch nicht Gegenstand dieses Studienteils den Ist-Stand der ober- und untertägigen



Speicherausrüstungen in Deutschland im Detail festzustellen (dazu sei auf Teil 2 der Studie verwiesen, für den die tatsächlichen Mengen-Kosten-Altersgerüste und H<sub>2</sub>-Eignungen aufgestellt werden). Aus diesem Grund kann aus den betrachteten Varianten keine Aussage über die Häufigkeit derartiger Eignungskonstellationen abgeleitet werden. Der hier dargestellte konservative Fall bezeichnet daher hinsichtlich der Schwellenwerte für die Wasserstoffeignung weder einen Worst-Case noch einen Mittelwert, sondern dient im Wesentlichen der Illustration der Auswirkung der angesetzten Eignungsschwellen auf den Verlauf der Anpassungskosten. Die Namensgebung erfolgt dabei in Abgrenzung zum optimalen Fall, der tatsächlich aus technischer Sicht die günstigste Konstellation an real verfügbaren Anlagenkomponenten beschreibt. Auch hier kann wiederum keine Aussage darüber abgeleitet werden, inwiefern diese Konstellation unter den in Deutschland existierenden Speichern tatsächlich vorkommt.

Es werden somit sowohl für den exemplarischen Poren- als auch für den Kavernenspeicher jeweils zwei Varianten betrachtet:

#### 1. Optimistischer Fall hinsichtlich der Eignung der verbauten Komponenten

- Verwendung von Kolbenverdichtern mit E-Motorantrieb
- Materialnachweis für die untertägigen Komplettierung für 20 Vol.-% Wasserstoff vorhanden
- Materialnachweis für den Bohrlochkopf bis 100 Vol.-% Wasserstoff vorhanden
- LzRT, Kapitel unterhalb Packer ist für 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet
- Ertüchtigung der bereits vorhanden Anlagenteile (Kühlung, Abscheider, Vorwärmung, Gastrocknung, Piping)

#### 2. Konservativer Fall mit erhöhtem Anpassungsbedarf und teilweise früherer Fälligkeit der Anpassungs-Maßnahmen

- Verwendung von Kolbenverdichtern mit E-Motorantrieb
- Materialnachweis für die untertägigen Komplettierung nicht ausreichend vorhanden
- Materialnachweis für den Bohrlochkopf nicht ausreichend vorhanden
- LzRT, Kapitel unterhalb Packer ist für 100 Vol.-% Wasserstoff geeignet
- Bereits vorhanden Anlagenteile (Kühlung, Abscheider, Vorwärmung, Gastrocknung, Piping) müssen ab einem Wasserstoffanteil von 5 Vol.-% angepasst bzw. ausgetauscht werden

Wesentliche Unterscheidungsmerkmale der beiden Varianten liegen in der eingesetzten untertägigen Komplettierung und den in den obertägigen Komponenten verwendeten Materialien (vgl. Kapitel 3) und im Umfang der Dokumentation der verbauten Komponenten. Darüber hinaus bestehen im Detail einige Unterschiede bei der Einstufung der obertägigen Komponenten (z.B. hinsichtlich der anfangs verbauten Prozessgaschromatografen). Weiterhin ist bei allen Varianten der ausschließliche Einsatz von Kolbenverdichtern unterstellt, da eine Bewertung von Turboverdichtern auf Basis der Studienergebnisse nicht möglich ist (vgl. Kapitel 3). Die hier aufgeführten Schwellenwerte sind auf einen konkreten Speicherstandort nicht ohne eine vorherige Detailuntersuchung auf Basis der konkret verbauten Komponenten übertragbar. Bei jeder Erhöhung des Wasserstoffanteils über 1 Vol.-% wird grundsätzlich zunächst eine detaillierte individuelle Speicherbewertung empfohlen.

Für alle aufgeführten Baugruppen wurden die Kosten für eine Neuinstallation auf einem üblichen Erdgasspeicher mithilfe eines allgemeinen Skalierungsansatzes ermittelt und hinterlegt.

Sofern eine Anpassung der jeweiligen Baugruppen für höhere Wasserstoffanteile als ausreichend bewertet wurden, werden hierfür pauschal 20 % der der jeweiligen Neuinstallationskosten für einen entsprechenden Erdgasspeicher veranschlagt. Die angepassten Bauteile sind in der Folge für Wasserstoffanteile bis 100 Vol.-% geeignet.

Bei den vollständig auszutauschenden Baugruppen werden die Kosten grundsätzlich mit 100 % angesetzt, mit folgenden Ausnahmen:

- **Dichtungen:**

Bewertung aller verwendeten Dichtungen und Austausch einzelner kritischer Dichtungen bei Überschreitung von 1 Vol.-% Wasserstoff – Kostensatz: 20 %  
Austausch der verbliebenen Dichtungen ab 20 Vol.-% bzw. 5 Vol.-% Wasserstoff – Kostensatz: 100 %

- **Nebenanlagen:**

Diese Gruppe umfasst sowohl Komponenten, die durch kleinere Anpassungen ertüchtigt werden können (z.B. Gasbrenner), als auch solche, die vollständig getauscht werden müssen (z.B. Drosselventile, Heißfackeln). Da nicht alle Nebenanlagen ab 20 Vol.-% vollständig getauscht werden müssen, wird für diese Schwelle ein reduzierter Kostensatz von 50 % angesetzt.

- **Packer:**

Nach derzeitigem Stand existieren keine für die Speicherung von Wasserstoff ausgewiesenen Untertage-Packer. Kritisch sind hierbei vor allem die

eingesetzten Elastomer-Dichtungen, die eine wichtige Barrierewirkung erfüllen und nicht ausreichend qualifiziert sind. Für Wasserstoffanteile bis 20 Vol.-% ist bei ausreichender Dokumentation des verbauten Materials eine Nachqualifizierung denkbar (insbesondere Bestimmung der Permeabilität und kritischer Druckänderungsraten anhand von Laborversuchen – Kostensatz: 20 %).

Für höhere Wasserstoffanteile ist nach derzeitigem Stand ein Austausch aller Untertage-Packer oder die Installation eines geeigneten Schutzes unvermeidbar. Aufgrund des Entwicklungsbedarfs wird allein für das Material hierbei ein Kostensatz von 100 % veranschlagt. Hinzu kommen weitere Kosten für den Ausbau des alten Packers und die Neuinstallation im Rahmen eines Workovers.

- **Einbauteile:**

Insbesondere Untertage-Sicherheitsventile und Landennippel müssen bereits ab 1 Vol.-% Wasserstoffanteil einer individuellen Detailbewertung unterzogen und ggf. für Beimischungen bis 20 Vol.-% nachqualifiziert werden. Ein Austausch ist spätestens ab 20 Vol.-% Wasserstoff zu erwarten. Aufgrund des erforderlichen Neuentwicklungsbedarfs wird hierfür ein erhöhter Kostensatz von 125 % angesetzt.

Weitere Kosten können durch Anpassungsbedarf an nicht-technischen Komponenten anfallen, beispielsweise für die Umprogrammierung der Steuerungssoftware. Derartige Änderungen sind in der aktuellen Untersuchung nicht umfasst.

Aus den ermittelten Schwellenwerten für die Wasserstoffanteile, ab denen Anpassungen erforderlich werden, und den dargestellten Kostenansätzen ergeben sich die Kostenaufstellungen in Tabelle 27 bis Tabelle 30. Die aufgelisteten Werte gelten lediglich für die dargestellten Baugruppen der generischen Beispielspeicher. Sie dienen vorrangig dazu, einen Überblick über die Größenordnung der jeweiligen Kosten zu verschaffen und einen relativen Vergleich der verschiedenen Baugruppen und Wasserstoffbeimengungen zu ermöglichen.

Kosten [Tsd. €]	Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readiness			
	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Obertage</b>				
Gebäudetechnik (Gaswarnanlagen u.ä.)	280			
Verdichter	3.500			
Gastrocknung				1.100
Druck-/Mengenregelung			1.100	
Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Feuchtemessung)			1.340	
Dichtungen	200			1.000
Nebenanlagen (Kondensattank, Ausbläser)			660	1.650
<b>Untertage-Technik</b>				
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)	760			
Obertägiger Anschluss und EMSR			1.200	
Packer (inkl. Service) <sup>14</sup>	160			12.100
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)	240			1.500
<b>Hilfs-/Beobachtungsbohrungen</b>				
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)	100			
Packer (inkl. Service) <sup>15</sup>	20			1.300
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)	20			125
<b>Engineering</b>				
Speicherbewertung	80			
Planung	53	43		188
Genehmigung	53	43		188
Projektmanagement	53	43		188
<b>Summe Investitionen</b>	<b>-</b>	<b>5.518</b>	<b>4.429</b>	<b>19.338</b>

Tabelle 27: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispielporenspeicher – optimistischer Fall (ESK GmbH)

14 Bei Erstinstallation des Packers (für die Erdgasspeicherung) kein Workover erforderlich, da die Komplettierung im Zuge des Niederbringens der Bohrung mit durchgeführt wird. Bei Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff ist ein Workover erforderlich und in den angegebenen Kosten bereits berücksichtigt.

15 Bei Erstinstallation des Packers (für die Erdgasspeicherung) kein Workover erforderlich, da die Komplettierung im Zuge des Niederbringens der Bohrung mit durchgeführt wird. Bei Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff ist ein Workover erforderlich und in den angegebenen Kosten berücksichtigt.

Kosten [Tsd. €]	Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readiness			
	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Gewerke</b>				
<b>Obertage</b>				
Gebäudetechnik (Gaswarnanlagen u.ä.)	280			
Verdichter	3.500			
Kühlung				5.800
Abscheider			1.200	
Vorwärmung			1.700	
Gastrocknung			5.500	
Druck-/Mengenregelung			1.100	
Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Feuchtemessung)	1.340			
Piping/Armaturen				8.600
Dichtungen	200		1.000	
Nebenanlagen (Kondensattank, Ausbläser)			660	1.650
<b>Untertage-Technik</b>				
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)	760			
Obertägiger Anschluss und EMSR			1.200	
Packer (inkl. Service) <sup>16</sup>	12.100			
Förderrohr (5 1/2") (inkl. Service)	1.500			
Bohrkopf/E-Kreuz (inkl. Service)	5.300			
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)	1.500			
<b>Hilfs-/Beobachtungsbohrungen</b>				
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)	100			
Packer (inkl. Service) <sup>17</sup>	1.300			
Förderrohr (2 7/8") (inkl. Service)	200			

16 Bei Erstinstallation des Packers (für die Erdgasspeicherung) kein Workover erforderlich, da die Komplettierung im Zuge des Niederbringens der Bohrung mit durchgeführt wird. Bei Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff ist ein Workover erforderlich und in den angegebenen Kosten berücksichtigt.

17 Bei Erstinstallation des Packers (für die Erdgasspeicherung) kein Workover erforderlich, da die Komplettierung im Zuge des Niederbringens der Bohrung mit durchgeführt wird. Bei Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff ist ein Workover erforderlich und in den angegebenen Kosten berücksichtigt.

Kosten [Tsd. €]	Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readyness			
	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Gewerke</b>				
Bohrkopf/E-Kreuz (inkl. Service)		600		
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)		125		
<b>Engineering</b>				
Speicherbewertung		288		
Planung		288	124	161
Genehmigung		288	124	161
Projektmanagement		288	124	161
<b>Summe Investitionen</b>	-	<b>29.749</b>	<b>12.731</b>	<b>16.532</b>

Tabelle 28: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispieldoprenspeicher – konservativer Fall (ESK GmbH)

Kosten [Tsd. €]	Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readyness			
	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Gewerke</b>				
<b>Obertage</b>				
Gebäudetechnik (Gaswarnanlagen u.ä.)		400		
Verdichter		5.020		
Gastrocknung				1.580
Druck-/Mengenregelung			1.580	
Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Feuchtemessung)			1.940	
Dichtungen		280		1.400
Nebenanlagen (Kondensattank, Ausbläser)			940	2.350
<b>Untertage-Technik</b>				
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)		440		
Obertägiger Anschluss und EMSR			1.280	
Workover inkl. MIT <sup>18</sup>				24.000
Packer		280		1.400
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)		380		2.375

18 Erforderlich bei der Erstinstallation von Packer und Förderrohr, Beim Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff wird eine „trockene“ Rekomplettierung zu Grunde gelegt.

Kosten [Tsd. €]		Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readiness			
Gewerke		0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Engineering</b>					
Speicherbewertung		80			
Planung		34	29	166	
Genehmigung		34	29	166	
Projektmanagement		34	29	166	
<b>Summe Investitionen</b>		<b>6.982</b>	<b>5.826</b>	<b>33.602</b>	

Tabelle 29: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispielkavernenspeicher – optimistischer Fall (ESK GmbH)

Kosten [Tsd. €]		Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readiness			
Gewerke		0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Obertage</b>					
Gebäudetechnik (Gaswarnanlagen u.ä.)		400			
Verdichter		5.020			
Kühlung					8.400
Abscheider				1.800	
Vorwärmung				2.400	
Gastrocknung				7.900	
Druck-/Mengenregelung				1.580	
Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Feuchtemessung)		1.940			
Piping/Armaturen					12.400
Dichtungen		280	1.400		
Nebenanlagen (Kondensattank, Ausbläser)				940	2.350
<b>Untertage-Technik</b>					
Bohrplatz (Gaswarnanlagen u.ä.)		440			
Obertägiger Anschluss und EMSR				1.280	
Workover inkl. MIT <sup>19</sup>		24.000			

<sup>19</sup> Erforderlich bei der Erstinstallation von Packer und Förderrohr, Beim Austausch des Packers für 100 Vol.-% Wasserstoff wird eine „trockene“ Rekomplettierung zu Grunde gelegt.

Kosten [Tsd. €]	Umstellungskosten für vollständige H <sub>2</sub> -Readiness			
	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Gewerke</b>				
Packer		1.400		
Förderrohr (9 5/8")		2.000		
Bohrkopf/E-Kreuz (inkl. Service)		3.000		
Einbauteile (Landenippel, UTSAV u.ä.) (inkl. Service)		2.375		
	<b>Engineering</b>			
Speicherbewertung		80		
Planung		204	87	116
Genehmigung		204	87	116
Projektmanagement		204	87	116
<b>Summe Investitionen</b>		<b>41.547</b>	<b>17.560</b>	<b>23.498</b>

Tabelle 30: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispielkavernenspeicher – konservativer Fall (ESK GmbH)

Der aus diesen Ansätzen zur Kostenbestimmung resultierende Verlauf der Gesamt-Anpassungskosten der beiden Beispielspeicher in der jeweils optimistischen und der konservativen Variante ist in Abbildung 16 für den Beispiel-Porenspeicher und in Abbildung 17 für den Beispiel Kavernenspeicher jeweils über den Anteil des Wasserstoffs im Erdgas aufgetragen.



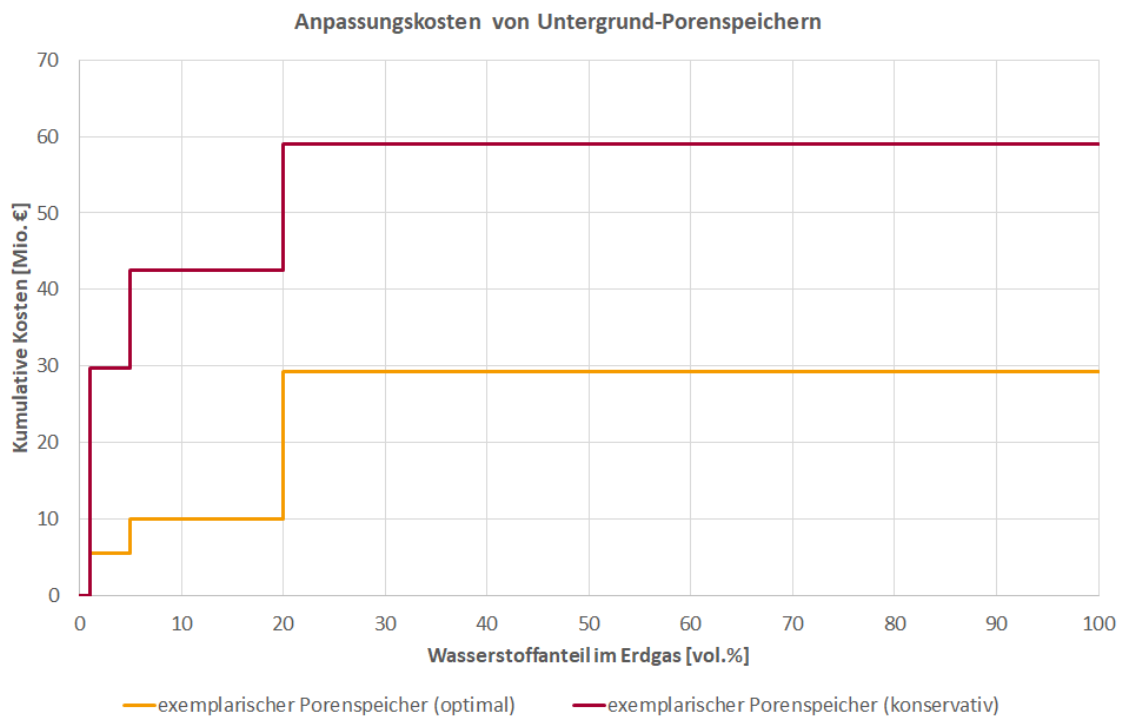


Abbildung 16: Kostenverlauf der erforderlichen Anpassungen des betrachteten Beispiel-Porenspeicher bei steigendem Wasserstoffanteil (ESK GmbH)

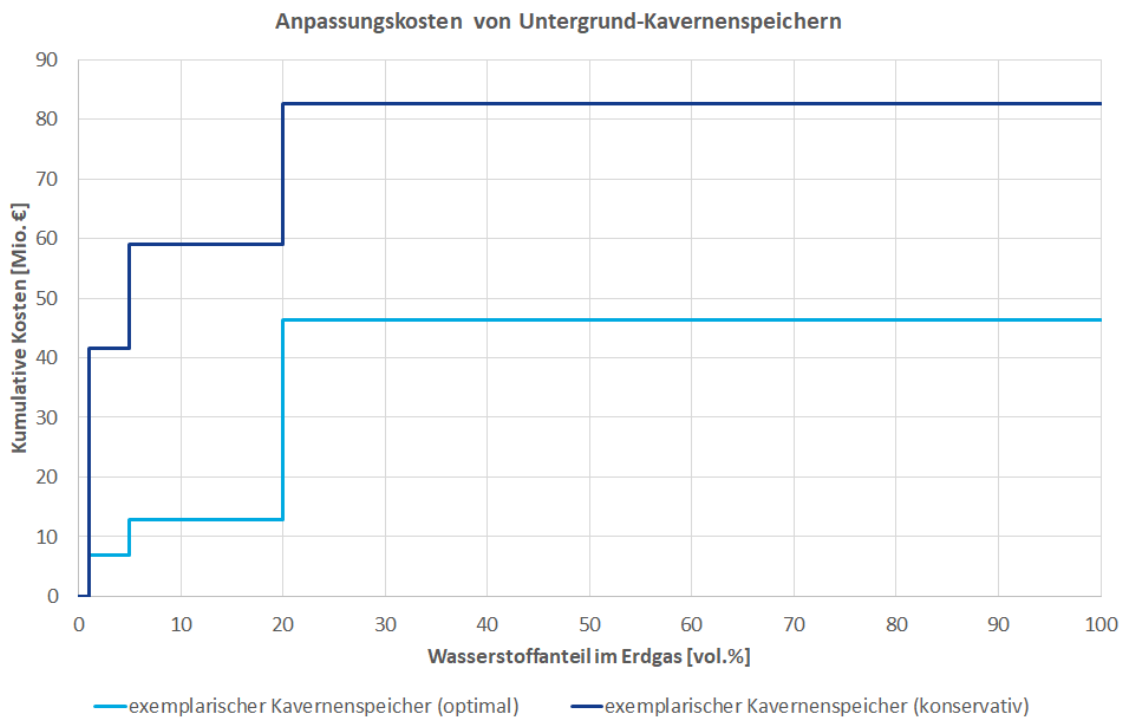


Abbildung 17: Kostenverlauf der erforderlichen Anpassungen des betrachteten Beispiel-Kavernenspeicher bei steigendem Wasserstoffanteil (ESK GmbH)

Der konservative Fall unterscheidet sich vom optimistischen Fall vor allem durch die fehlende Materialnachweise für die untertägige Komplettierung und den Bohrlochkopf, sowie durch die Notwendigkeit der Anpassungen an verschiedenen bereits vorhandenen Obertageanlagenkomponenten. Dadurch sind die Anpassungskosten im konservativen Fall insgesamt höher, und durch die Notwendigkeit des Austauschs der Förderrohrtour und anderer UT-Komponenten ab Wasserstoffbeimischungen > 1 Vol.-% ergibt sich bereits ein deutlicher initialer Kostensprung. Bei der Steigerung des Wasserstoffanteils > 5 Vol.-% kommen im optimistischen Fall vergleichsweise geringe Anpassungskosten für Druck- und Mengenregelung sowie Messtechnik hinzu; wohingegen im konservativen Fall die Anpassungskosten für die Messtechnik bereits bei > 1 Vol.-% Wasserstoff zum Tragen kommen und bei > 5 Vol.-% zusätzliche Anpassungskosten für Kühler, Abscheider und Vorwärmer hinzukommen. Anpassungskosten für die Gastrocknung werden im optimistischen Fall erst bei > 20 Vol.-% Wasserstoffbeimischung fällig, im konservativen Fall bereits bei > 5 Vol.-%. Der Sprung bei den Anpassungskosten bei Wasserstoffbeimischungen > 20 Vol.-% ergibt sich im optimistischen Fall aus dem Austausch der Untertage-Komplettierung, und beim konservativen Fall aus der Anpassung an Obertage-Piping und Nebenanlagen.

Die genannten Zusammenhänge gelten für Poren- und Kavernenspeicher gleichermaßen, wobei die höheren Kosten für die Kavernenspeicher im Vergleich zu Porenspeichern sich obertägig aus der größeren Dimensionierung der Anlagenkomponenten entsprechend der bei Kavernenspeichern typischen höheren Aus- und Einspeisekapazitäten (vgl. Tabelle 3), und untertägig aus den deutlich höheren Kosten einer Re-Komplettierung über einer gasgefüllten Kaverne im Gegensatz zu einer Bohrung im Porenspeicher ergeben.

Die zusammengefassten Umstellungskosten sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst:

	Erdgas	0 Vol.-% → 1 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>	0 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub> <sup>20</sup>
<b>Beispiel-Porenspeicher</b>						
<b>Umstellungskosten optimistisch [Tsd. €]</b>	-	-	5.500	4.400	19.000	27.950
<b>Umstellungskosten konservativ [Tsd. €]</b>	-	-	30.000	13.000	16.500	58.126
<b>Beispiel-Kavernenspeicher</b>						
<b>Umstellungskosten optimistisch [Tsd. €]</b>	-	-	7.000	6.000	34.000	45.160
<b>Umstellungskosten konservativ [Tsd. €]</b>	-	-	42.000	18.000	24.000	82.605

Tabelle 31: Zusammenfassung der Umstellungskosten der Beispiel-Speicher bei verschiedenen Wasserstoffanteilen (ESK GmbH)

20 Kosten bei sofortiger Umstellung auf 100 Vol.-% Wasserstoff, ohne Zwischenschritte.

Für die Speicherumrüstung müssen sämtliche Kosten aufsummiert werden, die in den Spalten („1 Vol.-% → 5 Vol.-% H<sub>2</sub>“, „5 Vol.-% → 20 Vol.-% H<sub>2</sub>“ und „20 Vol.-% → 100 Vol.-% H<sub>2</sub>“) stehen. Wenn für eine Komponente nur ein Anpassungsschritt vorgesehen ist, kann diese durch die Maßnahme 100 % H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erreichen. Bei zwei möglichen Anpassungsschritten wird im 1. Anpassungsschritt zunächst die nächsthöhere H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erreicht und im 2. Anpassungsschritt 100 % H<sub>2</sub>-Verträglichkeit. Sollte z.B. ein Speicher sofort auf 100 % H<sub>2</sub> umgestellt werden, und gibt es Komponenten mit mehreren Anpassungsschritten (z.B. Verdichter), dann fallen nur die Kosten in des letzten Anpassungsschrittes an, da man dann nicht die Zwischenstufen bei der Umstellung durchführen muss.

Somit kann es langfristig kostengünstiger sein, wenn sofort und nicht schrittweise auf 100 Vol.-% Wasserstoff umgerüstet wird, sobald die bisher noch offenen Eignungsfragen geklärt sind. Aus diesem Grund sind die Kosten in Tabelle 27 – Tabelle 30 nicht unbedingt kumulativ, wie die Spalte ganz rechts in Tabelle 31 zeigt.

### 5.3 Risiken für Speicherschädigung und Wertverlust

Die Risiken für Speicherschädigung und Wertverlust fallen bei Poren- und Kavernenspeicher sehr unterschiedlich aus. Bei Porenspeichern kann es mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu chemischen und mikrobiologischen Prozessen kommen, die die Eigenschaften der Speicherformation signifikant beeinträchtigen können. Um eine Beeinträchtigung des Speichers auszuschließen, müssten sowohl das Speichergestein als auch das Formationsfluid, als auch die Deckschicht gegenüber dem Wasserstoff inert sein. Ist hiervon eines nicht gegeben, kann dies unter ungünstigen Umständen zu irreparablen Schäden am UGS führen, so dass dieser nicht weiter genutzt werden kann. Die Folge wäre ein vollständiger Verlust des Anlagevermögens (Totalverlust).

Problematisch ist bei den Porenspeichern auch, dass hier kaum von einem Standort auf andere geschlossen werden kann, da sich die örtlichen Gegebenheiten sehr voneinander unterscheiden.

Im Gegensatz dazu existieren bei Kavernenspeichern per se keine so erheblichen Risiken für Schäden und Wertverlust. Es ist bekannt, dass das Salzgestein selbst gegenüber Wasserstoff inert ist. Reaktionen sind ausschließlich an Verunreinigungen im Steinsalz (z.B. Anhydrid im Kavernensumpf) oder an den technischen Einbauten zu erwarten. Zu beiden finden derzeit Untersuchungen im Rahmen der HYPOS-Initiative statt.

Auch aufgrund des langjährigen Betriebs der Wasserstoffkavernen in England und den USA ohne nennenswerte Zwischenfälle kann auf ein geringes Risiko für eine längerfristige Schädigung der Speicherformation geschlossen werden.

# 6 Modellierung (DBI)

## 6.1 Zielstellung

Ziel der Modellierung ist die Ermittlung kostenoptimaler Transformationspfade für die deutschen Untergrundgasspeicher hin zur Speicherfähigkeit von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen bzw. reinem Wasserstoff. Anhand von vier Szenarien, welche auf Basis der BMWK-Langfristszenarien (2021) [45] aufgestellt wurden, erfolgt im Rahmen der Modellierung eine techno-ökonomische Bewertung verschiedener Optionen zur Bereitstellung der zukünftig erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität. Dazu zählen:

- Anpassung bzw. Umstellung der Erdgasspeicher auf Wasserstoff
- Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern
- Pyrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von nicht umstellbaren Porenspeichern

Eine der zentralen Fragestellungen der Modellierung ist dabei, in welchem Umfang die bestehenden Erdgasspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden können und in welcher Höhe die energetische Speicherfähigkeit nach der Umstellung reduziert sein wird. Im Rahmen der Speicherumstellung wird dabei der technische Anpassungsbedarf sowie die daraus resultierenden Kosten ermittelt. Weiterhin wird untersucht, ob es wirtschaftlich sinnvoll ist, Porenspeicher, welche vermutlich nicht für eine Speicherung von reinem Wasserstoff geeignet sind, auf Methanbasis für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Pyrolyse weiter zu nutzen. Die Nutzung der Pyrolyse ist in dieser Studie nur exemplarisch betrachtet worden. Alternativ könnte auch die Verwendung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und Speicherverfahren im Zusammenhang mit der Biogas- oder Erdgasspeicherung angenommen werden. Die Studie fokussiert sich auf den Bereich der Gas- bzw. Wasserstoffspeicherung und betrachtet den Bereich der Wasserstoffherstellung mit der Pyrolyse nur in Teilen. Mit Blick auf die BMWK-Langfristszenarien stellt sich im Zusammenhang mit der Verwendung einer Pyrolyse darüber hinaus die Frage der partiellen Weiternutzung bestehender Erdgasnetze. Allerdings sind auch die Erdgas- bzw. Wasserstoffnetze nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Zudem stellt sich die Frage, welche Kosten der Neubau von Wasserstoffspeichern erfordert, sollte die benötigte Wasserstoffspeicherkapazität nicht allein durch die Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher bereitgestellt werden können.

## 6.2 Methodik

Methodisch folgt die Transformationspfade-Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher dem in Abbildung 18 dargestellten Ablaufschema.



Abbildung 18: Rahmensetzung für die Transformationspfade-Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher (DBI)

### **Szenarien:**

Die im Rahmen der Modellierung zu untersuchenden Szenarien werden in Kapitel 6.3 vorgestellt.

Transformationspfade-Modell (TPM) Gasspeicher:

Die Durchführung der Modellierung erfolgt auf Basis des DBI-Transformationspfade-Modells. Dieses wurde im Rahmen der Studie angepasst, um die wesentlichen Fragestellungen zur Transformation der deutschen Untergrundgasspeicher beantworten zu können. In Kapitel 6.4 erfolgt die Beschreibung der Funktionsweise des Modells. Zudem wird auf wesentliche Randbedingungen und Modellannahmen eingegangen.

### **Modell-Inputdaten:**

Die Vorstellung der für die Modellierung erforderlichen Inputdaten erfolgt in Kapitel 7.

### **Modellierungsergebnisse:**

Die Vorstellung der Modellierungsergebnisse erfolgt in Kapitel 8.

## 6.3 Szenarien

Im Rahmen der Modellierung werden insgesamt vier Szenarien betrachtet, die sich an die BMWK-Langfristszenarien anlehnen.

"Das Projekt "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" untersucht, welche techno-ökonomischen Auswirkungen alternative Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems haben und wie Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität

[bis zum Jahr 2050] erreichen kann" [45, S. 6]. In einem ersten Schritt wurden dabei drei Hauptszenarien mit einer jeweils ausgeprägten Nutzung eines von drei klimaneutralen Energieträgern zur Dekarbonisierung des Energiesystems analysiert.

- Das Szenario TN-Strom setzt auf eine starke Nutzung von erneuerbarem Strom in einem vorwiegend elektrifizierten Energiesystem. Gleichzeitig wird in diesem Szenario eine erhebliche Menge an Wasserstoff benötigt.
- Das Szenario TN-H<sub>2</sub>-G untersucht eine sehr starke Nutzung von Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Energiesystems.
- Das Szenario TN-PtG/PtL setzt den Schwerpunkt dagegen auf eine sehr ausgeprägte Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen.

Anhand der in Tabelle 32 abgebildeten vier Modellierungs-Szenarien wird im Rahmen dieser Studie untersucht, welche notwendigen technischen Maßnahmen und welcher wirtschaftliche Investitionsbedarf für die Bereitstellung der jeweils erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität einhergehen. Auf Basis der BMWK-Langfristszenarien sind für das Erreichen einer Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2050 Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität zwischen 47 TWh und ca. 73 TWh (AGV<sub>H<sub>2</sub></sub>) erforderlich [46]. Neben der technischen Anpassung und Umstellung der bestehenden Erdgas-Speicherinfrastruktur auf Wasserstoff werden der Neubau von Kavernenspeichern sowie die Installation von Pyrolyseanlagen in der Modellierung berücksichtigt.

Die im Rahmen der Modellierung untersuchten Szenarien unterliegen den folgenden Randbedingungen:

**Betrachtungszeitraum:**

- Der Betrachtungszeitraum der Modellierung verläuft von 2021 bis zum Jahr 2050.

**Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem:**

- Das DVGW-Regelwerk ermöglicht nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 aktuell eine Wasserstoffbeimischung von maximal 10 Vol.-% zum Erdgasstrom. Neben dem DVGW-Regelwerk wird der zulässige Wasserstoffanteil durch wasserstoffsensible Elemente der Gasinfrastruktur und der Anwendungstechnologien begrenzt. Sofern beispielsweise Erdgas an CNG-Tankstellen bereitgestellt wird, gelten die Anforderungen der Kraftstoffnorm DIN EN 16723-2 [47], wonach maximal 2 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch zulässig sind. Bei höheren Wasserstoffanteilen

besteht bei Erdgasfahrzeugen werkstoffseitig die Gefahr einer Versprödung der Stahltanks [31]. Bei der Wasserstoffbeimischung ist außerdem zu beachten, dass das deutsche Gastransportnetz an seinen Transit- und Netzkopplungspunkten mit der Gasinfrastruktur seiner Nachbarländer verbunden ist. Dies ermöglicht Erdgasimporte und -exporte und somit eine staatenübergreifende Versorgungssicherheit. Die auf europäischer Ebene geltende Norm DIN EN 16726 [48] beinhaltet zwar eine verbindliche Festlegung für die Beschaffenheit von Erdgas der Gruppe H, allerdings trifft diese Norm keine Aussagen hinsichtlich zulässiger Wasserstoffkonzentrationen [49]. Bei der Grenzüberschreitung von Gasströmen sind daher die Regularien der Nachbarländer einzuhalten, weshalb auf Transportnetzebene die H<sub>2</sub>-Zumischgrenze in Höhe von maximal 2 Vol.-% bestehen bleibt [49].

- Nach Modellannahme erfolgt auf Basis der vorherigen Erläuterungen eine maximale Wasserstoffbeimischung von 2 Vol.-% in das Erdgassystem. Die erforderliche Anpassung der Erdgasspeicher auf 2 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit erfolgt dabei im Jahr 2022. Ab diesem Jahr startet der kontinuierliche Anstieg des Wasserstoffanteils an der den jeweiligen Szenarien zugrunde liegenden Gesamtgasnachfrage (vgl. Kapitel 7.1).

#### **Definition des Begriffs „Erdgassystem“:**

- Der Begriff „Erdgassystem“ umfasst im Rahmen der Modellierung Gasnetze und Untergrund-gasspeicher, welche methanreiche Gase mit einer maximalen Wasserstoffbeimischung von 2 Vol.-% transportieren bzw. speichern. Methanreiche Gase können konventionell, biologisch bzw. synthetisch erzeugt werden. Modellseitig wird der Energiegehalt von methanreichem Gas mit einem Wasserstoffanteile von bis zu 2 Vol.-% auf Basis der in Tabelle 4 dargestellten Brenn- und Heizwerte für Gasgemische aus Nordseegas und Wasserstoff abgebildet.

Bezeichnung	Definition
<b>Szenario 1 gemäß TN-Strom</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kein Erdgassystem mehr im Jahr 2050, Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</li> <li>Wasserstoffmarkt entsprechend TN-Strom mit 72,8 TWh Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>
<b>Szenario 2 gemäß TN-H<sub>2</sub>-G</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kein Erdgassystem mehr im Jahr 2050, Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</li> <li>Wasserstoffmarkt entsprechend TN-H<sub>2</sub>-G mit 47,0 TWh Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>
<b>Szenario 3 Treibhausgasneutrales Methan und TN-Strom</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</li> <li>Porenspeicher, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, werden auf Methan-Basis weitergenutzt. Das Methan wird zur Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse eingesetzt.</li> <li>Wasserstoffmarkt entsprechend TN-Strom mit 72,8 TWh Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>
<b>Szenario 4 Treibhausgasneutrales Methan und TN-H<sub>2</sub>-G</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</li> <li>Porenspeicher, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, werden auf Methan-Basis weitergenutzt. Das Methan wird zur Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse eingesetzt.</li> <li>Wasserstoffmarkt entsprechend TN-H<sub>2</sub>-G mit 47,0 TWh Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050</li> </ul>

Tabelle 32: Übersicht der Modellierungs-Szenarien (DBI)

## 6.4 Transformationspfade-Modell Gasspeicher

Die Modellierung der Transformationspfade der deutschen Undergroundgasspeicher hin zur Speicherfähigkeit von Wasserstoff erfolgte auf Basis des DBI-Transformationspfade-Modells. Dieses Berechnungsmodell geht aus dem DVGW-Forschungsvorhaben „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21“ (2018) hervor [50]. Das Modell ermöglicht in seiner ursprünglichen Form die Ermittlung von makroökonomisch kostenoptimalen Transformationspfaden für die Anpassung von Gasnetz- und Speicherinfrastrukturen für die Integration von klimaneutralen Gasen, insbesondere Wasserstoff. Das bestehende Modell wurde auf die Erfordernisse der hier untersuchten Transformation der Undergroundgasspeicher angepasst und erweitert, um die zentralen Fragestellungen dieser Studie untersuchen zu können (vgl. Kapitel 6.1).

### Programmablauf:

Der Programmablauf ist anhand des Entscheidungsbaumes in Abbildung 19 dargestellt. Demnach erfolgt für jedes Jahr des Betrachtungszeitraumes die folgende Entscheidungsabfrage.



Dem Modell wird zunächst ein definierter Transformationspfad hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung der Wasserstoffverträglichkeit der UGS-Infrastruktur im Erdgassystem übergeben. Ausgehend von einer hinterlegten Entwicklung der Gasnachfrage und Gaszusammensetzung (vgl. Kapitel 7.1) erfolgt mithilfe der Heizwerte zunächst die Umrechnung des energetischen Wasserstoffanteils von TWh in Volumenprozent. Im Anschluss prüft das Programm, ob ausgehend von dem übergebenen Pfad hinsichtlich der erforderlichen Wasserstoffverträglichkeit aller Erdgasspeicher eine technische Anpassung von Speicherkomponenten zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit notwendig ist. Dies ist immer dann der Fall, wenn die aktuelle Wasserstoffverträglichkeit der Speicherkomponenten (vgl. Kapitel 7.3.2) unter dem geforderten Wert des Pfades liegt. Die Wasserstoffeignung eines Speichers richtet sich dabei immer nach der Speicherkomponente mit der niedrigsten Wasserstoffverträglichkeit. Die Wasserstoffverträglichkeit der im Mengen-Kosten-Gerüst gelisteten Speicherkomponenten wird jeweils in Volumenprozent angegeben. Liegt der volumetrische Anteil von Wasserstoff an der Gasnachfrage unterhalb der Wasserstoffverträglichkeit der Speicher, kann Wasserstoff dem Erdgassystem zugemischt werden. Würde der Wasserstoffanteil im Gasgemisch die aktuelle Wasserstoffverträglichkeit der Speicher überschreiten, muss der überschüssige Wasserstoffanteil in einem weiteren Prozessschritt methanisiert werden und kann anschließend ohne weiteres dem Erdgassystem beigemischt werden. Dieser erste Teil der Entscheidungsabfrage war bereits im bestehenden Modell implementiert (vgl. Abbildung 19, grün-gestrichelte Linie). Auf Basis dieser Funktionen ist das Modell in der Lage verschiedene Transformationspfade techno-ökonomisch bewerten und somit den kostenoptimalen Pfad ermitteln zu können.

Im Rahmen dieser Studie wurde das Modell um den folgenden Bereich in der Entscheidungsabfrage erweitert. Anders als im ursprünglichen Transformationspfade-Modell wird der überschüssige Wasserstoffanteil im Rahmen dieser Modellierung nicht methanisiert, sondern einem separaten Wasserstoffsystem übergeben. Anschließend prüft das Programm anhand der im Erdgassystem transportierten Energiemenge, ob die bestehende Erdgasspeicherkapazität noch ausreicht. Würde die bestehende Erdgasspeicherkapazität die erforderliche Speicherkapazität im Erdgassystem (vgl. Kapitel 7.2) unterschreiten, müssten Kavernenspeicher im Erdgassystem zugebaut werden (bereits H<sub>2</sub>-ready). Überschreitet die bestehende Erdgasspeicherkapazität die erforderliche Speicherkapazität im Erdgassystem, prüft das Programm, ob Erdgasspeicher potenziell für die Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen.

Die Reihenfolge der möglichen Optionen zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität (vgl. Kapitel 7.2) wurde wie folgt definiert:

## 1. Speicherumstellung

Ergibt sich im Wasserstoffsystem ein Bedarf an zusätzlicher Wasserstoffspeicherkapazität, wird zunächst überprüft, ob im Erdgassystem potenzielle Speicher für die Umstellung auf Wasserstoff (100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit) zur Verfügung stehen. Von der Umstellung ausgeschlossen sind Porenspeicher, welche im Rahmen dieser Studie für die Speicherung von Wasserstoff als nicht geeignet eingestuft wurden (vgl. Kapitel 7.3.3). Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung immer nach den geringsten Umstellungskosten.

## 2. Pyrolyse

Sobald alle möglichen Erdgasspeicher auf Wasserstoff umgestellt sind, prüft das Programm, ob nicht umstellbare Porenspeicher potenziell für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5) verfügbar sind. Diese Option wird ausschließlich in Szenario 3 und 4 berücksichtigt. Dabei werden diese Porenspeicher auf Methanbasis weiterbetrieben. Das Methan wird zur Produktion von Wasserstoff mittels Pyrolyse genutzt. Die pro Jahr mittels Pyrolyse erzeugte Menge an Wasserstoff wird der Wasserstoffspeicherkapazität des Porenspeichers gleichgesetzt. Stehen mehrere nicht umstellbare Porenspeicher für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Pyrolyse bereit, richtet sich deren Reihenfolge zur Bereitstellung von Wasserstoffspeicherkapazität immer nach den geringsten Investitionskosten für die Errichtung der erforderlichen Pyrolyseanlagen<sup>21</sup>.

## 3. Speicherneubau

Kann die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität nicht durch Speicherumstellung und die Errichtung von Pyrolyseanlagen gedeckt werden, müssen neue Speicher in Form von Wasserstoff-Kavernenspeichern gebaut werden (vgl. Kapitel 7.3.3).

---

21 Die Kosten für die Errichtung der Pyrolyse, siehe Kapitel 7.5, werden nur als Kriterium für die Entscheidungsfindung der Reihenfolge benötigt. In der Modellierung der Gesamtkosten für Anpassung, Umstellung und Neubau werden die Kosten für die Errichtung der Pyrolyseanlagen grundsätzlich auf Null gesetzt. Siehe Einleitung, die vorliegende Studie betrachtet die Speicher, nicht jedoch die verschiedenen Erzeugungsvarianten für Wasserstoff.

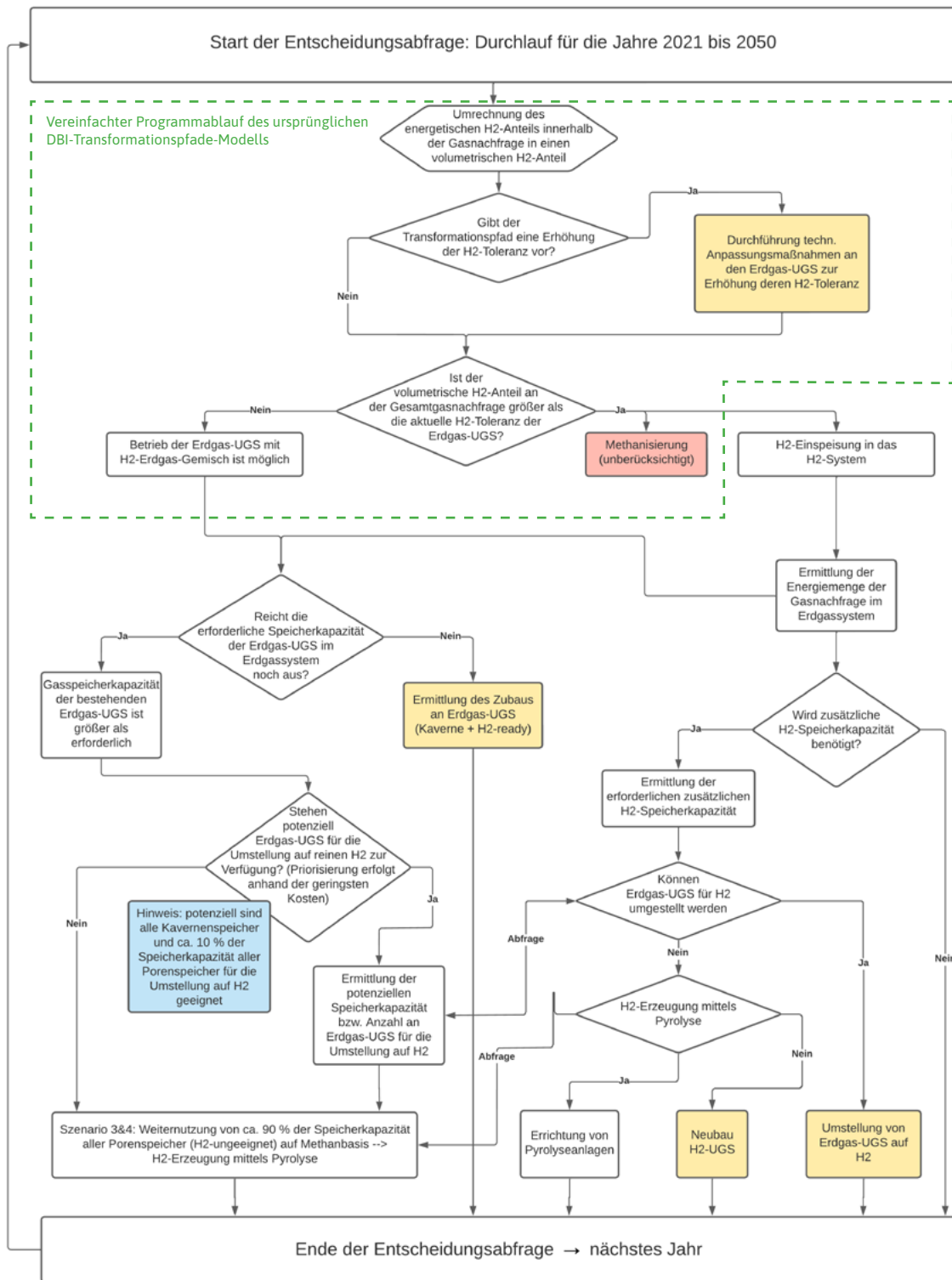


Abbildung 19: Entscheidungsbaum Transformationspfade-Modell Gasspeicher (DBI)

## 7 Modell-Inputdaten (DBI)

In den folgenden Kapiteln werden die für die Modellierung notwendigen Inputdaten vorgestellt. Dazu zählen:

### **Entwicklung der Gasnachfrage und Gasmix (vgl. Kapitel 7.1):**

- Die Entwicklung der Gasnachfrage basiert grundsätzlich auf den BMWK-Langfristszenarien und gilt als wesentlicher Input-Parameter für die Ermittlung der erforderlichen Speicherkapazität im Erdgassystem. Die zeitliche Entwicklung des Gasmixes, insbesondere der energetische Bedarf an Wasserstoff, hat Einfluss auf die Höhe der Wasserstoffbeimischung in das Erdgassystem sowie den Aufbau eines reinen Wasserstoffsystems (hier nur Wasserstoffspeicher).

### **Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazität (vgl. Kapitel 7.2):**

- Wesentlicher Input-Parameter für die mögliche Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff bildet die Entwicklung der erforderlichen Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Entwicklung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem basiert auf den BMWK-Langfristszenarien.

### **Mengen-Kosten-Gerüst der H<sub>2</sub>-sensitiven UGS-Infrastruktur in Deutschland (vgl. Kapitel 7.3):**

- Die wesentliche Grundlage für die Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfs der Speicher zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit sowie die damit verbundenen Kosten bildet ein sogenanntes Mengen-Kosten-Gerüst, welches sämtliche Eingangsdaten der wasserstoffsensitiven UGS-Infrastruktur in Deutschland erfasst. Es finden ebenfalls der Speicherneubau und die dafür erforderlichen Kosten Berücksichtigung.
- Für die konkret in der Modellierung hinterlegten Kosten der notwendigen Anpassungsmaßnahmen wurde grundsätzlich vom optimistischen Fall (s. Kapitel 5.2) ausgegangen, wobei aber folgende Änderungen im Vergleich zu Kapitel 5.2 hinterlegt wurden:
  - Kosten für die Neuanschaffung des Gaschromatographen fallen immer an, bereits bei Anpassungsmaßnahmen von 1 auf 5 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung.
  - Piping und Armaturen (OTA und Feldleitungen): entsprechend des anhand des Betreiber-Inputs ermittelten tatsächlichen Mengen-Gerüsts wurde hier in Abweichung zu Kapitel 5.2 nicht streng in optimistisch (keine Maßnahmen notwendig) und konservativ (Anpassung ab 20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung

notwendig) unterschieden. Für die Porenspeicher wurden keine verbauten H<sub>2</sub>-geeigneten Komponenten gemeldet, so dass ab 20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung ein Austausch dieser Komponenten vorgesehen wird. Für Kavernenspeicher existiert ein gewisser Anteil an bekannten H<sub>2</sub>-geeigneten Materialien, für den keine Kosten anfallen. Für den Anteil der nicht H<sub>2</sub>-geeigneten Materialien fallen die Austauschkosten ab 20 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung an.

#### **Speicherkapazität der UGS in Deutschland (vgl. Kapitel 7.4):**

- Die in den bestehenden UGS speicherbare Erdgas- und Wasserstoffmenge (AGV) dient als essenzieller Input-Parameter zur Deckung der erforderlichen Speicherkapazität im Erdgas- und Wasserstoffsystem.

#### **Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5):**

- Die Weiternutzung von nicht auf Wasserstoff umstellbaren Porenspeichern für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse wird in Szenario 3 und 4 als zusätzliche Option zur Deckung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität untersucht. Wesentliche Input-Parameter für die Modellierung sind dabei die möglichen Wasserstofferzeugungskapazitäten.

## **7.1 Entwicklung Gasnachfrage und Gasmix**

Die zeitliche Entwicklung der Gasnachfrage und des Gasmixes sind maßgeblich für die Ermittlung der zwei folgenden Kenngrößen erforderlich:

- Ermittlung der jährlichen realen Energiemenge an Wasserstoff, welche dem Erdgassystem bei Anpassung der Wasserstoffverträglichkeit der UGS auf 2 Vol.-% beigemischt werden kann (Randbedingung in den vier untersuchten Szenarien: maximal 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung im Erdgassystem (vgl. Kapitel 6.3))
- Ermittlung der jährlich erforderlichen Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (vgl. Kapitel 7.2)

Tabelle 33 bildet die zeitliche Entwicklung von Gasnachfrage und Gasmix nach BMWK-Langfristszenario „TN-Strom“ ab, welches ein vorwiegend elektrifiziertes Energiesystem zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 wiedergibt. Dementsprechend stark

sinkt die Gasnachfrage von anfänglich 1.000 TWh im Jahr 2021 auf 262 TWh im Jahr 2050. Mit Blick auf den Gasmix wird deutlich, dass methanreiche Gase zunehmend durch Wasserstoff ersetzt werden. Im Jahr 2050 wird das Erdgassystem vollständig vom Wasserstoffsystem abgelöst.

Gasart	2021 Energienmenge [TWh]	2030 Energienmenge [TWh]	2040 Energienmenge [TWh]	2050 Energienmenge [TWh]
Methanreiche Gase*	1.000	686	254	0
Wasserstoff	0	18	99	262
<b>Summe</b>	<b>1.000</b>	<b>704</b>	<b>353</b>	<b>262</b>

Tabelle 33: Entwicklung der Gasnachfrage und -Mix nach BMWK-Langfristszenario „TN-Strom“ [46, 51]  
\*konventionell, biologisch, synthetisch. Als Heizwert wurde 38,681 MJ/m<sup>3</sup> (i.N.) gem. Tabelle 4 hinterlegt.

Tabelle 34 bildet die zeitliche Entwicklung von Gasnachfrage und Gasmix nach BMWK-Langfristszenario „TN H<sub>2</sub> G“ ab. Analog zu „TN-Strom“ sinkt die Gasnachfrage im zeitlichen Verlauf. Allerdings verläuft diese Reduktion deutlich moderater, was auf die starke Nutzung von gasförmigen Energieträgern, insbesondere Wasserstoff, zurückzuführen ist. Im Jahr 2050 wird das Erdgassystem vollständig vom Wasserstoffsystem abgelöst.

Gasart	2021 Energienmenge [TWh]	2030 Energienmenge [TWh]	2040 Energienmenge [TWh]	2050 Energienmenge [TWh]
Methanreiche Gase*	1.000	693	256	0
Wasserstoff	0	45	400	690
<b>Summe</b>	<b>1.000</b>	<b>738</b>	<b>656</b>	<b>690</b>

Tabelle 34: Entwicklung der Gasnachfrage und -Mix nach BMWK-Langfristszenario „TN-H<sub>2</sub>-G“ [46, 51, 52]  
\*konventionell, biologisch, synthetisch. Als Heizwert wurde 38,681 MJ/m<sup>3</sup> (i.N.) gem. Tabelle 4 hinterlegt.

Im Rahmen der Modellierung erfolgt für die Gasnachfrageentwicklung nach Tabelle 33 und Tabelle 34 die Interpolation der Energiemengen von methanreichen Gasen und Wasserstoff für sämtliche Zwischenjahre, um so den gesamten Betrachtungszeitraum jährlich abbilden zu können.

Eine Diskussion der Entwicklung der Gasnachfrage und des Gasmixes, d.h. des Zustandekommens der Input-Daten findet im Rahmen dieser Studie nicht statt, dafür sei auf die folgenden Primärquellen verwiesen:

- Energiebedarf methanreiche Gase im Jahr 2021 [51]
- Energiebedarf methanreiche Gase und Wasserstoff in den Jahren 2030, 2040 und 2050 [46]
- Für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 wurden teilweise Daten für den Energiebedarf der Gase von den Auftraggebern der Studie übermittelt.

Es muss damit gerechnet werden, dass sich die künftige Gasnachfrage und -zusammensetzung im Bereich der o.g. Szenarien bewegen wird, um nach den BMWK-Langfristszenarien bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität in Deutschland erreichen zu können.

## 7.2 Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten

Die Anzahl der potenziellen Erdgasspeicher, welche in den jeweiligen Jahren des Betrachtungszeitraumes für die Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen, wird maßgeblich durch die erforderliche Gasspeicherkapazität im Erdgassystem bestimmt. Die zukünftig erforderliche Gasspeicherkapazität im Erdgassystem wurde im Rahmen der Modellierung aufgrund fehlender wissenschaftlicher Untersuchungen vereinfacht nach dem folgenden Ansatz hergeleitet:

Ausgangspunkt für die Entwicklung der erforderlichen Gasspeicherkapazität im Erdgassystem bilden die folgenden zwei Parameter:

- aktuelle Gasspeicherkapazität aller UGS in Deutschland (vgl. Kapitel 7.4):  
254,7 TWh (AGVEG)
- energetische Gasnachfrage 2021 (vgl. Kapitel 7.1):  
1.000 TWh

In Bezug auf das Jahr 2021 sind die Speicher demnach in der Lage 25,47 % der Energiemenge vom Gesamtgasbedarf zu speichern. Auf Basis dieses Anteils wird in Abhängigkeit der Gasnachfrageentwicklung im Erdgassystem die erforderliche Erdgasspeicherkapazität für jedes Jahr des Betrachtungszeitraumes ermittelt.

Die Entwicklung der erforderlichen Speicherkapazitäten im Wasserstoffsystem ist Tabelle 35 mit Bezug auf die BMWK-Langfristszenarien „TN-Strom“ und „TN-H<sub>2</sub>-G“ zu entnehmen.

BMWK-LFS	Einheit	2030	2040	2050
TN-Strom	TWh	1,8	26,9	72,8
TN-H <sub>2</sub> -G	TWh	1,8	16,7	47,0

Tabelle 35: Entwicklung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten nach BMWK-Langfristszenario „TN-Strom“ und „TN-H<sub>2</sub>-G“ [52]

Im Rahmen der Modellierung erfolgt anhand der in Tabelle 35 angegebenen Werte zur erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität die Interpolation für die Zwischenjahre, um so sämtliche Jahre des Betrachtungszeitraumes abbilden zu können. Als Startzeitpunkt für den Aufbau eines Wasserstoffsystems, insbesondere einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur, gilt das Jahr, in welchem der energetische Wasserstoffbedarf erstmalig nicht vollständig über eine Beimischung in das Erdgassystem gedeckt werden kann (Randbedingung: maximal 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Beimischung im Erdgassystem, vgl. Kapitel 6.3).

Eine Diskussion der Entwicklung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten, d.h. des Zustandekommens der Input-Daten findet im Rahmen dieser Studie nicht statt, dafür sei auf die folgende Primärquellen verwiesen:

- BMWK-Langfristszenarien (2021) [46, 52]

Es muss damit gerechnet werden, dass sich die künftigen Wasserstoffspeicherkapazitäten im Bereich zwischen den o.g. Szenarien bewegen werden, um nach den BMWK-Langfristszenarien bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität in Deutschland ermöglichen zu können.

## 7.3 Dateninput Speicherinfrastruktur

Die Grundlage für die Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfes sowie der daraus resultierenden Kosten für die Speicherumstellung auf Wasserstoff bildet die Erfassung des aktuellen Asset-Bestands der deutschen Untergrundgasspeicher. Dafür wurden sämtliche Assets der insgesamt 16 Poren- und 31 Kavernenspeicher in einem sogenannten Mengen-Kosten-Gerüst gelistet, welches, neben den Mengen- und Altersdaten, die aktuelle Wasserstoffverträglichkeit der Speicherkomponenten sowie Kosten für Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung deren Wasserstoffverträglichkeit erfasst (vgl. Abbildung 20).





Abbildung 20: Prinzipielle Struktur des Mengen-Kosten-Gerüsts für die Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher (DBI)

### 7.3.1 Mengengerüst der UGS in Deutschland

Für die Hauptkomponenten der Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 5.2) wurde ermittelt, welche Mengen an Equipment verbaut wurden:

- Anhand der Ein- und Ausspeicherkapazitäten
- Anhand typischer Größen von verwendetem Equipment
- Anhand anderer Referenzprojekte des Auftragnehmers

Die Erstaufstellung wurde selbstständig durch den Auftragnehmer vorgenommen, und gleichzeitig eine Abfrage bei den deutschen UGS-Betreibern initiiert, um aus erster Hand Input zu erhalten und die eigenen Annahmen zu überprüfen und anschließend zu überarbeiten. Für diejenigen UGS, in denen konkreter Betreiberinput vorliegt, wurden diese Werte direkt übernommen. Für alle anderen UGS, sowie die Beispiel-UGS wurde die überarbeiteten Annahmen des Auftragnehmers hinterlegt. Bei den Hauptkomponenten wurde auch zwischen verschiedenen Typen an möglichem Equipment unterschieden (z.B. Turbo-Verdichter und Kolbenverdichter oder TEG-Gastrocknung und Adsorptionsgastrocknung), und anhand des Betreiberinputs auch die Verteilung des Equipments ermittelt. Darauf aufbauend wurde für all diejenigen UGS ohne Betreiberinput und die Beispielspeicher die Komponententypen final definiert, wobei auch Rundungsfehler beseitigt wurden.

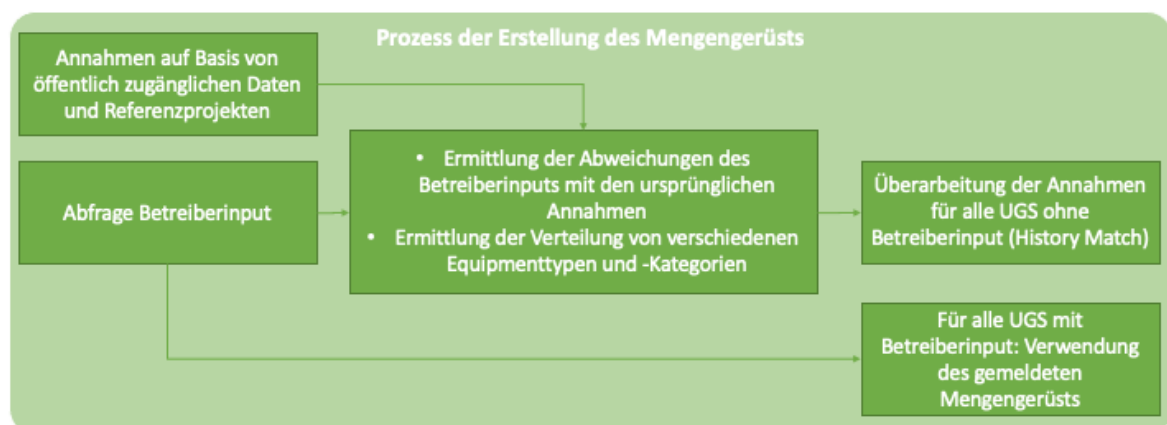


Abbildung 21: Verfahren bei der Erstellung des Mengengerüsts der UGS in Deutschland (DBI)

Die nachfolgenden Tabellen fassen die generellen Speicherparameter inkl. Erläuterungen zu ihrer Verwendung, sowie Hauptkomponenten der UGS nebst den Annahmen, die für die Ermittlung der Mengen zugrunde gelegt wurden, zusammen.

Parameter	Poren-UGS	Kavernen-UGS
<b>Teufen</b>	Verwendung der individuellen Werte jedes einzeln deutschen UGS, siehe Anhang 1	
<b>Arbeitsgasvolumen</b>	Verwendung der individuellen Werte jedes einzeln deutschen UGS, siehe Anhang 1	
<b>Max. Ausspeicherrate</b>	Verwendung der individuellen Werte jedes einzeln deutschen UGS, siehe Anhang 1	
<b>Max. Einspeicherrate</b>	Verwendung der individuellen Werte jedes einzeln deutschen UGS, siehe Anhang 1	
<b>Anzahl Bohrungen</b>	14 + 2 (Verwendung der Parameter des Beispiel-Porenspeichers, sofern kein Betreiber-Input gegeben ist)	8 (Verwendung der Parameter des Beispiel-Porenspeichers, sofern kein Betreiber-Input gegeben ist)

Tabelle 36: Generelle Speicherparameter und weitere Verwendung (DBI)

Komponente und Typ	Einheit
<b>Turbo-Verdichter, 2-stufig</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Berechnung anhand max. Injektionsrate des Speichers.</li> <li>• Bei max. Injektionsrate &gt; 200.000 m<sup>3</sup>/h i.N. Verwendung von Turbo-Verdichtern, sonst Kolben-Verdichtern.</li> <li>• Turbo-Verdichter mit 150.000 m<sup>3</sup>/h i.N. und Kolbenverdichter mit 50.000 m<sup>3</sup>/h i.N. hinterlegt.</li> <li>• Ein zusätzlicher Verdichter als Redundanz.</li> </ul>
<b>Kolben-Verdichter, 2-stufig</b>	
<b>Verdichter-Antrieb: Gasmotor</b>	Auf Null gesetzt.
<b>Verdichter-Antrieb: Gasturbine</b>	Auf Null gesetzt.
<b>Verdichter-Antrieb: E-motor</b>	Einen pro Verdichter.
<b>Kühler</b>	2 pro Verdichter (2-stufiger Verdichtungsprozess)
<b>Abscheider</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermittlung anhand max. Entnahmerate des Speichers auf Basis eines Referenzprojekts.</li> <li>• 1.564.000 m<sup>3</sup>/h i.N. entsprechen 3 Abscheidern.</li> <li>• Ein zusätzlicher Abscheider als Redundanz.</li> </ul>
<b>Gas- Warmwasser-Wärmetauscher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermittlung anhand max. Entnahmerate des Speichers auf Basis eines Referenzprojekts.</li> <li>• 1.564.000 m<sup>3</sup>/h i.N. entsprechen 5 Wärmetauschern.</li> <li>• Ein zusätzlicher Wärmetauscher als Redundanz.</li> </ul>
<b>Gastrocknung: TEG</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermittlung anhand max. Entnahmerate des Speichers auf Basis eines Referenzprojekts.</li> <li>• 1.564.000 m<sup>3</sup>/h i.N. entsprechen 3 TEG-Units.</li> <li>• Eine zusätzliche TEG-Unit als Redundanz.</li> </ul>
<b>Gastrocknung: Adsorption</b>	Auf Null gesetzt.
<b>Gastrocknung: Joule-Thompson</b>	Auf Null gesetzt.
<b>Druck- und Mengenregelung</b>	1 pro Bohrung.
<b>Durchflussmessung: Turbinenrad- / Drehkolbenzähler</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 pro Verdichter, zusätzlich</li> <li>• 1 pro Abscheider, zusätzlich</li> <li>• 1 pro Gasaufbereitungs-Unit, zusätzlich</li> <li>• 2 pro Bohrung</li> </ul>

Komponente und Typ	Einheit
Durchflussmessung: Ultraschallzähler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermittlung anhand max. Entnahmerate oder max. Einspeicherate (Verwendung des höheren Wertes) des Speichers auf Basis eines Referenzprojekts.</li> <li>• 1.564.000 m<sup>3</sup>/h i.N. entsprechen 3 Ultraschallgaszählern.</li> <li>• Ein zusätzlicher Ultraschallgaszähler als Redundanz.</li> </ul>
Durchflussmessung: Coriolis-Zähler	Auf Null gesetzt.
Gasanalyse, Gas-Chromatograph	1 pro Speicher.
Feuchtemessung	1 pro Speicher.
Piping OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	Auf Null gesetzt.
Piping OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	1000 m.
Armaturen OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	Auf Null gesetzt.
Armaturen OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	20
Feldleitungen: Material H <sub>2</sub> -geeignet	Auf Null gesetzt.
Feldleitungen: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	1500 m pro Bohrung.
Armaturen Feldleitungen: Material H <sub>2</sub> -geeignet	Auf Null gesetzt.
Armaturen Feldleitungen: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	10
Glykoltanks: Kondensat, Frischglykol, Altglykol	3 pro Speicher: Frischglykol, Altglykol, Kondensat
Ausbläser	1 pro Speicher.
Brenner	1 pro Gas-Wasser-Wärmetauscher
Bohrungen	Siehe Tabelle 36.
Casing-Meter, LzRT	Teufe x Anzahl der Bohrungen.
Zementierungs-Meter, LzRT	Teufe x Anzahl der Bohrungen.
Anschluss an Feldleitung	1 pro Bohrung.
Packer	1 pro Bohrung.
Tubinge: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt vor	Auf Null gesetzt.
Tubinge: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt nicht vor	Teufe x Anzahl der Bohrungen.
Sand Filter, Gravel-Pack	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Für Poren-UGS: 1 pro Bohrung.</li> <li>• Für Kavernen-UGS: auf Null gesetzt.</li> </ul>
BL-Kopf: entspricht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	Auf Null gesetzt.
BL-Kopf: entspricht nicht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	1 pro Bohrung.
USAV	1 pro Bohrung.

Tabelle 37: Hauptkomponenten UGS und Annahmen für die Berechnung der verbauten Mengen (DBI)

Die getroffenen Annahmen wurden anschließend anhand des erhaltenen Betreiber-Inputs geprüft und überarbeitet. Dabei wurde folgender Betreiber-Input als Datenbasis zur Entwicklung des Mengengerüsts erhalten:

- 4 von 16 Poren-UGS (Datenbasis: 25 %)
- 8 von 31 Kavernen-UGS (Datenbasis: 25,8 %)

Aus Vertraulichkeitsgründen kann hier nicht aufgeschlüsselt werden, welche Betreiber zu welchen UGS Daten geliefert haben. Der erhaltene Input deckt aber rund ein Viertel der deutschen UGS ab, was als eine repräsentative Datenbasis angesehen werden kann.

Zur Prüfung der getätigten Annahmen wurden die verbauten Mengen der Hauptkomponenten derjenigen UGS mit Betreiber-Input aufsummiert, und mit den aufsummierten Werten, die sich für diese Speicher anhand der ursprünglichen Annahmen des AN ergeben haben, verglichen. Die erhaltenen Abweichungen wurden anschließend mit den auf den erhaltenen Mengen auf Basis der ursprünglichen Annahmen für diejenigen Speicher ohne Betreiber-Input multipliziert, um so repräsentivere Mengengerüste zu erhalten.

Weiterhin wurde anhand des Betreiber-Inputs ermittelt, für welchen Speichertyp (Poren und Kavernenspeicher) welche Typen an Equipment verbaut sind, und wie sich diese verteilen

Dieses Vorgehen wurde sowohl für die tatsächlichen deutschen UGS als auch die Beispielspeicher angewendet. Sowohl für die Beispielspeicher als auch diejenigen Speicher ohne Betreiber-Input wurden anschließend die im Folgenden aufgelisteten Überarbeitungen (History Match) des Mengengerüsts vorgenommen:

Komponente	Anpassungsmaßnahmen und Werte	Kommentar	
	Porenspeicher	Kavernenspeicher	
Turbo-Verdichter, 2-stufig	Anteil 69,23%	Anteil 32,14%	Multiplikation der ursprünglichen Annahme (vgl. Tabelle 37) mit den prozentualen Abweichungen des Betreiber-Inputs zu den ursprünglich ermittelten Mengen für diejenigen Speicher ohne Betreiberinput
Kolben-Verdichter, 2-stufig	Anteil 30,77%	Anteil 67,86%	
Verdichter-Antrieb: Gasmotor	Anteil 15,38 %	Anteil 6,90%	
Verdichter-Antrieb: Gasturbine	Anteil 38,46 %	Anteil 0,00 %	
Verdichter-Antrieb: E-motor	Anteil 46,15%	Anteil 93,10%	
Kühler			
Abscheider			
Gas- Warmwasser-Wärmetauscher			
Gastrocknung: TEG	Anteil 50,00%	Anteil 78,26%	
Gastrocknung: Adsorption	Anteil 33,33%	Anteil 21,74%	
Gastrocknung: JT	Anteil 16,67%	Anteil 0,00%	
Druck- und Mengenregelung	18	7	
Durchflussmessung: Turbinenrad- / Drehkolbenzähler	4	3	
Durchflussmessung: Ultraschallzähler	2	5	
Durchflussmessung: Coriolis-Zähler	2	1	
Gasanalyse, Gas-Chromatograph	2	3	
Feuchtemessung	2	4	
Piping OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	0, Anteil 0,00%	1450, Anteil 33,92%	
Piping OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	6550, Anteil 100,00%	2825, Anteil 66,08%	
Armaturen OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	25, Anteil 5,82%	149, Anteil 31,45%	

Komponente	Anpassungsmaßnahmen und Werte		Kommentar Anpassungsmaßnahmen
	Porenspeicher	Kavernenspeicher	
Armaturen OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	405, Anteil 94,18%	326, Anteil 68,55%	
Feldleitungen: Material H <sub>2</sub> -geeignet	0, Anteil 0,00%	2830, Anteil 22,75%	
Feldleitungen: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	1811, Anteil 100 %	9610, Anteil 77,25%	
Armaturen Feldl. Material H <sub>2</sub> -geeignet	0, Anteil 0,00%	15, Anteil 33,03%	
Armaturen Feldl. Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	13, Anteil 100 %	29, Anteil 66,97%	
Glykoltanks: Kondensat, Frischglykol, Altglykol	6	6	
Ausbläser	2	5	
Brenner			Multiplikation der ursprünglichen Annahme (vgl. Tabelle 37) mit den prozentualen Abweichungen des Betreiber-Inputs zu den ursprünglich ermittelten Mengen für diejenigen Speicher ohne Betreiberinput
Bohrungen	12	6	
Sand Filter, Gravel-Pack	Anteil 50,00%	0	
Landenippel	16	10	
USAV	s. Kommentar	6	Gem. Betreiber-Input sind 8,90 % der Bohrungen in Poren-UGS ohne USAV ausgestattet. Für Speicherumstellung wird für diese Anzahl an Bohrungen die Neuanschaffung eines USAVs eingeplant.

Tabelle 38: Zusammenfassung Anpassungsmaßnahmen für die Erstellung des Mengengerüsts für die Beispielespeicher und UGS ohne Betreiber-Input (DBI)

Da sich nach dem oben beschriebenen Verfahren durchaus „krumme“ Werte für einzelne Komponenten durch die Multiplikation mit einem konkreten Abweichungsfaktor ergeben können (z.B. 2,3 Turbo-Verdichter) mussten diese neuen Werte berichtigt werden, wobei wie folgt vorgegangen wurde:

- Berechnung der Summen aller Komponenten (-typen)
- Manuelle Korrektur der Mengen jeder Komponente, wobei berücksichtigt wurde, dass
  - die Gesamtsumme jedes Komponenten (-typs) nach der manuellen Korrektur unverändert ist, und
  - die Verteilungen bei verschiedenen Varianten für einzelne Komponenten gewahrt bleiben.

Nach Durchführung des Verfahrens ist zu beachten, dass UGS ohne Betreiber-Input durchaus Komponenten zugeordnet worden sein können, die dort real nicht verbaut sind: z.B. Zuordnung von Turbo-Verdichtern zu einem Speicher, auf dem real Kolbenverdichter installiert sind und andersrum. Das Mengengerüst in Summe ist jedoch als repräsentativ anzusehen.

Für die Modellierung werden zusammengefasst die folgenden Mengen-Gerüste hinterlegt:

- UGS mit Betreiber-Input:  
Verwendung des gemeldeten Inputs
- UGS ohne Betreiber-Input:  
Verwendung des Mengengerüsts nach den Annahmen des Auftragnehmers inkl. Aktualisierung dessen gemäß des durchgeführten History-Match.
- Beispiel-Speicher:  
Verwendung des Mengengerüsts nach den allgemein festgelegten Parametern und den Annahmen des Auftragnehmers inkl. Aktualisierung dessen gemäß des durchgeführten History-Match.

## 7.3.2 H<sub>2</sub>-Verträglichkeiten

Die aktuellen Wasserstoffverträglichkeiten für die einzelnen Komponenten (-typen) sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Diese basieren auf eigenen Erfahrungen des Auftragnehmers aus Referenzprojekten und individuellen Diskussionen mit Herstellern. Hier sind in erster Linie das DBI FNB-Kompendium und das VNB-Kompendium zu nennen.

Komponente	H <sub>2</sub> -Verträglichkeit (Vol.-%)	Begründung, Kommentar
Ex-Zonen	10	Planungssache + Einhaltung, Behörden Engineering (überarbeiten diverser Dokumente)
Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan	10	Kalibrierung der Geräte auf das Zielgas ist notwendig; Infrarot-Sensoren sowie Flammenionisations-Detektoren sind nicht für reinen H <sub>2</sub> geeignet
Turbo-Verdichter, 2-stufig	10	
Kolben-Verdichter, 2-stufig	1	Neukalibrierung, für Kolbenverdichter (Materialverträglichkeit zu prüfen, ggf. Schmiermittel anzupassen) ca. 20-25% Leistungseinbuße (Durchsatz bei gleichem Druck und Leistungsaufnahme) zu erwarten
Verdichter-Antrieb: Gasmotor	10	
Verdichter-Antrieb: Gasturbine	5	
Verdichter-Antrieb: E-motor	100	Materialtechnisch geeignet, da nicht mit Betriebsmedium in Kontakt. Allerdings: ggf. Anpassung von Einstellungen, Betrieb nicht mehr am Auslegungspunkt wie mit Erdgas
Kühler	25	„Zubau Kühlung infolge H <sub>2</sub> -Verdichtung erforderlich insgesamt geringere Kühlleistung bei höherer H <sub>2</sub> -Konzentration? => Ausspeisung Grundsätzliche Eignung analog zu Rohrmaterialien, erhöhter Kühlungsbedarf für Wasserstoff zu erwarten, dadurch ggf. Leistungsgrenze limitierend“
Abscheider	10	ggf. Leistungseinbußen durch herabgesetzten Maximaldruck, Eignung der verwendeten Materialien (Wand, Einbauten etc.) vorausgesetzt; Filterbelastung steigt
Gas- Warmwasser-Wärmetauscher	25	ggf. Leistungseinbußen durch herabgesetzten Maximaldruck, Eignung der verwendeten Materialien (Wand, Einbauten etc.) vorausgesetzt, reduzierter Vorwärmbedarf zu erwarten.
Gastrocknung: TEG	10	bis ca. 40 mg/Nm <sup>3</sup> Wassergehalt TEG-Verfahren geeignet, für höhere Reinheiten und reinen Wasserstoff neu zu bewerten
Gastrocknung: Adsorption	25	Materialeignung unklar, Filterbelastung steigt
Gastrocknung: JT	100	
Druck- und Mengenregelung	30	ab ca. 10% Wasserstoff Stopfbuchsen kritisch, generell Stellbereich suboptimal



Komponente	H <sub>2</sub> -Verträglichkeit (Vol.-%)	Begründung, Kommentar
Durchflussmessung: Turbinenrad- / Drehkolbenzähler	10	Messtechnik größtenteils bis 10%, teilweise bis 20% H <sub>2</sub> einsetzbar (ggf. leichte Anpassungen erforderlich)
Durchflussmessung: Ultraschallzähler	10	
Durchflussmessung: Coriolis-Zähler	10	
Gasanalyse, Gas-Chromatograph	0,2	
Feuchtemessung	20	
Piping OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	100	Dokumentation geeigneter Werkstoffe vorausgesetzt
Piping OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	25	
Armaturen OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	100	Dokumentation geeigneter Werkstoffe vorausgesetzt
Armaturen OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	25	
Feldleitungen: Material H <sub>2</sub> -geeignet	100	Dokumentation geeigneter Werkstoffe vorausgesetzt
Feldleitungen: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	25	
Armaturen Feldl. Material H <sub>2</sub> -geeignet	100	Dokumentation geeigneter Werkstoffe vorausgesetzt
Armaturen Feldl. Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	25	
Glykoltanks: Kondensat, Frischglykol, Altglykol	10	Ex-Bereiche neu zu bewerten, ggf. Neukalibrierung/Austausch
Ausbläser	10	Ex-Bereiche neu zu bewerten, ggf. Neukalibrierung/Austausch
Brenner	10	Brenner ab 10 Vol.-% Wasserstoff anzupassen/auszutauschen, Brenngasbedarf entspr. Brennwert erhöht, Ex-Bereiche neu zu bewerten
Bohrungen	-	
Casing-Meter, LzRT	100	Voraussetzung ist, dass Casing gegen Speichermedium abschirmt.
Zementierungs-Meter, LzRT	100	
Anschluss an Feldleitung	5	
Packer	0	Eignungsnachweis/Monitoring erforderlich (Änderungsrate H <sub>2</sub> -Partialdruck), für reinen Wasserstoff keine Eignung zu erwarten; Austauschkosten im Wesentlichen durch Work-over bestimmt
Tubing: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt vor	100	
Tubing: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt nicht vor	0	

Komponente	H <sub>2</sub> -Verträglichkeit (Vol.-%)	Begründung, Kommentar
Sand Filter, Gravel-Pack	100	Eignung nicht geklärt, Methodik voraussichtlich parallel zum Betrieb zu entwickeln
BL-Kopf: entspricht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	100	
BL-Kopf: entspricht nicht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	0	
Landenippel	0	Eignung nicht geklärt, Methodik voraussichtlich parallel zum Betrieb zu entwickeln
USAV	0	Eignung nicht geklärt, Methodik voraussichtlich parallel zum Betrieb zu entwickeln

Tabelle 39: H<sub>2</sub>-Toleranzen Komponenten (-typen) (DBI)

### 7.3.3 Speicherumstellung und -Neubau

Aus Sicht der Speicherformationen (vgl. Kapitel 3.6 und Kapitel 4.2) wird für die Modellierung angenommen, dass Salzformationen grundsätzlich für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, die für den Neubau erforderlichen Dienstleistungen (z.B. für Workover) verfügbar sind, sowie Planungs- und Genehmigungsprozesse eine zeitgerechte Entwicklung zulassen. In Kavernen ist mit wesentlich weniger unerwünschten Nebeneffekten zu rechnen als in Porenspeichern. Weiterhin ist dieser Speichertyp naturgemäß wesentlich besser für einen multizyklischen Betrieb geeignet als Porenspeicher. Aus diesen Gründen wird bei einem Speicherneubau nur der Bau von Kavernenspeichern berücksichtigt.

Bei den Porenspeichern gibt es jedoch noch eine Reihe an offenen Fragestellungen hinsichtlich Prozesse im Porenraum, die nach derzeitigem Stand für jeden Poren-UGS individuell beantwortet werden müssen. Unsicherheiten bestehen im Wesentlichen hinsichtlich möglichen mikrobiellen Gasumwandlungsprozessen und geo-chemischen Interaktionen zwischen Wasserstoff und Gestein. Die Gasumwandlungsprozesse können potenziell zur Bildung von H<sub>2</sub>S und / oder Methanisierung führen und somit zu einem Verlust des Speichergases:

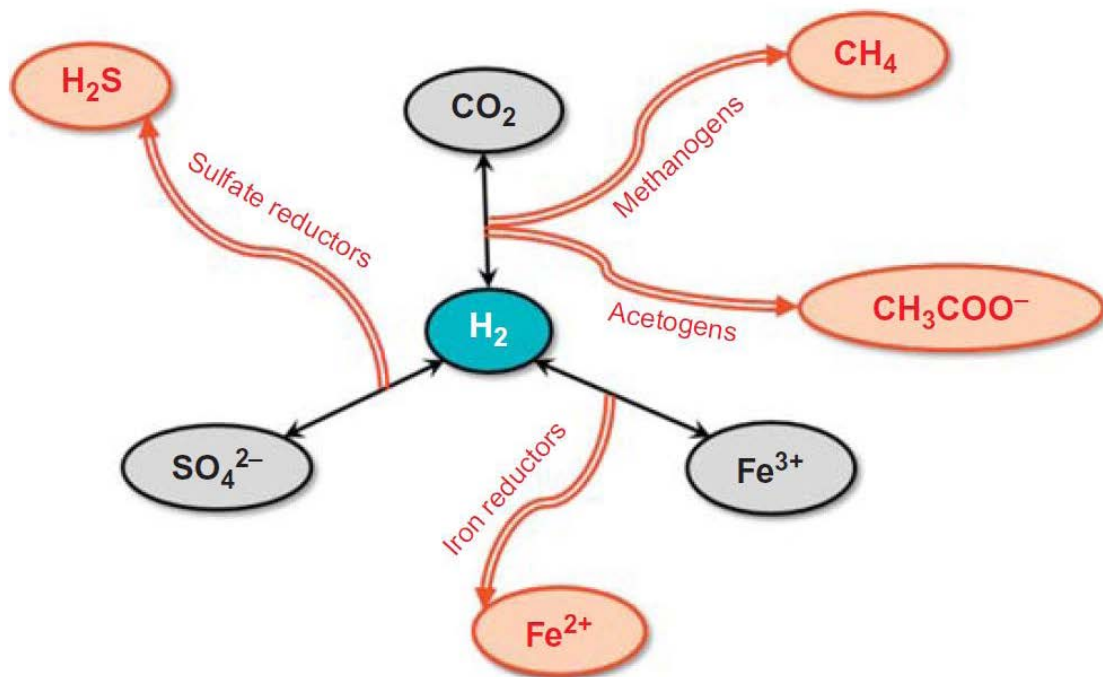


Abbildung 22: Übersicht mögliche mikrobiellen Gasumwandlungsprozesse im Porenraum [53]

Auf Grundlage des aktuellen Kenntnisstandes des Auftragnehmers (in erster Linie aufgrund des das laufenden Forschungsprojektes „Bio-UGS“ [54]) können jedoch bestimmte Bedingungen angenommen werden, unter denen eine Wasserstoffspeicherung in Poren-UGS unkritisch ist, da unter diesen Bedingungen die fraglichen Gasumwandlungsprozesse mit großer Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden können:

- Salinität: > 50 g/L Salzkonzentration
- Temperatur: < 25 °C oder > 55 °C
  - impliziert Teufe > 1900 m
  - impliziert Druck > 185 bar
- Sonstige: Speicherformation sollte Sandstein sein (kein Karbonat) und nach Möglichkeit sollte der Speicher eher wenige Bohrungen bezogen auf das Arbeitsgasvolumen besitzen, da dies auf eine gute Vernetzung des Porenraums und hohe Produktivität hinweisen könnte.

Nach einer geologisch-lagerstättentechnischen Abschätzung wurden vier Porenspeicher als voraussichtlich geeignete Speicher für die weitere Modellierung ausgewählt. Diese Porenspeicher verfügen über ein Erdgas-Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 850 Mio. m<sup>3</sup> i.N. (ca. 9,1 TWh), was knapp 10 % des Arbeitsgasvolumens aller deutschen Poren-UGS entspricht. Das damit einhergehende Wasserstoffarbeitsgaspotenzial (zur Ermittlung siehe Kapitel 7.4.3) in Porenspeichern beträgt ca. 580 Mio. m<sup>3</sup> i.N. H<sub>2</sub> (ca. 1,75 TWh).

Es ist jedoch weiterhin zu beachten, dass durch die unterschiedlichen Gaseigenschaften von Wasserstoff zu Erdgas und hier speziell die Löslichkeit in Wasser (vgl. Kapitel 4.2) sich auch das Fließverhalten im Reservoir verändert, und damit die ggf. die benötigten Bohrungen für den Speicherbetrieb: sowohl hinsichtlich Anzahl, als auch Auswahl von Produktions- und Injektionsbohrungen.

### 7.3.4 Kosten für Umstellung und Neubau

Für die Aufstellung der Kosten für Umrüstung und Neubau von Speichern wurde auf die Ausarbeitungen in Kapitel 5.2 zurückgegriffen, wo die Umrüstungskosten für die Beispielspeicher aufgelistet sind. Die dort aufgestellten Werte zeigen jedoch die Umrüstungskosten für den gesamten Speicher, was eine vorherige Ermittlung der Kosten pro Komponente erforderlich macht. Dazu wurde wie folgt vorgegangen:

- Auswertung der Anzahl an Komponenten gemäß Kapitel 7.3.1.
- Umrechnung der gesamten Umstellungskosten auf Kosten pro Komponente, d.h. pro Stück oder pro Meter. Dazu wurden die Gesamtkosten eines Speichers für die jeweiligen Komponenten durch die Anzahl der verbauten Komponenten geteilt.

Anpassungsschritt	Einheit	Porenspeicher			Kavernenspeicher		
		1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Komponente							
Ex-Zonen	[Tsd. €]		105		68		
Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan	[Tsd. €]		280		280		
Turbo-Verdichter, 2-stufig	[Tsd. €/ Stk.]		1.167	5.833	1.255	6.275	
Kolben-Verdichter, 2-stufig	[Tsd. €/ Stk.]	1.167			1.255		
Verdichter-Antrieb: Gasmotor	[Tsd. €/ Stk.]		1.167		1.255		
Verdichter-Antrieb: Gasturbine	[Tsd. €/ Stk.]		1.167	5.833	1.255	6.275	
Gastrocknung: TEG	[Tsd. €/ Stk.]		550		533		
Gastrocknung: Ad- sorption	[Tsd. €/ Stk.]			550		533	
Gastrocknung: JT	[Tsd. €/ Stk.]		550		533		
Druck- und Mengen- regelung	[Tsd. €/ Stk.]			61		226	
Durchflussmessung: Turbinenrad- / Dreh- kolbenzähler	[Tsd. €/ Stk.]		112		216		
Durchflussmessung: Ultraschallzähler	[Tsd. €/ Stk.]		223		129		
Durchflussmessung: Coriolis-Zähler	[Tsd. €/ Stk.]		223		647		
Gasanalyse, Gas- Chromatograph	[Tsd. €/ Stk.]	150			150		
Feuchtemessung	[Tsd. €/ Stk.]			223		162	
Piping OTA: Material nicht H <sub>2</sub> -geeignet	[Tsd. €/m]			< 1		< 1	
Armaturen OTA: Material nicht H <sub>2</sub> - geeignet	[Tsd. €/ Stk.]			2		3	
Feldleitungen: Ma- terial nicht H <sub>2</sub> -ge- eignet	[Tsd. €/m]			< 1		< 1	
Armaturen Feldl.: Material nicht H <sub>2</sub> - geeignet	[Tsd. €/ Stk.]			66		28	
Dichtungen	[Tsd. €]		200	1.000	280	140	

Anpassungsschritt	Einheit	Porenspeicher			Kavernenspeicher		
		1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% → 5 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% → 20 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% → 100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Komponente							
Glykoltanks: Kondensat, Frischglykol, Altglykol	[Tsd. €/Stk.]	37	92		53	131	
Ausbläser	[Tsd. €/Stk.]	110	275		63	158	
Brenner	[Tsd. €/Stk.]	73	183		79	197	
Anschluss an Feldleitung	[Tsd. €/Stk.]	86			150		
Packer inkl. Service	[Tsd. €/Stk.]	11		857	36		1.208
Tubinge: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt nicht vor	[Tsd. €/m]			< 1			< 1
BL-Kopf: entspricht nicht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	[Tsd. €/Stk.]			380			371
Landenippel	[Tsd. €/Stk.]	19	118		46	290	
USAV	[Tsd. €/Stk.]	19	118		46	290	

Tabelle 40: Aufstellung der Speicher-Umstellungskosten pro Stück bzw. pro Meter (DBI)

Obenstehende Tabelle 40 ist wie folgt zu lesen und zu verstehen:

Für die Speicherumrüstung müssen sämtliche Kosten aufsummiert werden, die in den Spalten („1 Vol.-% → 5 Vol.-% H<sub>2</sub>“, „5 Vol.-% → 20 Vol.-% H<sub>2</sub>“ und „20 Vol.-% → 100 Vol.-% H<sub>2</sub>“) stehen. Wenn für eine Komponente nur ein Anpassungsschritt vorgesehen ist, kann diese durch die Maßnahme 100 % H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erreichen. Bei zwei möglichen Anpassungsschritten wird im 1. Anpassungsschritt zunächst die nächsthöhere H<sub>2</sub>-Verträglichkeit erreicht und im 2. Anpassungsschritt 100 % H<sub>2</sub>-Verträglichkeit. Über die Schrittfolge entscheidet das Transformationspfade-Modell anhand der benötigten Wasserstoffspeicherkapazitäten und der erforderlichen Verträglichkeiten. Sollte z.B. ein Speicher sofort auf 100 % H<sub>2</sub> umgestellt werden, und gibt es Komponenten mit mehreren Anpassungsschritten (z.B. Verdichter), dann fallen nur die Kosten in des letzten Anpassungsschrittes an, da man dann nicht die Zwischenstufen bei der Umstellung durchführen muss.

Die Gesamtkosten ergeben sich dann aus den Umstellungskosten pro Komponente und der Multiplikation mit deren verbauter Anzahl des jeweiligen Speichers.

Weiterhin wurden die Kosten für die Neuerrichtung eines Speichers aufgestellt, wobei hier nur Kavernenspeicher berücksichtigt werden (vgl. Tabelle 41).

Komponente	Anzahl / Menge Komponente	Kosten Errichtung pro Stück	Gesamtkosten
		[Tsd. €]	[Tsd. €]
Gebäude (pauschal, alle)	1	11.500	11.500
Ex-Zonen (Auslegung, Engineering für alle)	1	68	68
Gaswarnanlagen gem. Ex-Zonenplan (pauschal, alle)	1	280	280
Kolben-Verdichter, 2-stufig	4	6.275	25.100
Verdichter-Antrieb: E-motor	4	6.275	25.100
Kühler	8	1.173	9.381
Abscheider	8	222	1.775
Gas- Warmwasser-Wärmetauscher	4	604	2.416
Gastrocknung: TEG	3	2.630	7.900
Druck- und Mengenregelung	7	1.134	7.940
Durchflussmessung: Turbinenrad- / Drehkolbenzähler	3	1.074	3.221
Durchflussmessung: Ultraschallzähler	5	644	3.221
Durchflussmessung: Coriolis-Zähler	1	3.221	3.221
Gasanalyse, Gas-Chromatograph	3	150	450
Feuchtemessung	4	3.221	12.884
Piping OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	4275	1,5	6.215
Armaturen OTA: Material H <sub>2</sub> -geeignet	474	13	6.215
Feldleitungen: Material H <sub>2</sub> -geeignet	12440	< 1	6.215
Armaturen Feldl. Material H <sub>2</sub> -geeignet	44	141	6.215
Dichtungen (pauschal, alle)	1	1.400	1.400
Glykoltanks: Kondensat, Frischglykol, Altglykol	6	263	1.578
Ausbläser	5	316	1.578
Brenner	4	395	1.578

Komponente	Anzahl / Menge Komponente	Kosten Errichtung pro Stück	Gesamtkosten
		[Tsd. €]	[Tsd. €]
Bohrungen	8		
Casing-Meter	8000	4.238	33.900
Zementierungs-Meter	8000		
Anschluss an Feldleitung	8	795	6.360
Packer inkl. Service	8	178	1.421
Tubinge: individueller H <sub>2</sub> -Eignungsnachweis liegt vor	8000	< 1	2.990
BL-Kopf: entspricht Hartmann H <sub>2</sub> -Eignung	8	371	2.971
Landenippel	8	290	2.320
USAV	8	290	2.320
Vorerkundung und Seismik (pauschal)	1	2.600	2.600
Fündigkeitsversicherung, pauschal	1	1.187	1.187
Planung, Design	1	6.600	6.600
Genehmigung	1	104	104
Solung Kavernen und Gaserstbefüllung (Preis für 8 Kavernen)	1	70.000	70.000
<b>Summe</b>			<b>276.811</b>

Tabelle 41: Aufstellung der Kosten für Speicherneubau, Kavernenspeicher (DBI)

## 7.4 Speicherkapazität der UGS in Deutschland

### 7.4.1 Aufstellung Arbeitsgasvolumina

Die speicherbare Wasserstoffmenge (AGV) und deren Energiegehalt sind essenzielle Input-Parameter für den Modellierungsablauf, da anhand der benötigten H<sub>2</sub>-Speicherkapazität in den Jahren bis 2050 und der bei UGS-Umstellung die verfügbaren H<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten ermittelt wird, wie viele Speicher zugebaut werden müssen, sowie die Reihenfolge der Speicherumstellung (vgl. Kapitel 6.4).

Die in den existierenden UGS in Deutschland theoretisch speicherbaren Wasserstoff- (und -Beimischungs-) Volumina würden normalerweise anhand der individuellen Maximal- und Minimaldrücke, Temperaturen und Kavernen- bzw. Porenraumvolumina individuell



berechnet werden. Diese Detailtiefe kann die vorliegende Studie nicht liefern. Auf der hier verwendeten Betrachtungsebene wurde stattdessen auf die Verhältnisse zwischen dem Erdgaspeichervolumen und den Wasserstoff- (Beimischungs-) Volumina aus Tabelle 17 und Tabelle 19 (Beispielporen- und Kavernenspeicher) zurückgegriffen:

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>Beispiel-Kavernenspeicher</b>					
Arbeitsgasvolumen [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	496	491	475	428	343
VerhältnisErdgas-V <sub>n,AGV</sub> : H <sub>2</sub> -(Beimischungs-)-V <sub>n,AGV</sub>	1,000	1,006	1,049	1,155	1,472
<b>Beispiel-Porenspeicher</b>					
Arbeitsgasvolumen [V <sub>n,AGV</sub> ]=Mio. m <sup>3</sup>	550	545	527	475	384
VerhältnisErdgas-V <sub>n,AGV</sub> : H <sub>2</sub> -(Beimischungs-)-V <sub>n,AGV</sub>	1,000	1,009	1,044	1,158	1,447
<b>Verwendete Verhältnisfaktoren für die Bestimmung der Arbeitsgasvolumina der deutschen UGS</b>					
	<b>1</b>	<b>1,01</b>	<b>1,04</b>	<b>1,16</b>	<b>1,45</b>

Tabelle 42: Ermittlung des Verhältnis zwischen Erdgas- und Wasserstoff- (Beimischungs-) Volumina anhand der Beispielspeicher (DBI)

Die Erdgas-Arbeitsgasvolumina der deutschen UGS sind bekannt, vgl. Anhang 1. Anhand dieser Werte und der Umrechnungsfaktoren aus Tabelle 42 werden im nächsten Schritt die Wasserstoff- (Beimischungs-) Arbeitsgasvolumina ermittelt:

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
<b>UGS</b>	<b>Arbeitsgasvolumen [V<sub>n,AGV</sub>]= Mio. m<sup>3</sup></b>				
Allmenhausen	62	61	59	54	43
Bad Lauchstädt - P	440	436	422	380	304
Bierwang	1.00	911	958	864	691
Breitbrunn Eggstätt	992	983	951	857	685
Eschenfelde	72	71	69	62	50
Frankenthal	90	89	86	78	62
Fronhofen - Illmensee	10	10	10	9	7
Hähnlein	80	79	77	69	55

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Inzenham	425	421	407	367	294
Rehden	3.900	3.865	3.737	3.368	2.695
Sandhausen	30	30	29	26	21
Schmidhausen	154	153	148	133	106
Stockstadt 1	45	45	43	39	31
Stockstadt 2	90	89	86	78	62
Uelsen	860	852	824	743	594
Wolfersberg	365	361,68	350	315	252
<b>Zwischensumme Poren-UGS</b>	<b>8.615</b>	<b>8.537</b>	<b>8.255</b>	<b>7.440</b>	<b>5.952</b>
Bad Lauchstädt – K	654	650	624	566	444
Bernburg	898	893	856	777	610
Bremen Lesum - Storengy	152	151	145	132	103
Bremen Lesum - Wesernetz	21	21	10	18	14
Empelde	378	376	360	327	357
Epe ENECO	94	93	90	81	65
Epe - RWE H- Gas	388	386	370	336	263
Epe - RWE L- Gas	178	177	170	154	123
Epe RWE, NL	296	294	282	256	201
Epe KGE	186	185	177	161	126
Epe Nuon	300	298	286	260	207
Epe Trianel	190	189	181	164	129
Epe Uniper	1.916	1.905	1.827	1.659	1.301
Etzel EGL 1 und 2	1.170	1.163	1.116	1.013	794
Etzel EKB	895	890	853	775	608
Etzel ESE	1.912	1.901	1.823	1.655	1.298
Etzel FSG Crystal	390	388	372	338	265
Harsefeld	110	109	105	95	76
Huntorf	308	306	294	267	213
Jemgum Astora	760	755	725	658	516

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Jemgum EWE	366	364	349	317	253
Katharina	347	345	331	300	236
Kiel Rönne	62	62	59	54	42
Kraak	257	255	245	222	175
Krummhörn	154	153	147	133	106
Nüttermoor	1.311	1.303	1.250	1.135	890
Peckensen	367	365	350	318	249
Reckrod	110	109	105	95	76
Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Rüdersdorf	100	99	95	87	69
Staßfurt	645	641	615	558	438
Xanten	172	171	164	149	117
Zwischensumme Kavernen-UGS	15.087	14.996	14.386	13.060	10.244
Summe	23.702	23.553	22.641	20.501	10.197

Tabelle 43: Aufstellung der Wasserstoff- (Beimischung-) Volumina der deutschen UGS (DBI)

Anhand der Heizwerte des Erdgases, Wasserstoff und Mischgase (vgl. Tabelle 4) sowie der Arbeitsgasvolumina werden die Energiegehalte der UGS ermittelt:

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
UGS	Energienmenge des Arbeitsgases [E <sub>AG</sub> =GWh]				
Allmenhausen	666	655	615	554	128
Bad Lauchstädt - P	4.728	4.651	4.366	3.935	910
Bierwang	10.745	10.570	9.922	8.943	2.069
Breitbrunn Eggstätt	10.659	10.485	9.842	8.871	2.053
Eschenfelde	774	761	714	644	149
Frankenthal	967	951	893	805	186
Fronhofen - Illmensee	107	106	99	89	21
Hähnlein	860	846	794	715	166

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Inzenham	4.567	4.492	4.217	3.801	879
Rehden	41.904	41.223	38.695	34.877	8.069
Sandhausen	322	317	298	268	62
Schmidhausen	1.655	1.628	1.528	1.377	319
Stockstadt 1	484	476	446	402	93
Stockstadt 2	967	951	893	805	186
Uelsen	9.240	9.090	8.533	7.691	1.779
Wolfersberg	3.922	3.858	3.621	3.264	755
<b>Zwischensumme Poren-UGS</b>	<b>92.671</b>	<b>91.060</b>	<b>85.476</b>	<b>77.041</b>	<b>17.825</b>
Bad Lauchstädt – K	7.027	6.934	6.457	5.862	1.330
Bernburg	9.649	9.521	8.866	8.049	1.826
Bremen Lesum - Storengy	1.633	1.612	1.501	1.363	309
Bremen Lesum - Wesernetz	2264	223	207	188	43
Empelde	4.062	4.008	3.732	3.388	769
Epe ENECO	1.010	997	928	843	194
Epe - RWE H- Gas	4.1695	4.114	3.8314	3.478	789
Epe - RWE L- Gas	1.913	1.887	1.757	1.596	368
Epe RWE, NL	3.180	3.138	2.923	2.653	602
Epe KGE	1.999	1.972	1.836	1.667	378
Epe Nuon	3.223	3.181	2.962	2.689	621
Epe Trianel	2.042	2.015	1.876	1.703	386
Epe Uniper	20.587	20.315	18.918	17.175	3.896
Etzel EGL 1 und 2	12.571	12.405	11.552	10.488	2.379
Etzel EKB	9.617	9.490	8.837	8.023	1.820
Etzel ESE	20.544	20.273	18.878	17.139	3.888
Etzel FSG Crystal	4.190	4.135	3.851	3.496	793
Harsefeld	1.182	1.166	1.086	986	228
Huntorf	3.309	3.266	3.041	2.761	637
Jemgum Astora	8.166	8.058	7.504	6.812	1.545

Bezeichnung	0 Vol.-% H <sub>2</sub>	1 Vol.-% H <sub>2</sub>	5 Vol.-% H <sub>2</sub>	20 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
Jemgum EWE	3.933	3.881	3.614	3.281	757
Katharina	3.728	3.679	3.426	3.110	706
Kiel Rönne	666	657	612	556	126
Kraak	2.761	2.725	2.538	2.304	523
Krummhörn	1.655	1.633	1.521	1.380	319
Nüttermoor	14.086	13.900	12.944	11.752	2.666
Peckensen	3.943	3.891	3.624	3.290	746
Reckrod	1.182	1.166	1.086	986	228
Rüdersdorf	1.074	1.060	987	896	207
Staßfurt	6.930	6.839	6.368	5.782	1.312
Xanten	1.848	1.824	1.698	1.542	350
Zwischensumme Kavernen-UGS	162.106	159.966	148.962	135.237	30.679
Summe	254.777	251.027	234.438	212.278	48.505

Tabelle 44: Aufstellung der Wasserstoff- (Beimischung-) AGV-Energiegehalte der deutschen UGS (DBI)

## 7.4.2 Einschränkungen zu den Arbeitsgasvolumina

Im Kapitel 7.4.1 wurde die Aufstellung des AGVs bei Wasserstoff (-Beimischungen) vorgenommen. Dies gilt unter Beibehaltung des derzeitigen minimalen und maximalen Betriebsdrucks und repräsentiert das AGV bei einmaliger Ausspeicherung bis auf den minimalen Speicherdruck. In Abhängigkeit der Speicherfahrweisen, vor allem Anzahl der Ein- und Ausspeicherzyklen (die derzeit noch nicht vorhersagbar sind) und den sich einstellenden durchschnittlichen Speicherdrücken über das Jahr, variieren auch die tatsächlichen umsetzbaren Ein- und Ausspeicherkapazitäten.

Für Kavernenspeicher ist darüber hinaus zu beachten, dass in Abhängigkeit der Fahrweise und den sich einstellenden durchschnittlichen Speicherdrücken auch die Kavernenkonvergenzrate variiert. Kavernenkonvergenz ist ein natürlicher Effekt, der aus den plastischen Eigenschaften des Salzgesteins, sowie der zeitabhängigen Druckdifferenz zwischen dem Druck in der Kaverne und dem Formationsdruck resultiert. Je größer dieser Druckunterschied und desto länger er zeitlich besteht, desto höher die Konvergenzrate. Dieser Effekt tritt unabhängig vom Speichermedium auf, ist aber für künftig zu erwartende Speicherfahrweisen mit Wasserstoff individuell zu untersuchen.

In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der Bestandspflege Erhaltungsmaßnahmen in entsprechendem Umfang vorgenommen werden und die bestehende Kapazität trotz Konvergenz erhalten bleibt. Geeignete Maßnahmen können z.B. Nachsolung von Kavernen oder auch der Zubau einer zusätzlichen Kaverne für den Speicher sein.

Für den Ein- und Ausspeicherbetrieb wird davon ausgegangen, dass die selben volumetrischen Raten wie mit Erdgas verarbeitet werden können. Die Ein- und Ausspeicherraten sind maßgeblich von der Dimensionierung des Equipments (Rohrdurchmesser) abhängig, weshalb bei gleichbleibenden Dimensionen auch die gleichen Raten umgesetzt werden können. Im Falle der Gasaufbereitung ist die Effektivität des Aufbereitungsprozesses an die Verweilzeiten des Gases in der Aufbereitungsunit gebunden, so dass höhere Raten (und damit höhere Strömungsgeschwindigkeiten) zu einer verringerten Effizienz führen würden. Zur Gewährleistung der Soll-Gasqualität nach Ausspeicherung sind somit die volumetrischen Kapazitäten wie bei Erdgas einzuhalten.

### 7.4.3 Zusammenfassung Wasserstoff-Arbeitsgasvolumina

Die detaillierten Aufstellungen zur Entwicklung der Gasnachfrage und des Speicherbedarfs in den Jahren bis 2050 finden sich in den Kapiteln 7.1 und 7.2. Die erzielbaren Wasserstoffspeichervolumina und Energiegehalte bei Umstellung der geeigneten Kavernen- und Porenspeicher (vgl. Kapitel 7.3.3), gemessen an den benötigten Speicherkapazitäten (vgl. Kapitel 7.26.3) sind im Folgenden zusammengefasst:

Bezeichnung	Szenario	
	TN-Strom	TN-H <sub>2</sub> -G
Wasserstoffspeicherbedarf im Wasserstoffsystem in 2030 [E <sub>AG</sub> =TWh]	1,8	1,8
Erdgasspeicherbedarf im Erdgassystem in 2030 [E <sub>AG</sub> =TWh]	ist ein Modellierungsergebnis (siehe Kap. 8)	
Wasserstoffspeicherkapazität umstellbare Porenspeicher [E <sub>AG</sub> =TWh]		1,75
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität in Porenspeichern am Bedarf	97,2 %	97,2 %
Wasserstoffspeicherkapazität Kavernenspeicher [E <sub>AG</sub> =TWh]		30,7
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität Kavernenspeicher am Bedarf	1.700,5 %	1.700,5 %
Wasserstoffspeicherkapazität UGS gesamt [E <sub>AG</sub> =TWh]		32,4
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität aller vorhandenen UGS am Bedarf	1.800,5 %	1.800,5 %

Tabelle 45: Aufstellung der erzielbaren Speicherkapazitäten im Vergleich zum Bedarf in 2030

Bis zum Jahr 2030 ist nur mit vereinzelt Maßnahmen für Speicherumstellung und ggf. Neubau zu rechnen: die theoretisch verfügbare Wasserstoffspeicherkapazität übersteigt den Bedarf in 2030 um ein Vielfaches. Allein die für Wasserstoffspeicherung geeigneten Porenspeicher können bereits 97,2 % des Bedarfs decken, wodurch nur diese und / oder ausgewählte andere Kavernenspeicher umgestellt werden müssen.

Bezeichnung	Szenario	
	TN-Strom	TN-H <sub>2</sub> -G
Wasserstoffspeicherbedarf im Wasserstoffsystem in 2050 [E <sub>AG</sub> =TWh]	72,80	47,00
Erdgasspeicherbedarf im Erdgassystem in 2050 [E <sub>AG</sub> =TWh]	0	0
Wasserstoffspeicherkapazität umstellbare Porenspeicher [E <sub>AG</sub> =TWh]		1,75
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität in Porenspeichern am Bedarf	2,4 %	3,7 %
Wasserstoffspeicherkapazität Kavernenspeicher [E <sub>AG</sub> =TWh]		30,7
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität Kavernenspeicher am Bedarf	42,2	65,3 %
Wasserstoffspeicherkapazität UGS gesamt [E <sub>AG</sub> =TWh]		32,4
Anteil Wasserstoffspeicherkapazität aller vorhandenen UGS am Bedarf	44,5 %	68,9 %

Tabelle 46: Aufstellung der erzielbaren Speicherkapazitäten im Vergleich zum Bedarf in 2050

Im Szenario TN-Strom (bzw. Szenarien 1 und 3 in der Modellierung, vgl. Kapitel 6.3) können die vorhandenen und geeigneten UGS in Deutschland den Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2050 nur zu knapp 45 % decken, wodurch ein Zubau weiterer Speicher notwendig werden würde.

Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G (bzw. Szenarien 2 und 4 in der Modellierung, vgl. Kapitel 6.3) können die vorhandenen und geeigneten UGS in Deutschland den Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2050 zu gut 70 % decken, womit auch hier ein Speicherneubau notwendig werden würde.

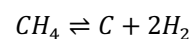
Aufgrund der Tatsache, dass ab 2050 nicht mehr mit einem Bedarf an Erdgasspeichern gerechnet wird, aber die verfügbaren Wasserstoffspeicherkapazitäten bei Umstellung aller geeigneten Speicher den Bedarf in allen Szenarien nicht abdecken können, und der Speicherneubau gegenüber einer Weiternutzung bestehender Porenspeicher zusätzliche Kosten verursacht (vgl. Kapitel 7.3.4), wird in den Szenarien 3 und 4 modelliert, ob ein Weiterbetrieb der für Wasserstoff ungeeigneten Poren-UGS als Erdgas- (oder Biomethan-) Speicher möglich ist, bei denen der Wasserstoff mittels Pyrolyse erzeugt wird.

## 7.5 Pyrolyse für die Szenarien 3 und 4

In den Szenarien 3 und 4 werden diejenigen Porenspeicher, die nicht als geeignet für eine Umstellung auf Wasserstoff-Speicherung angesehen werden, als Erdgasspeicher weiterbetrieben. Da der Erdgasbedarf in den betrachteten Szenarien im Jahr 2050 auf Null zurückgeht, und nur noch Speicherbedarf für Wasserstoff besteht (vgl. Kapitel 7.1) wird in diesen Speichern der Wasserstoff mittels Pyrolyse aus dem Erdgas gewonnen. Daraus ergeben H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten pro Jahr, die als Input-Daten für die Modellierung dienen, und im Folgenden weiter ausgeführt sind.

Die Pyrolyse von Methan bzw. Erdgas ermöglicht die CO<sub>2</sub>-arme Herstellung von Wasserstoff. Im Gegensatz zur Reformierung wird der im Methan gebundenen Kohlenstoff nicht in CO<sub>2</sub>, sondern in Kohlenstoff überführt, der als Feststoff anfällt und entweder in bestehenden Anwendungen genutzt oder eingelagert werden kann. Großtechnisch ist die Methanpyrolyse allerdings noch nicht etabliert. Es befinden sich aber verschiedene technische Lösungsansätze in der Entwicklung.

Entsprechend der Reaktionsgleichung der Hauptreaktion können bei vollständigem Umsatz aus einem Kubikmeter Methan prinzipiell zwei Kubikmeter Wasserstoff erzeugt werden. Unter realen Bedingungen wird jedoch kein vollständiger Umsatz erreicht. Die Reaktion ist zudem endotherm und verläuft auf hohem Temperaturniveau, sodass eine Beheizung des Reaktors notwendig ist. Erfolgt diese durch die Verbrennung von Erdgas, sinkt der Wasserstoffenergieertrag nach eigenen Berechnungen auf ca. 1,5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, gleichbedeutend mit einem Methanbedarf von 0,681 m<sup>3</sup> je m<sup>3</sup> Wasserstoff.



Entsprechend des spezifischen Methanbedarfs ergeben sich aus den maximalen Gasentnahmen der jeweiligen Gasspeicher die in Tabelle 48 gegebenen maximalen Wasserstoffherstellungskapazitäten. Um diese abzudecken sind teils mehrere Pyrolyseanlagen erforderlich, da die Kapazität einzelner Anlagen, ähnlich den etablierten Verfahren zur Wasserstoffherzeugung, begrenzt ist. Angesichts der fehlenden großtechnischen Umsetzung der Technologie bzw. entsprechender Referenzanlagen orientieren sich die Berechnungen an einer Studie über eine erdgasbefeuerte Flüssigmetallpyrolyse nach [55]. Dort wird eine Wasserstoffherstellungskapazität von ca. 130.000 m<sup>3</sup>/h angesetzt. Rechnerisch ergeben sich zur Abdeckung der Potentiale an den Speichern somit nichtganzzahlige Anlagenzahlen, die eine weitere Anpassung erfordern. Bei geringen Abweichungen wird die Anzahl der benötigten Anlagen auf- bzw. abgerundet, sodass die tatsächliche Wasserstoffherstellungskapazität ggf.



geringer ausfällt als der berechnete Maximalwert. Bei größeren Abweichungen wird hingegen eine Skalierung einzelner Anlagen angenommen, bei der die Anlagenkapazität reduziert wird, um Überkapazitäten zu vermeiden.

Die Skalierung beeinflusst auch die erwarteten Investitionskosten der Anlagen. Während sich die Investitionskosten der großen Anlagen an der Analyse von [55] Parkinson (ca. 316 Mio. € je Anlage), werden die Kosten kleiner skalierten Anlagen nach folgender Gleichung abgeschätzt. Der verwendete Exponentialfaktor wurde aus Kostenangaben verschiedener Studien berechnet, welche die Kosten kleinerer Anlagen betrachten.

$$\frac{I}{I_x} = \left(\frac{C}{C_x}\right)^{0,8592}$$

Darin sind:

- I: die erwarteten Investitionskosten der skalierten Anlage
- I<sub>x</sub>: die Investitionskosten der nicht skalierten Anlage nach Parkinson
- C: die Kapazität der skalierten Anlage
- C<sub>x</sub>: die Kapazität der nicht skalierten Anlage nach Parkinson

Die insgesamt erforderlichen abgeschätzten Investitionskosten der Pyrolyse je Speicherstandort ergeben sich entsprechend der Anzahl der skalierten und unskalierten Anlagen.

Zusätzlich zu den Investitionskosten ist auch mit laufenden Betriebskosten zu rechnen, die neben den Bezug des Erdgases auch elektrische Energie und weitere Kostenpositionen wie Wartung und Instandhaltung umfassen (vgl. Tabelle 47). Dabei ist zu beachten, dass angesichts der abwechselnden Ein- und Ausspeicherphasen die jährliche Betriebsdauer begrenzt ist. Angenommen wird je eine vollständige Ausspeicherphase, für die jeweiligen Speicher ergeben sich die maximale jährliche Wasserstoffbereitstellung und die erreichbaren Jahresvolllaststunden somit aus dem Arbeitsgasvolumen und dem Erdgasbedarf der Pyrolyseanlage, orientiert an der maximalen Ausspeicherrate. Mit dem bekannten Arbeitsgasvolumen können unter Annahme eines Erdgasbezugspreises von 15,50 €/MWh die jährlichen Erdgaskosten ermittelt werden. Neben dem Ausgangsstoff Methan bzw. Erdgas erfordert die Methanpyrolyse auch elektrische Energie, die angesichts der Gasbeheizung im Wesentlichen für Pumpen und Verdichter eingesetzt wird. Der Bedarf ist somit vergleichsweise gering und kann durch die Nutzung vorhandener Abwärme zur Stromerzeugung (Dampfturbinen) prozessintern gedeckt werden. Es entstehen keine Kosten für Strombezug. Unabhängig davon fallen Kosten für Wartung, Instandhaltung, Versicherungen, Betriebspersonal und Verwaltung an, die pauschal anhand der Investitionskosten angesetzt wurden.

Kostenart	Einheit	Wert
Einkaufspreis Erdgas	[€ / MWh]	15,5
Anzahl Speicherzyklen pro Jahr	[-]	1 <sup>22</sup>
Faktor Instandsetzungskosten	[% der CAPEX / a]	2
Faktor Versicherungskosten	[% der CAPEX / a]	1
Faktor Verwaltungskosten	[% der CAPEX / a]	1
Faktor Wartungskosten	[% der CAPEX / a]	1
Faktor Personalkosten	[% der CAPEX / a]	5

Tabelle 47: Annahmen für Betriebskosten der Pyrolyseanlagen (DBI)

Die nachfolgende Tabelle stellt den Modellinput der Pyrolyse zusammen:

Name	Max. Entnahmeraten	max. H <sub>2</sub> Kapazität laut Entnahme	Anzahl Pyrolyseanlagen	Gesamtkapazität H <sub>2</sub>	Leistung bezogen auf Erdgas	Jahresvolllaststunden	CAPEX <sup>23</sup>	OPEX	Gesamtmenge H <sub>2</sub>
	1.000 m <sup>3</sup> /h i.N.	1.000 m <sup>3</sup> /h i.N.	-	m <sup>3</sup> /h i.N.	MW	h/a	Mio. EUR	Mio. EUR/a	Mio. m <sup>3</sup> /a i.N.
Allmenhausen	62	91	1	91.048	708	1.000	232,5	36,6	91
Bierwang	1200	1762	14	1.762.218	13.704	833	4.256,2	645,2	1.469
Breitbrunn-E.	520	764	6	763.628	5.938	1.908	1.840,5	378,0	1.457
Eschenfelden	95	140	1	132.422	1.030	798	315,9	47,5	106
Frankenthal	130	191	2	185.391	1.442	713	465,1	67,1	132
Hähnlein	100	147	1	132.422	1.030	887	315,9	48,9	117
Inzenham	300	441	4	440.555	3.426	1.417	1.096,9	195,9	624
Rehden	2400	3524	27	3.522.432	27.392	1.834	8.419,9	1.705,0	6.461
Schmidhausen	150	220	2	211.876	1.648	1.067	521,6	84,6	226
Stockstadt	45	66	1	66.083	514	1.000	174,2	27,1	66
Stockstadt	90	132	1	132.166	1.028	1.000	315,9	50,7	132
Uelsen	430	631	5	631.461	4.911	2.000	1.525,0	320,0	1.263

Tabelle 48: Modellinput Pyrolyse (DBI)

<sup>22</sup> D.h. das gesamte AGV wird 1 x pro Jahr komplett ausgespeichert und abzüglich der Wirkungsgradverluste und des Eigenbedarfs für die Befeuerung in Wasserstoff umgewandelt.

<sup>23</sup> Die CAPEX entsprechen einer Pyrolyseanlage mit der H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazität die allen für den jeweiligen Speicher benötigt werden würde. Das eine Anlage exklusiv für einen Speicher errichtet wird, ist in der Realität höchst unwahrscheinlich. In der Modellierung werden diese Kosten auf Null gesetzt (die vorliegende Studie betrachtet rein die Speicher, nicht die Wasserstofferzeugungsvarianten), aber für die Entscheidungsfindung der Reihenfolge der Integration der Porenspeicher in das Wasserstoffnetz via Pyrolyse sind diese Kosten erforderlich. Vgl. Kapitel 6.4

## 8 Modellierungsergebnisse (DBI)

### 8.1 Szenario 1

#### **Randbedingungen:**

Szenario 1 gibt in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-Strom für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität<sup>24</sup> von 72,8 TWh vor, welche durch die Umstellung von Erdgasspeichern sowie den Neubau von Wasserstoffspeichern gedeckt werden soll. Nach Modellannahme wird aufgrund der derzeit geltenden Normen und Regularien die zulässige Wasserstoffbeimischung in das bestehende Erdgassystem auf 2 Vol.-% begrenzt (vgl. Kapitel 6.3). Dies erfordert im Jahr 2022 die Anpassung der Untergrundgasspeicher hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von mind. 2 Vol.-%. Bis zum Jahr 2050 werden Gase auf Methanbasis vollständig durch Wasserstoff substituiert.

#### **Modellierungsergebnisse:**

Basierend auf der Gasnachfrageentwicklung des BMWK-Langfristszenarios TN-Strom entsprechend Tabelle 33 und den Randbedingungen zur Wasserstoffbeimischung in Szenario 1 ist das Erdgassystem in der Lage bis zum Jahr 2026 den energetischen Wasserstoffbedarf vollständig aufzunehmen. Da eine Wasserstoffbeimischung größer 2 Vol.-% im Erdgassystem als nicht zulässig angenommen wird, erfordert die erhöhte Wasserstoffnachfrage ab dem Jahr 2027 den Aufbau eines separaten Wasserstoffsystems (u.a. Wasserstoffnetze und -speicher).

Abbildung 23 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität infolge der Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern sowie des Neubaus von Wasserstoff-Kavernenspeichern zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität (SOLL) von insgesamt 72,8 TWh bis zum Jahr 2050. Als Ergebnis der Modellierung werden im Zeitraum von 2027 bis 2041 insgesamt 31 Kavernen- sowie 4 Porenspeicher auf 100 % Wasserstoff umgestellt. Mit der Umstellung dieser Erdgasspeicher können 32,4 TWh Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden. Im Rahmen der Modellierung werden Speicherstillstände in den Zeiten der Speicherumstellung nicht berücksichtigt. Zur Deckung des zusätzlich erforderlichen Speicherbedarfs im Wasserstoffsystem (ca. 40 TWh) müssen im Zeitraum von 2042 bis 2050 als Ergebnis der Modellierung 40 neue Wasserstoff-Kavernenspeicher gebaut werden und in Betrieb gehen. Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme dabei der Speicherkapazität des definierten Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Kapitel 5.1). Für den

<sup>24</sup> TN-Strom: 1,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2030; 26,9 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2040; 72,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2050 (vgl. Kapitel 7.2)

Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht (vgl. Tabelle 25).

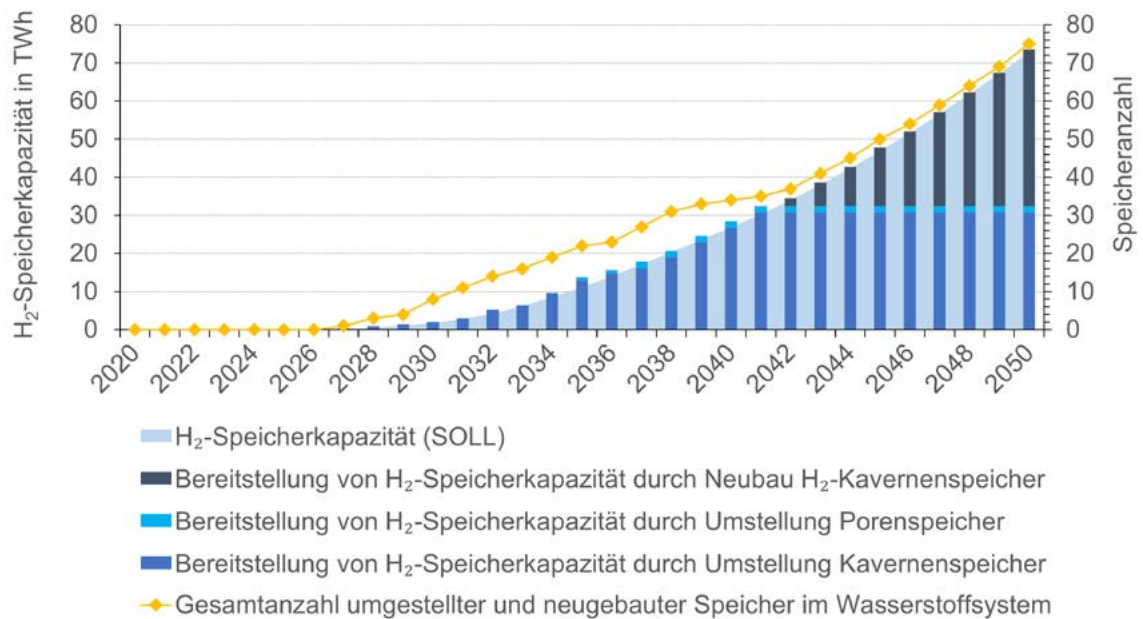


Abbildung 23: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert) in Szenario 1 (DBI)

Ergänzend zu der kumulierten Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität zeigt Abbildung 24 wie viele Speicher (inkl. deren Wasserstoffspeicherkapazitäten) im Rahmen der Modellierung pro Jahr umgestellt bzw. neu gebaut werden. Die Auswahl der für die Umstellung infrage kommenden Erdgasspeicher erfolgt im Rahmen der Modellierung in Abhängigkeit des jährlich erforderlichen Zuwachses an Wasserstoffspeicherkapazität. Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung im Modell ausschließlich nach den geringsten Umstellungskosten (vgl. Kapitel 6.4).

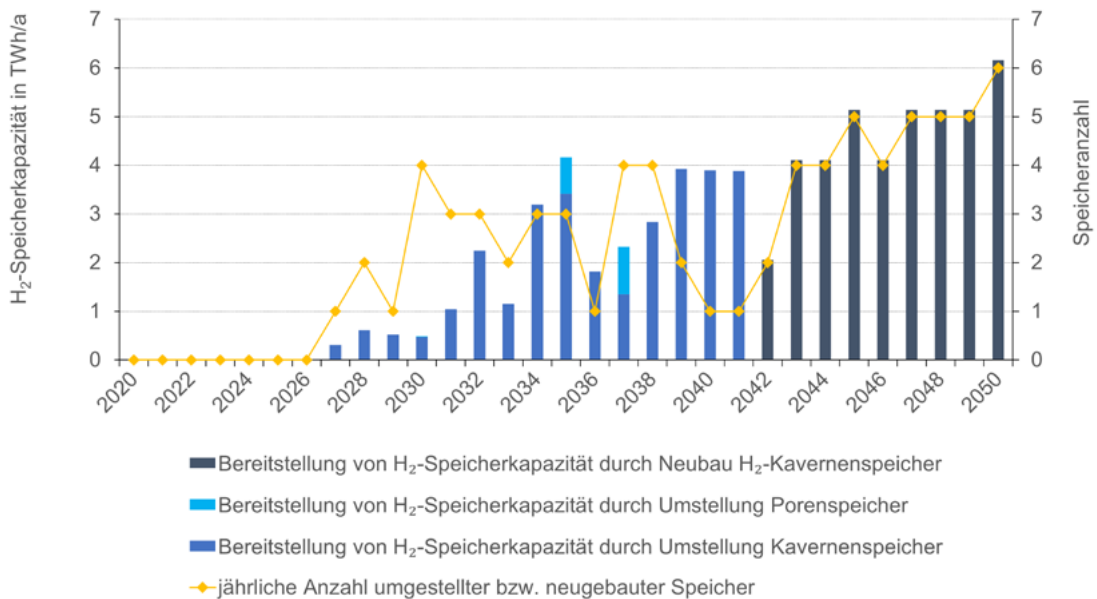


Abbildung 24: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 1 (DBI)

Abbildung 25 zeigt die zeitliche Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff kann nur erfolgen, solange die erforderliche Mindest-Gasspeicherkapazität im Erdgassystem weiterhin durch die verbleibenden Erdgasspeicher bereitgestellt werden kann (vgl. Kapitel 7.2). Infolge der Speicherumstellung auf Wasserstoff sinkt die vorhandene Gasspeicherkapazität im Erdgassystem von rund 255 TWh im Jahr 2021 kontinuierlich auf ca. 81 TWh im Jahr 2041. Von den insgesamt 47 bestehenden Untergrundgasspeichern in Deutschland verbleiben ab dem Jahr 2041 insgesamt 12 von 16 Porenspeichern im Erdgassystem, welche vermutlich nicht für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, da die unter Kapitel 7.3.3 beschriebenen Bedingungen nicht vollständig erfüllt werden. Da in Szenario 1 bis zum Jahr 2050 Gase auf Methanbasis vollständig durch Wasserstoff substituiert werden, können die im Erdgassystem verbleibenden Porenspeicher ihre Speicherfunktion nicht mehr erfüllen. Eine Stilllegung wird im Rahmen der Modellierung aus Gründen der Vergleichbarkeit mit Szenario 3 nicht betrachtet.

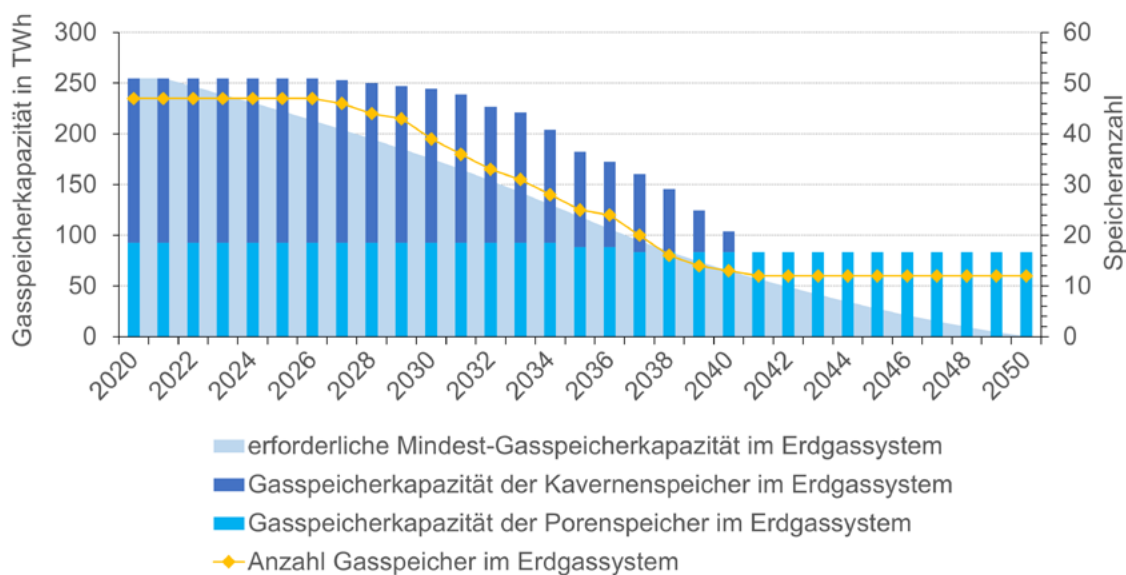


Abbildung 25: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert) in Szenario 1 (DBI)

Abbildung 26 zeigt im Zeitraum von 2021 bis 2050 die jährlichen Investitionskosten, welche aus der Anpassung und Umstellung von Erdgasspeichern sowie dem Neubau von Wasserstoffspeichern in Szenario 1 resultieren. Die Grundlage zur Ermittlung der Investitionskosten infolge von Speicheranpassung und -umstellung bildet das Mengen-Kosten-Gerüst der deutschen Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 7.3). Demnach wird zunächst der technische Anpassungsbedarf zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von wasserstoffsensiblen Komponenten eines Speichers identifiziert. Die Gesamtinvestitionen zur Anpassung bzw. Umstellung eines Speichers ergeben sich aus den Asset-spezifischen Investitionskosten verrechnet mit der Anzahl der wasserstoffsensiblen Speicherkomponenten.

Die technische Anpassung der bestehenden Erdgasspeicher zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 2 Vol.-% im Jahr 2022 erfordert ca. 464 Mio. €. Von der Anpassung sind Speicherkomponenten betroffen, welche als äußerst kritisch gegenüber Wasserstoff zu bewerten sind (u.a. Kolbenverdichter und Gas-Chromatographen). Außerdem müssen Speicherkomponenten erneuert werden, welche aufgrund bisher ungeklärter Wasserstoffeignung konservativ mit einer Wasserstoffverträglichkeit von 0 Vol.-% bewertet wurden (u.a. Packer, BL-Kopf, Ladenippel, USAV). Einen Überblick zur Wasserstoffverträglichkeit der Speicherkomponenten gibt Kapitel 7.3.2. Neben den Investitionen für Anpassungsmaßnahmen auf 2 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit weist Abbildung 26 die Investitionskosten für die pro Jahr umzustellenden und neuzubauenden Speicher zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 1 aus (vgl. Abbildung 24). Die Umstellung von 31 Kavernenspeichern und 4 Porenspeichern erfordert im Zeitraum von 2027

bis 2041 insgesamt ca. 1,1 Mrd. €. Für den Neubau von 40 Wasserstoff-Kavernenspeichern werden im Zeitraum von 2042 bis 2050 ca. 11,1 Mrd. € benötigt. Die Investitionskosten für den Neubau eines Wasserstoff-Kavernenspeichers betragen nach Modellannahme ca. 277 Mio. € (vgl. Tabelle 41).

In Summe erfordert die Bereitstellung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität von 72,8 TWh ca. 12,8 Mrd. €.

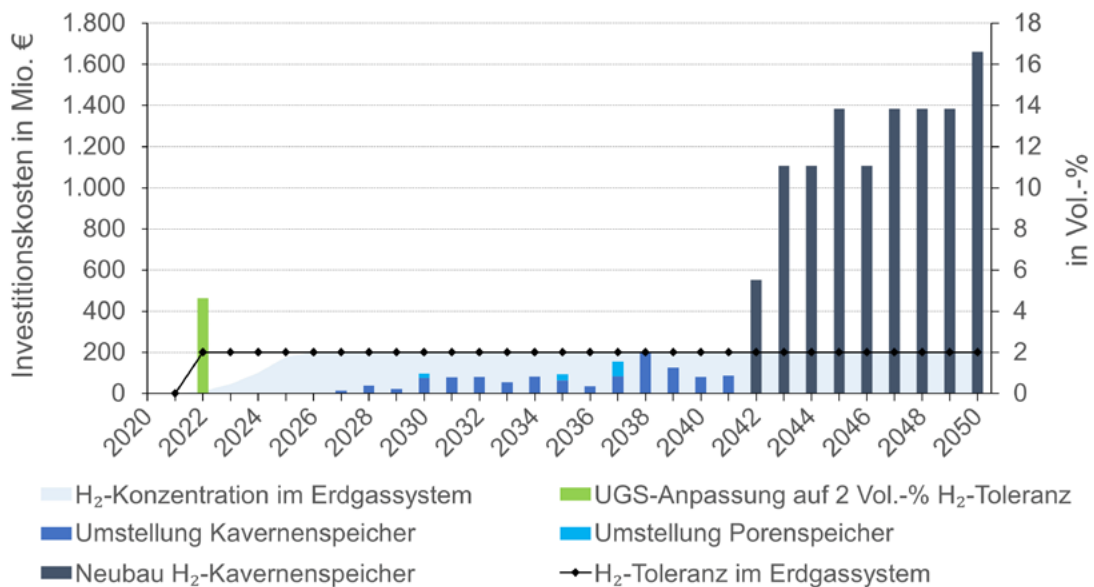


Abbildung 26: Jährliche Investitionskosten in Szenario 1 (DBI)

Tabelle 49 gibt einen Überblick zu den Modellierungsergebnissen in Szenario 1.

Maßnahme zur Bereitstellung von H <sub>2</sub> -Speicherkapazität	Zeitraum der Maßnahme	Investitionskosten [Tsd. €]	bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität [TWh]
Speicheranpassung: 2 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	2022	464.000	0,0
Speicherumstellung: 31 Kavernenspeicher	2027 bis 2041	1.121.000	30,7
Speicherumstellung: 4 Porenspeicher	2030, 2035, 2037	125.000	1,7
Speicherneubau: 40 H <sub>2</sub> -Kavernenspeicher	2042 bis 2050	11.072.000	41,1
<b>Summe</b>		<b>12.782.000</b>	<b>73,5</b>

Tabelle 49: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 1 (DBI)

## 8.2 Szenario 2

### **Randbedingungen:**

Szenario 2 gibt in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-H<sub>2</sub>-G für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität<sup>25</sup> von 47,0 TWh vor, welche durch die Umstellung von Erdgasspeichern sowie den Neubau von Wasserstoffspeichern gedeckt werden soll. Nach Modellannahme wird aufgrund der derzeit geltenden Normen und Regularien die zulässige Wasserstoffbeimischung in das bestehende Erdgassystem auf 2 Vol.-% begrenzt (vgl. Kapitel 6.3). Dies erfordert im Jahr 2022 die Anpassung der Untergrundgasspeicher hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von mind. 2 Vol.-%. Bis zum Jahr 2050 werden Gase auf Methanbasis vollständig durch Wasserstoff substituiert.

### **Modellierungsergebnisse:**

Basierend auf der Gasnachfrageentwicklung des BMWK-Langfristszenarios TN-H<sub>2</sub>-G entsprechend Tabelle 34 und den Randbedingungen zur Wasserstoffbeimischung in Szenario 2 ist das Erdgassystem in der Lage bis zum Jahr 2024 den energetischen Wasserstoffbedarf vollständig aufzunehmen. Da eine Wasserstoffbeimischung größer 2 Vol.-% im Erdgassystem als nicht zulässig angenommen wird, erfordert die erhöhte Wasserstoffnachfrage ab dem Jahr 2025 den Aufbau eines separaten Wasserstoffsystems (u.a. Wasserstoffnetze und -speicher). Aufgrund des höheren Wasserstoffbedarfs erfolgt der Aufbau des Wasserstoffsystems bereits 2 Jahre früher im Vergleich zu Szenario 1.

---

25 TN-Strom: 1,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2030; 16,7 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2040; 47,0 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2050 (vgl. Kapitel 7.2)



Abbildung 27 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität infolge der Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern sowie des Neubaus von Wasserstoff-Kavernenspeichern zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität (SOLL) von insgesamt 47,0 TWh bis zum Jahr 2050. Als Ergebnis der Modellierung werden im Zeitraum von 2025 bis 2045 insgesamt 31 Kavernen- sowie 4 Porenspeicher auf 100 % Wasserstoff umgestellt. Mit der Umstellung dieser Erdgasspeicher können 32,4 TWh Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden. Im Rahmen der Modellierung werden Speicherstillstände in den Zeiten der Speicherumstellung nicht berücksichtigt. Zur Deckung des zusätzlich erforderlichen Speicherbedarfs im Wasserstoffsystem (ca. 15 TWh) müssen im Zeitraum von 2046 bis 2050 als Ergebnis der Modellierung 15 neue Wasserstoff-Kavernenspeicher gebaut werden und in Betrieb gehen. Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme dabei der Speicherkapazität des definierten Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Kapitel 5.1). Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht (vgl. Tabelle 25).

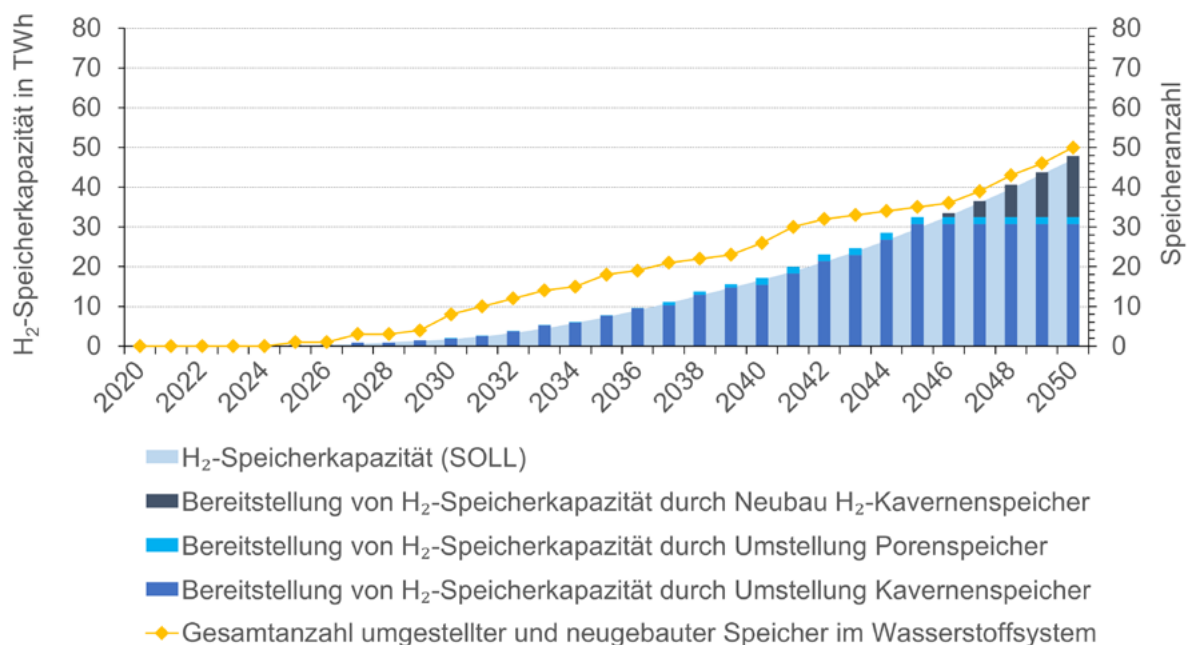


Abbildung 27: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert) in Szenario 2 (DBI)

Ergänzend zu der kumulierten Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität zeigt Abbildung 28 wie viele Speicher (inkl. deren Wasserstoffspeicherkapazitäten) im Rahmen der Modellierung pro Jahr umgestellt bzw. neu gebaut werden. Die Auswahl der für die Umstellung infrage kommenden Erdgasspeicher erfolgt im Rahmen der Modellierung in Abhängigkeit des jährlich erforderlichen Zuwachses an Wasserstoffspeicherkapazität. Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung im Modell ausschließlich nach den geringsten Umstellungskosten (vgl. Kapitel 6.4).

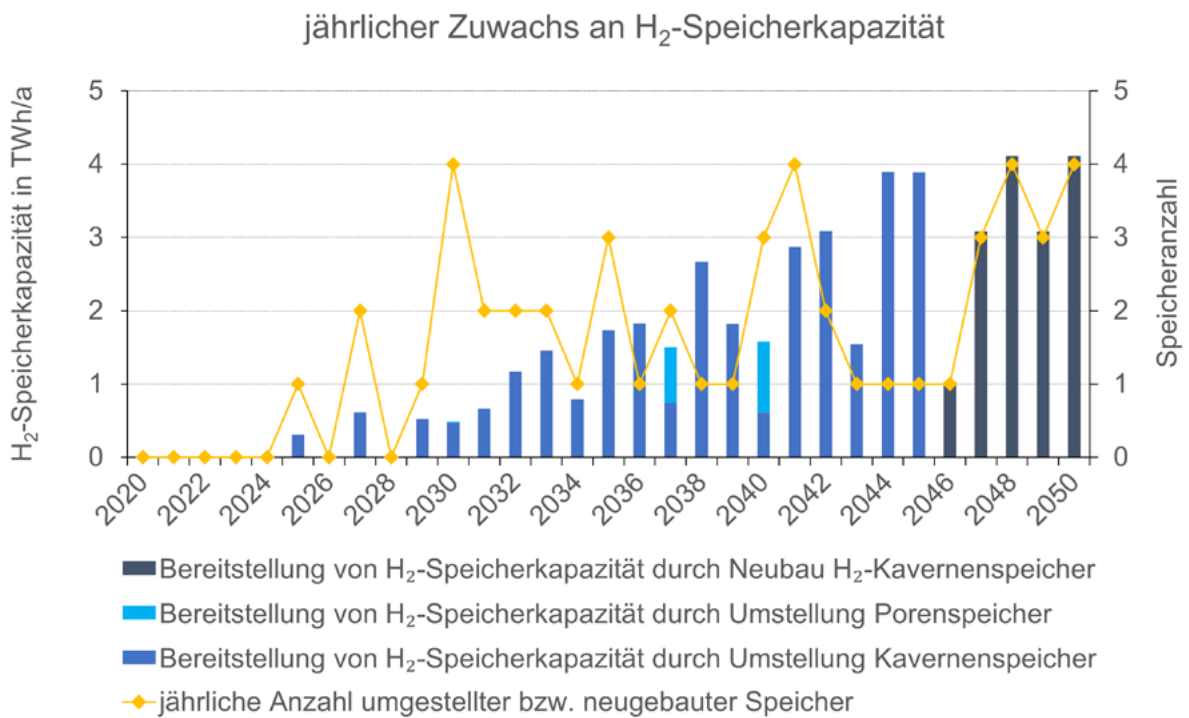


Abbildung 28: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 2 (DBI)

Abbildung 29 zeigt die zeitliche Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Umstellung von Erdgaspeichern auf Wasserstoff kann nur erfolgen, solange die erforderliche Mindest-Gasspeicherkapazität im Erdgassystem weiterhin durch die verbleibenden Erdgaspeicher bereitgestellt werden kann (vgl. Kapitel 7.2). Infolge der Speicherumstellung auf Wasserstoff sinkt die vorhandene Gasspeicherkapazität im Erdgassystem von rund 255 TWh im Jahr 2021 kontinuierlich auf ca. 81 TWh im Jahr 2045. Von den insgesamt 47 bestehenden Untergrundgaspeichern in Deutschland verbleiben ab dem Jahr 2045 insgesamt 12 von 16 Porenspeichern im Erdgassystem, welche vermutlich nicht für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, da die unter Kapitel 7.3.3 beschriebenen Bedingungen nicht vollständig erfüllt werden. Da in Szenario 2 bis zum Jahr 2050 Gase auf Methanbasis vollständig durch Wasserstoff substituiert werden, können die im Erdgassystem verbleibenden Porenspeicher ihre Speicherfunktion nicht mehr erfüllen. Eine Stilllegung wird im Rahmen der Modellierung aus Gründen der Vergleichbarkeit mit Szenario 4 nicht betrachtet.

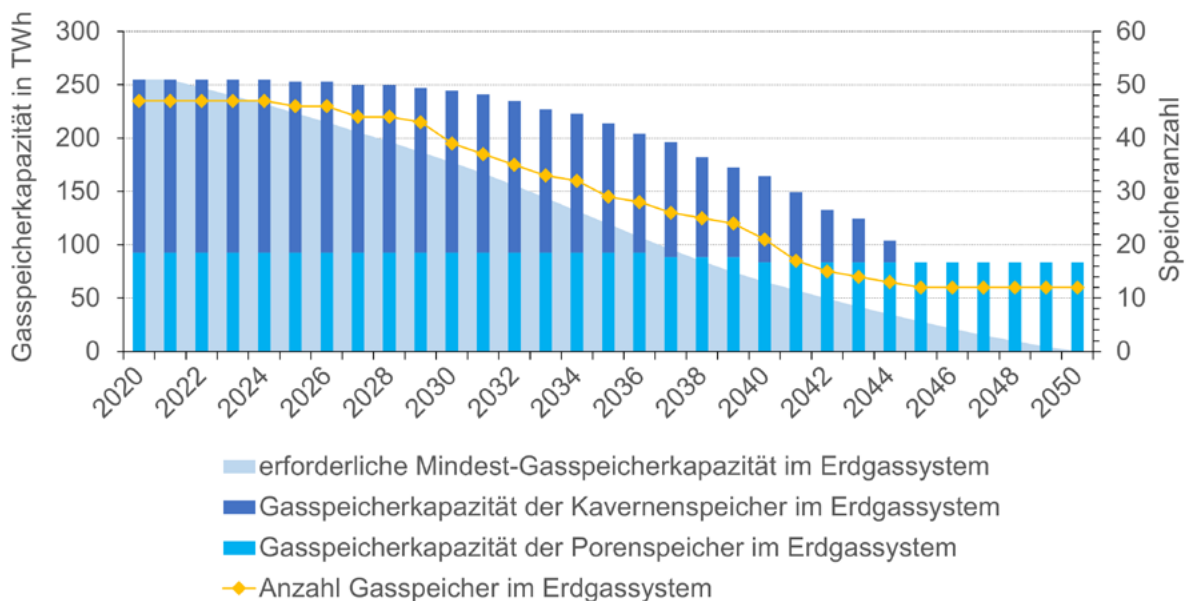


Abbildung 29: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert) in Szenario 2 (DBI)

Abbildung 30 zeigt im Zeitraum von 2021 bis 2050 die jährlichen Investitionskosten, welche aus der Anpassung und Umstellung von Erdgasspeichern sowie dem Neubau von Wasserstoffspeichern in Szenario 2 resultieren. Die Grundlage zur Ermittlung der Investitionskosten infolge von Speicheranpassung und -umstellung bildet das Mengen-Kosten-Gerüst der deutschen Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 7.3). Demnach wird zunächst der technische Anpassungsbedarf zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von wasserstoffsensiblen Komponenten eines Speichers identifiziert. Die Gesamtinvestitionen zur Anpassung bzw. Umstellung eines Speichers ergeben sich aus den Asset-spezifischen Investitionskosten ver-rechnet mit der Anzahl der wasserstoffsensiblen Speicherkomponenten.

Die technische Anpassung der bestehenden Erdgasspeicher zur Erhöhung der Wasserstoff-verträglichkeit auf mindestens 2 Vol.-% im Jahr 2022 erfordert analog zu Szenario 1 ca. 464 Mio. €. Neben den Investitionen für Anpassungsmaßnahmen auf 2 Vol.-% Wasserstoff-verträglichkeit weist Abbildung 30 die Investitionskosten für die pro Jahr umzustellenden und neuzubauenden Speicher zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 2 aus (vgl. Abbildung 28). Die Umstellung von 31 Kavernenspeichern und 4 Porenspeichern erfordert im Zeitraum von 2025 bis 2045 insgesamt ca. 1,1 Mrd. €. Für den Neubau von 15 Wasserstoff-Kavernenspeichern werden im Zeitraum von 2046 bis 2050 ca. 4,1 Mrd. € benötigt. Die Investitionskosten für den Neubau eines Wasserstoff-Kavernenspei-chers betragen nach Modellannahme ca. 277 Mio. € (vgl. Tabelle 41).

In Summe erfordert die Bereitstellung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität von 47,0 TWh ca. 5,9 Mrd. €.

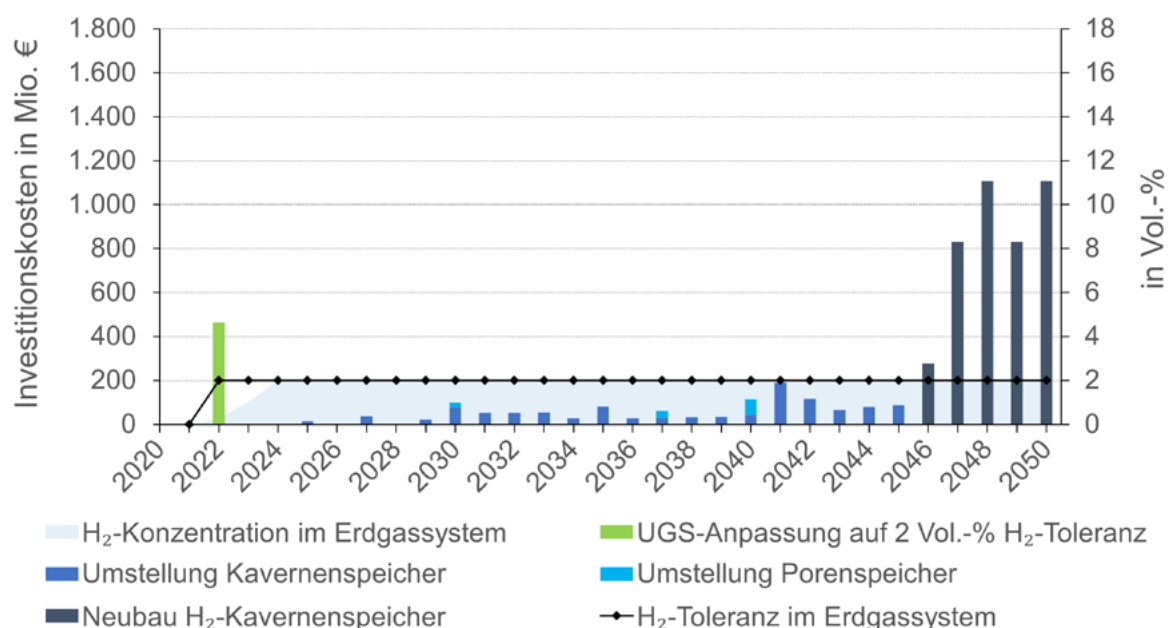


Abbildung 30: Jährliche Investitionskosten in Szenario 2 (DBI)

Tabelle 50 gibt einen Überblick zu den Modellierungsergebnisse in Szenario 2.

Maßnahme zur Bereitstellung von H <sub>2</sub> -Speicherkapazität	Zeitraum der Maßnahme	Investitionskosten [Tsd. €]	bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität [TWh]
Speicheranpassung: 2 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	2022	464.000	0,0
Speicherumstellung: 31 Kavernenspeicher	2025 bis 2045	1.121.000	30,7
Speicherumstellung: 4 Porenspeicher	2030, 2037, 2040	125.000	1,7
Speicherneubau: 15 H <sub>2</sub> -Kavernenspeicher	2046 bis 2050	4.152.000	15,4
<b>Summe</b>		<b>5.862.000</b>	<b>47,8</b>

Tabelle 50: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 2 (DBI)

## 8.3 Szenario 3

### **Randbedingungen:**

Szenario 3 gibt in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-Strom für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität<sup>26</sup> von 72,8 TWh vor. Primär sollen für die Bereitstellung der Wasserstoffspeicherkapazität bestehende Erdgasspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden. Porenspeicher, welche in Bezug auf die in Kapitel 7.3.3 beschriebenen Bedingungen vermutlich nicht für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, werden in Szenario 3 auf Basis von klimaneutralem Methan weitergenutzt. Dieses Methan wird zur Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse eingesetzt (vgl. Kapitel 7.5). Darüber hinaus besteht als weitere Option zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern. Nach Modellannahme wird aufgrund der derzeit geltenden Normen und Regularien die zulässige Wasserstoffbeimischung in das bestehende Erdgassystem auf 2 Vol.-% begrenzt (vgl. Kapitel 6.3). Dies erfordert im Jahr 2022 die Anpassung der Untergrundgasspeicher hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von mind. 2 Vol.-%.

### **Modellierungsergebnisse:**

Basierend auf der Gasnachfrageentwicklung des BMWK-Langfristszenarios TN-Strom entsprechend Tabelle 33 und den Randbedingungen zur Wasserstoffbeimischung in Szenario 3 ist das Erdgassystem analog zu Szenario 1 in der Lage bis zum Jahr 2026 den energetischen Wasserstoffbedarf vollständig aufzunehmen. Da eine Wasserstoffbeimischung größer 2 Vol.-% im Erdgassystem als nicht zulässig angenommen wird, erfordert die erhöhte Wasserstoffnachfrage ab dem Jahr 2027 den Aufbau eines separaten Wasserstoffsystems (u.a. Wasserstoffnetze und -speicher).

Abbildung 31 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität infolge der Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern, der Weiternutzung von vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Pyrolyse sowie des Neubaus von Wasserstoff-Kavernenspeichern zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität (SOLL) von insgesamt 72,8 TWh bis zum Jahr 2050. Als Ergebnis der Modellierung werden im Zeitraum von 2027 bis 2041 insgesamt 31 Kavernen- sowie 4 Porenspeicher auf 100 % Wasserstoff umgestellt. Mit der Umstellung dieser Erdgasspeicher können 32,4 TWh Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden. Im Rahmen der Modellierung werden Speicherstillstände in den Zeiten der Speicherumstellung nicht

<sup>26</sup> TN-Strom: 1,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2030; 26,9 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2040; 72,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2050 (vgl. Kapitel 7.2)

berücksichtigt. In den Jahren 2042 bis 2045 erfolgt die Deckung der zusätzlich erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität über die Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse auf Basis von klimaneutralem Methan, gespeichert in den vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern. Insgesamt stehen nach Modellannahme in diesem Zeitraum 11 der 12 vermutlich nicht umstellbaren Porenspeicher für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse zur Verfügung. Auf Basis der Eingangsdaten im Bereich Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5) beträgt die jährliche Wasserstoffproduktion und somit „Wasserstoffspeicherkapazität“ dieser 11 Porenspeicher in Summe ca. 17 TWh. Ein Porenspeicher verbleibt zur Deckung der erforderlichen Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (vgl. Abbildung 33). Darüber hinaus wird im Zeitraum von 2046 bis 2050 zur Deckung des zusätzlich benötigten Speicherbedarfs im Wasserstoffsystem (ca. 24 TWh) der Neubau von 23 Wasserstoff-Kavernenspeichern erforderlich. Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme dabei der Speicherkapazität des definierten Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Kapitel 5.1). Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht (vgl. Tabelle 25).

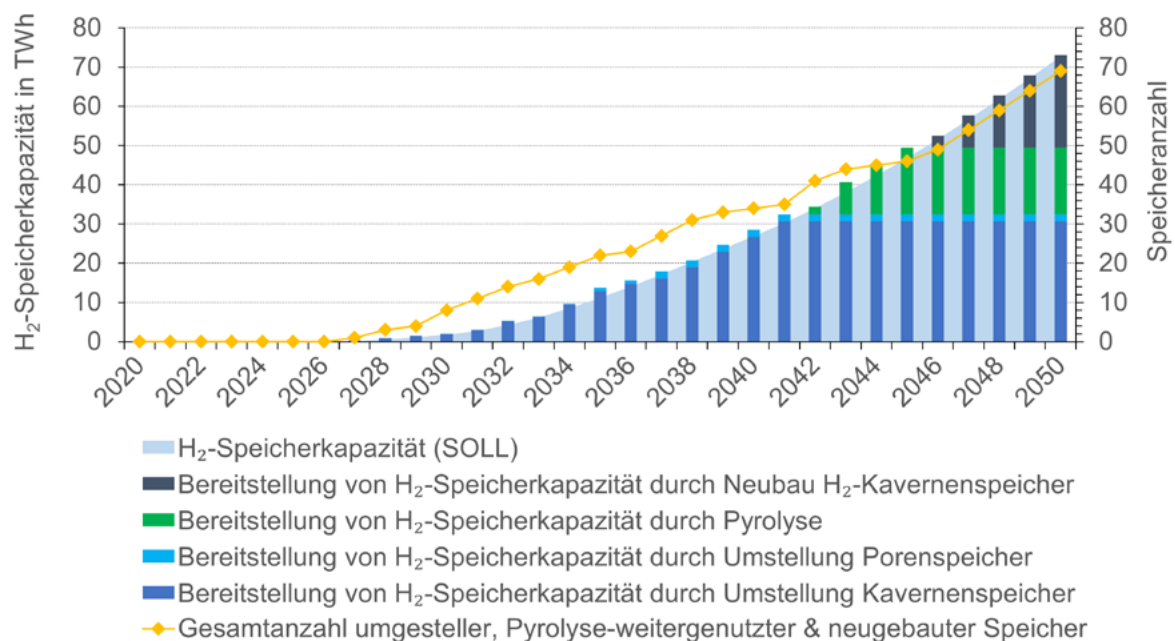


Abbildung 31: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert) in Szenario 3 (DBI)

Ergänzend zu der kumulierten Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität zeigt Abbildung 32 wie viele Speicher (inkl. deren Wasserstoffspeicherkapazitäten) im Rahmen der Modellierung pro Jahr umgestellt bzw. für die Pyrolyse weitergenutzt bzw. neu gebaut werden. Die Auswahl der für die Umstellung infrage kommenden Erdgasspeicher erfolgt im Rahmen der Modellierung in Abhängigkeit des jährlich erforderlichen Zuwachses an Wasserstoffspeicherkapazität. Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung im Modell ausschließlich nach den geringsten Umstellungskosten. Ähnliche Vorgehensweise erfolgt bei der Auswahl der vermutlich nicht-umstellbaren Porenspeicher für die Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5).

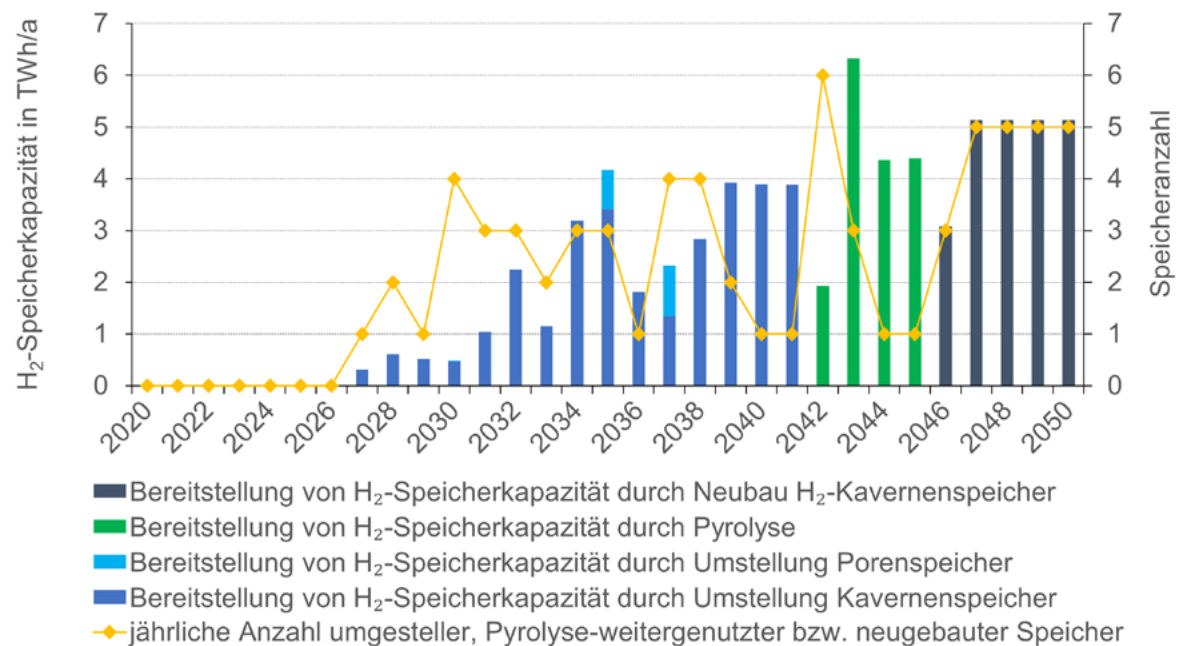


Abbildung 32: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 3 (DBI)



Abbildung 33 zeigt die zeitliche Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff kann nur erfolgen, solange die erforderliche Mindest-Gasspeicherkapazität im Erdgassystem weiterhin durch die verbleibenden Erdgasspeicher bereitgestellt werden kann (vgl. Kapitel 7.2). Infolge der Speicherumstellung auf Wasserstoff und der Weiternutzung von vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern für die Wasserstoffherzeugung mittels Pyrolyse sinkt die vorhandene Gasspeicherkapazität im Erdgassystem von rund 255 TWh im Jahr 2021 kontinuierlich auf ca. 41 TWh im Jahr 2045. Von den insgesamt 47 bestehenden Untergrundgasspeichern in Deutschland verbleibt ab dem Jahr 2045 zur Deckung der erforderlichen Gasspeicherkapazität ein vermutlich nicht-umstellbarer Porenspeicher<sup>27</sup> im Erdgassystem. Dieser Porenspeicher besitzt mit ca. 41 TWh (AGV) rund 50 % der theoretischen Erdgasspeicherkapazität aller Porenspeicher, welche nach Modellannahme nicht für die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden können.

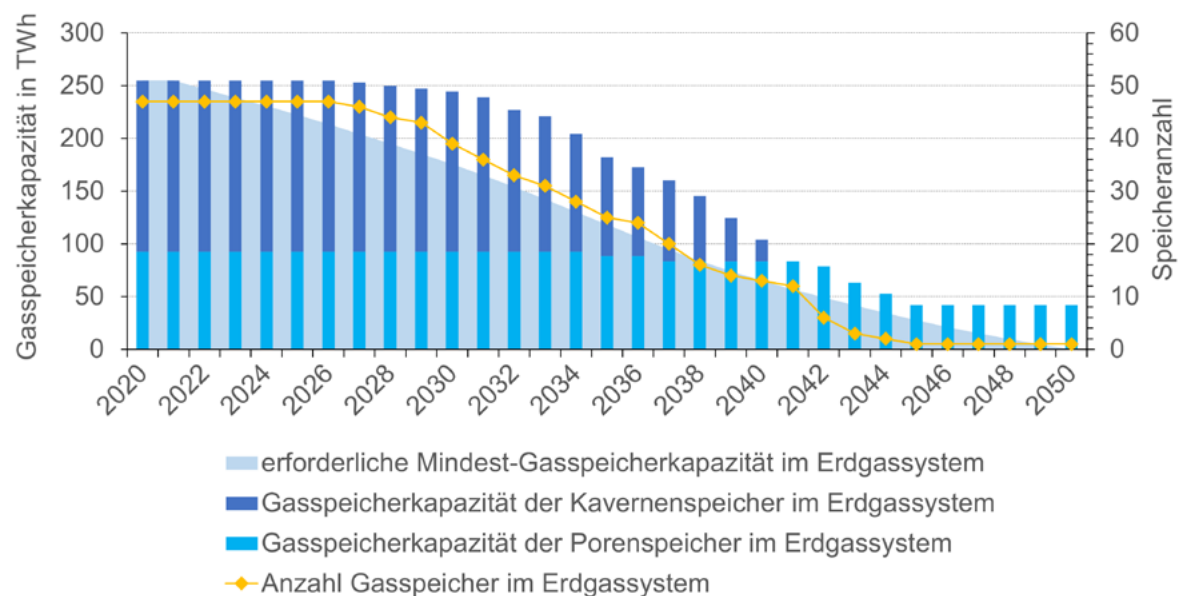


Abbildung 33: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert) in Szenario 3 (DBI)

Abbildung 34 zeigt im Zeitraum von 2021 bis 2050 die jährlichen Investitionskosten, welche aus der Anpassung und Umstellung von Erdgasspeichern sowie dem Neubau von Wasserstoffspeichern in Szenario 3 resultieren. Die Grundlage zur Ermittlung der Investitionskosten infolge von Speicheranpassung und -umstellung bildet das Mengen-Kosten-Gerüst der deutschen Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 7.3). Demnach wird zunächst der technische Anpassungsbedarf zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit von wasserstoffsensiblen

<sup>27</sup> Nicht umstellbare Porenspeicher, welche für die Wasserstoffherzeugung mittels Pyrolyse auf Basis von klimaneutralem Methan weitergenutzt werden, gelten nach Modellannahme als Bestandteil des Wasserstoffsystems

Komponenten eines Speichers identifiziert. Die Gesamtinvestitionen zur Anpassung bzw. Umstellung eines Speichers ergeben sich aus den Asset-spezifischen Investitionskosten verrechnet mit der Anzahl der wasserstoffsensiblen Speicherkomponenten.

Die technische Anpassung der bestehenden Erdgasspeicher zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 2 Vol.-% im Jahr 2022 erfordert analog zu Szenario 1 und 2 ca. 464 Mio. €. Neben den Investitionen für Anpassungsmaßnahmen auf 2 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit weist Abbildung 34 die Investitionskosten für die pro Jahr umzustellenden und neuzubauenden Speicher zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 3 aus (vgl. Abbildung 32). Die Umstellung von 31 Kavernenspeichern und 4 Porenspeichern erfordert im Zeitraum von 2027 bis 2041 insgesamt ca. 1,1 Mrd. €. Für den Neubau von 23 Wasserstoff-Kavernenspeichern werden im Zeitraum von 2046 bis 2050 ca. 6,4 Mrd. € benötigt. Die Investitionskosten für den Neubau eines Wasserstoff-Kavernenspeichers betragen nach Modellannahme ca. 277 Mio. € (vgl. Tabelle 41). Die Kosten für die Installation und den Betrieb von Pyrolyseanlagen zur Wasserstofferzeugung auf Methanbasis infolge der Weiternutzung der vermutlich nicht umstellbaren Porenspeicher werden aus Vergleichbarkeitsgründen zu Szenario 1 nicht berücksichtigt.

In Summe erfordert die Bereitstellung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität von 72,8 TWh ca. 8,1 Mrd. €.

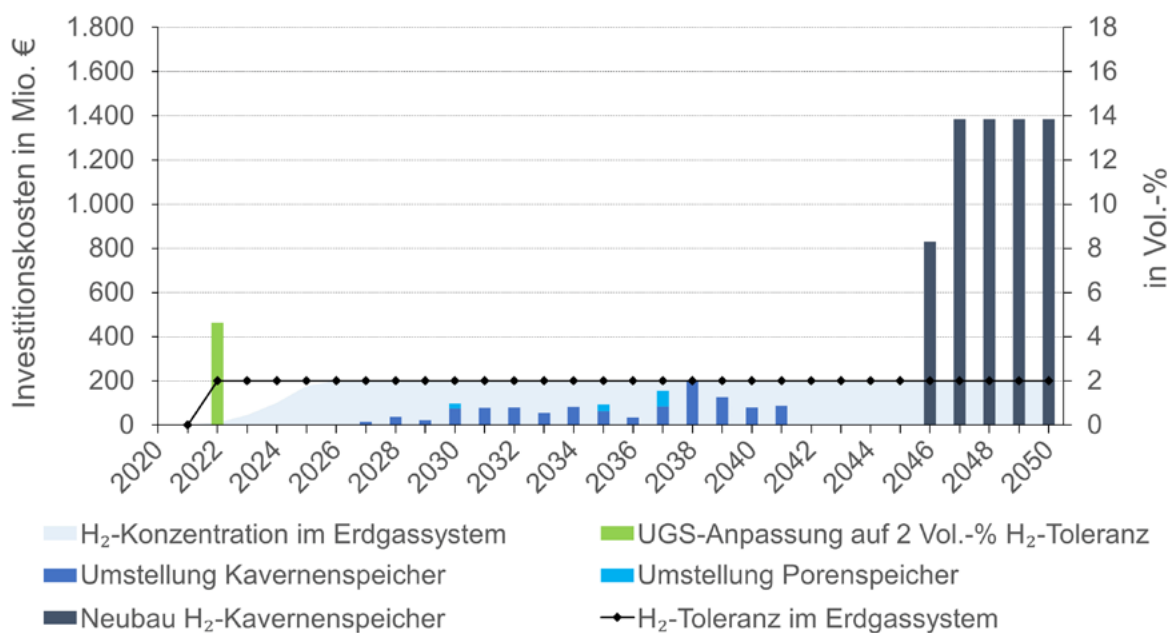


Abbildung 34: Jährliche Investitionskosten in Szenario 3 (DBI)

Tabelle 51 gibt einen Überblick zu den Modellierungsergebnissen in Szenario 3.

Maßnahme zur Bereitstellung von H <sub>2</sub> -Speicherkapazität	Zeitraum der Maßnahme	Investitionskosten [Tsd. €]	bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität [TWh]
Speicheranpassung: 2 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	2022	464.000	0,0
Speicherumstellung: 31 Kavernenspeicher	2025 bis 2045	1.121.000	30,7
Speicherumstellung: 4 Porenspeicher	2030, 2037, 2040	125.000	1,7
Pyrolyse: 11 Porenspeicher	2042 bis 2045	-	17,0
Speicherneubau: 23 H <sub>2</sub> -Kavernenspeicher	2046 bis 2050	6.367.000	23,6
<b>Summe</b>		<b>8.077.000</b>	<b>73,0</b>

Tabelle 51: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 3 (DBI)

## 8.4 Szenario 4

### **Randbedingungen:**

Szenario 4 gibt in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-H<sub>2</sub>-G für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität<sup>28</sup> von 47,0 TWh vor. Primär sollen für die Bereitstellung der Wasserstoffspeicherkapazität bestehende Erdgasspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden. Porenspeicher, welche in Bezug auf die in Kapitel 7.3.3 beschriebenen Bedingungen vermutlich nicht für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, werden in Szenario 4 auf Basis von klimaneutralem Methan weitergenutzt. Dieses Methan wird zur Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse eingesetzt (vgl. Kapitel 7.5). Darüber hinaus besteht als weitere Option zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern. Nach Modellannahme wird aufgrund der derzeit geltenden Normen und Regularien die zulässige Wasserstoffbeimischung in das bestehende Erdgassystem auf 2 Vol.-% begrenzt (vgl. Kapitel 6.3). Dies erfordert im Jahr 2022 die Anpassung der Untergrundgasspeicher hin zu einer Wasserstoffverträglichkeit von mind. 2 Vol.-%.

### **Modellierungsergebnisse:**

Basierend auf der Gasnachfrageentwicklung des BMWK-Langfristszenarios TN-H<sub>2</sub>-G entsprechend Tabelle 34 und den Randbedingungen zur Wasserstoffbeimischung in Szenario 4 ist das Erdgassystem analog zu Szenario 2 in der Lage bis zum Jahr 2024 den energetischen Wasserstoffbedarf vollständig aufzunehmen. Da eine Wasserstoffbeimischung größer 2 Vol.-% im Erdgassystem als nicht zulässig angenommen wird, erfordert die erhöhte Wasserstoffnachfrage ab dem Jahr 2025 den Aufbau eines separaten Wasserstoffsystems (u.a. Wasserstoffnetze und -speicher). Aufgrund des höheren Wasserstoffbedarfs erfolgt der Aufbau des Wasserstoffsystems bereits 2 Jahre früher im Vergleich zu Szenario 1 bzw. 3.

---

28 TN-Strom: 1,8 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2030; 16,7 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2040; 47,0 TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität bis 2050 (vgl. Kapitel 7.2)

Abbildung 35 zeigt die zeitliche Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität infolge der Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern und der Weiternutzung von vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Pyrolyse. Als Ergebnis der Modellierung werden im Zeitraum von 2025 bis 2045 insgesamt 31 Kavernen- sowie 4 Porenspeicher auf 100 % Wasserstoff umgestellt. Mit der Umstellung dieser Erdgasspeicher können 32,4 TWh Wasserstoffspeicherkapazität bereitgestellt werden. Im Rahmen der Modellierung werden Speicherstillstände in den Zeiten der Speicherumstellung nicht berücksichtigt. In den Jahren 2046 bis 2050 erfolgt die Deckung der zusätzlich erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität über die Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse auf Basis von klimaneutralem Methan, gespeichert in den vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern. Insgesamt stehen nach Modellannahme in diesem Zeitraum 11 der 12 vermutlich nicht umstellbaren Porenspeicher für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse zur Verfügung. Auf Basis der Eingangsdaten im Bereich Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5) beträgt die jährliche Wasserstoffproduktion und somit „Wasserstoffspeicherkapazität“ dieser 11 Porenspeicher in Summe ca. 17 TWh. Ein Porenspeicher verbleibt zur Deckung der erforderlichen Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (vgl. Abbildung 37).

Da die geforderter Wasserstoffspeicherkapazität (SOLL) von mindestens 47,0 TWh bis zum Jahr 2050 vollständig durch die Speicherumstellung und Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse gedeckt werden kann, wird ein zusätzlicher Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern in Szenario 4 nicht erforderlich.

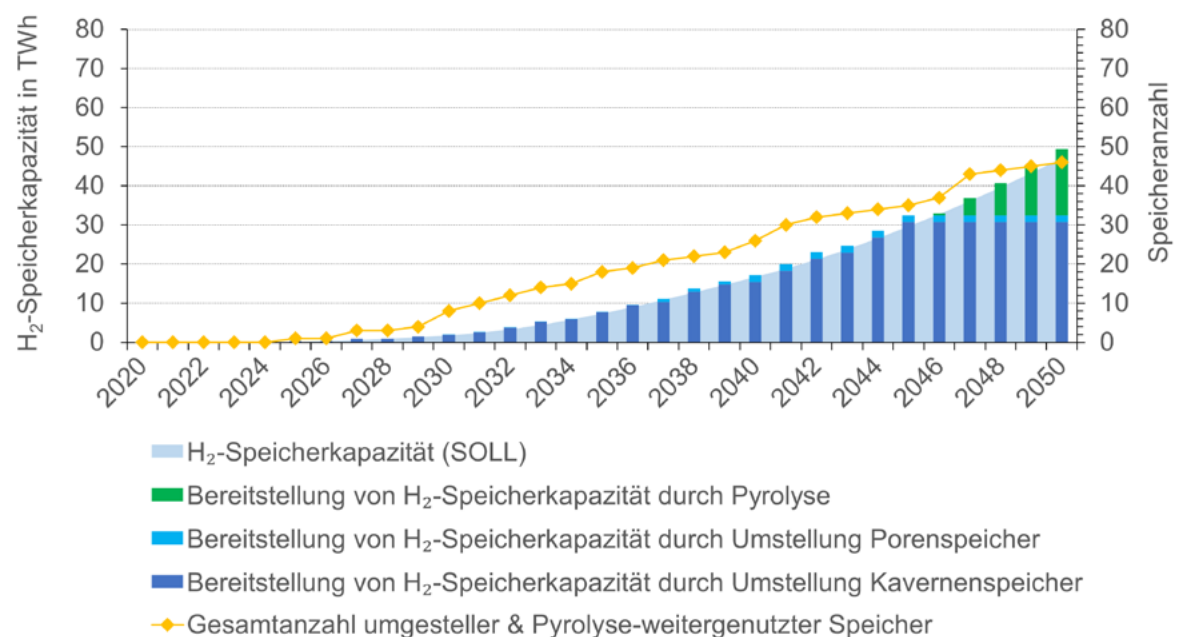


Abbildung 35: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem (kumuliert) in Szenario 4 (DBI)

Ergänzend zu der kumulierten Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität zeigt Abbildung 36 wie viele Speicher (inkl. deren Wasserstoffspeicherkapazitäten) im Rahmen der Modellierung pro Jahr umgestellt bzw. für die Pyrolyse weitergenutzt werden. Die Auswahl der für die Umstellung infrage kommenden Erdgasspeicher erfolgt im Rahmen der Modellierung in Abhängigkeit des jährlich erforderlichen Zuwachses an Wasserstoffspeicherkapazität. Stehen mehrere potenzielle Erdgasspeicher für die Umstellung auf Wasserstoff bereit, richtet sich die Reihenfolge der Speicherumstellung im Modell ausschließlich nach den geringsten Umstellungskosten. Ähnliche Vorgehensweise erfolgt bei der Auswahl der vermutlich nicht-umstellbaren Porenspeicher für die Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse (vgl. Kapitel 7.5).

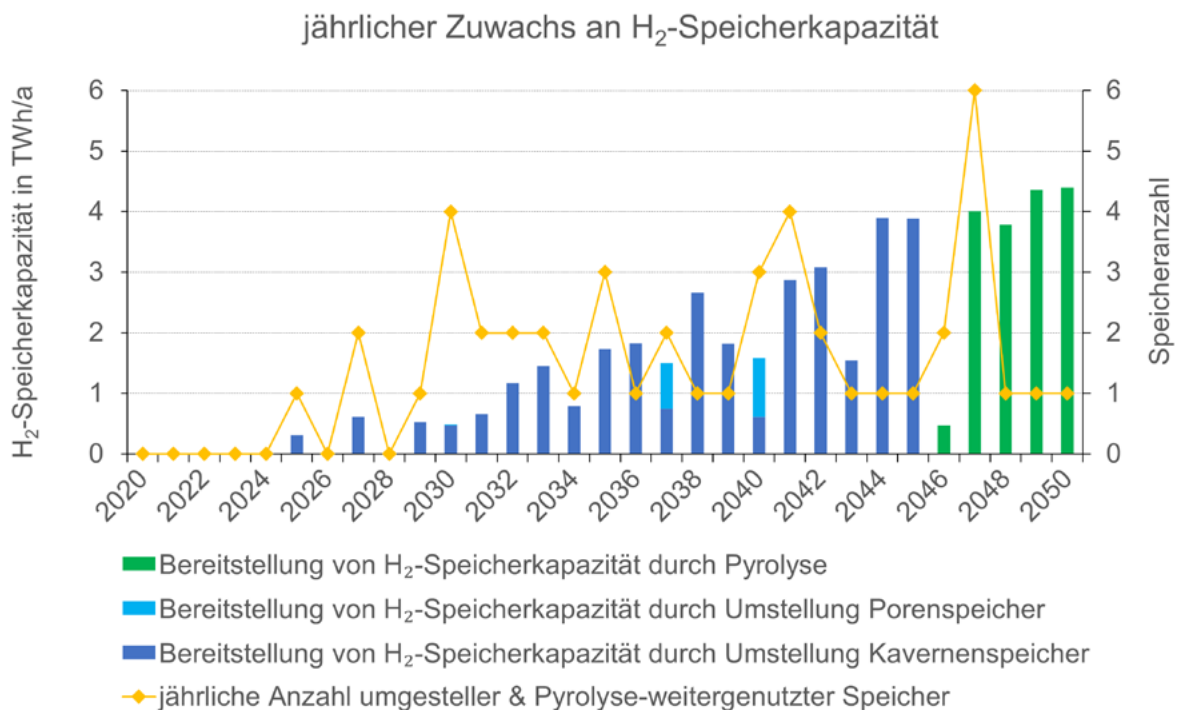


Abbildung 36: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 4 (DBI)

Abbildung 37 zeigt die zeitliche Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem. Die Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff kann nur erfolgen, solange die erforderliche Mindest-Gasspeicherkapazität im Erdgassystem weiterhin durch die verbleibenden Erdgasspeicher bereitgestellt werden kann (vgl. Kapitel 7.2). Infolge der Speicherumstellung auf Wasserstoff und der Weiternutzung von vermutlich nicht umstellbaren Porenspeichern für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse sinkt die vorhandene Gasspeicherkapazität im Erdgassystem von rund 255 TWh im Jahr 2021 kontinuierlich auf ca. 41 TWh im Jahr 2050. Von den insgesamt 47 bestehenden Untergrundgasspeichern in Deutschland verbleibt ab dem Jahr 2050 zur Deckung der erforderlichen Gasspeicherkapazität ein vermutlich nicht-umstellbarer Porenspeicher<sup>29</sup> im Erdgassystem. Dieser Porenspeicher besitzt mit ca. 41 TWh (AGV) rund 50 % der theoretischen Erdgasspeicherkapazität aller Porenspeicher, welche nach Modellannahme nicht für die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden können.

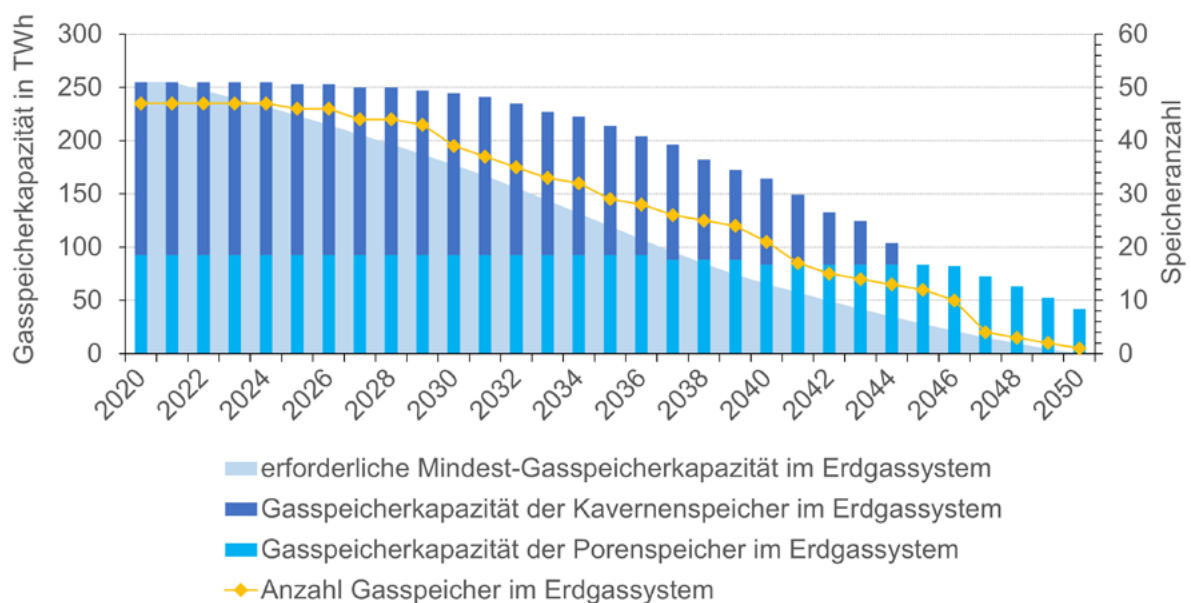


Abbildung 37: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem (kumuliert) in Szenario 4 (DBI)

Abbildung 38 zeigt im Zeitraum von 2021 bis 2050 die jährlichen Investitionskosten, welche aus der Anpassung und der Umstellung von Erdgasspeichern in Szenario 4 resultieren. Die Grundlage zur Ermittlung der Investitionskosten infolge von Speicheranpassung und -umstellung bildet das Mengen-Kosten-Gerüst der deutschen Untergrundgasspeicher (vgl. Kapitel 7.3). Demnach wird zunächst der technische Anpassungsbedarf zur Erhöhung der

<sup>29</sup> Nicht umstellbare Porenspeicher, welche für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse auf Basis von klimaneutralem Methan weitergenutzt werden, gelten nach Modellannahme als Bestandteil des Wasserstoffsystems

Wasserstoffverträglichkeit von wasserstoffsensiblen Komponenten eines Speichers identifiziert. Die Gesamtinvestitionen zur Anpassung bzw. Umstellung eines Speichers ergeben sich aus den Asset-spezifischen Investitionskosten verrechnet mit der Anzahl der wasserstoffsensiblen Speicherkomponenten.

Die technische Anpassung der bestehenden Erdgasspeicher zur Erhöhung der Wasserstoffverträglichkeit auf mindestens 2 Vol.-% im Jahr 2022 erfordert analog zu Szenario 1 bis 3 ca. 464 Mio. €. Neben den Investitionen für Anpassungsmaßnahmen auf 2 Vol.-% Wasserstoffverträglichkeit weist Abbildung 38 die Investitionskosten für die pro Jahr umzustellenden Speicher zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 4 aus (vgl. Abbildung 36). Die Umstellung von 31 Kavernenspeichern und 4 Porenspeichern erfordert im Zeitraum von 2025 bis 2045 insgesamt ca. 1,1 Mrd. €. Die Kosten für die Installation und den Betrieb von Pyrolyseanlagen zur Wasserstofferzeugung auf Methanbasis infolge der Weiternutzung der vermutlich nicht umstellbaren Porenspeicher werden aus Vergleichbarkeitsgründen zu Szenario 2 nicht berücksichtigt.

In Summe erfordert die Bereitstellung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität von mindestens 47,0 TWh ca. 1,7 Mrd. €.

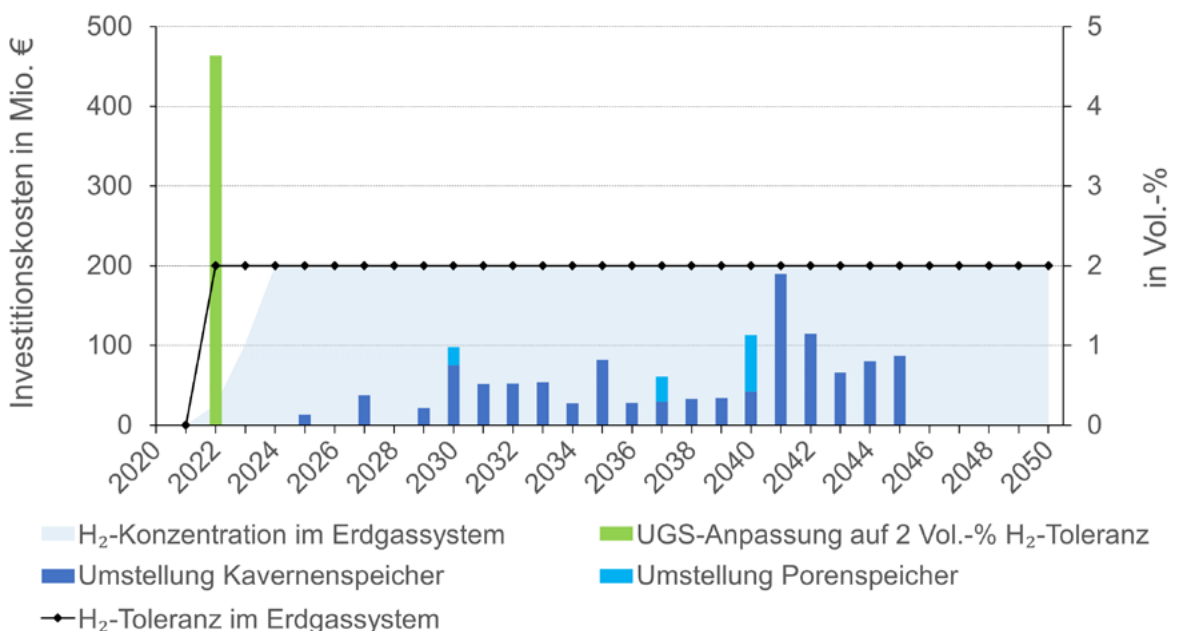


Abbildung 38: Jährliche Investitionskosten in Szenario 4 (DBI)



Tabelle 52 gibt einen Überblick zu den Modellierungsergebnissen in Szenario 4.

Maßnahme zur Bereitstellung von H <sub>2</sub> -Speicherkapazität	Zeitraum der Maßnahme	Investitionskosten [Tsd. €]	bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität [TWh]
Speicheranpassung: 2 Vol.-% H <sub>2</sub> -Verträglichkeit	2022	464.000	0,0
Speicherumstellung: 31 Kavernenspeicher	2025 bis 2045	1.121.000	30,7
Speicherumstellung: 4 Porenspeicher	2030, 2037, 2040	125.000	1,7
Pyrolyse: 11 Porenspeicher	2046 bis 2050	-	17,0
<b>Summe</b>		<b>1.710.000</b>	<b>49,4</b>

Tabelle 52: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 4 (DBI)

## 8.5 Szenarienvergleich

In Szenario 1 und 3 wird in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-Strom eine Wasserstoffspeicherkapazität von 72,8 TWh bis zum Jahr 2050 vorgegeben. In Szenario 2 und 4 liegt in Anlehnung an das BMWK-Langfristszenario TN-H<sub>2</sub>-G der Zielwert der Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050 bei 47,0 TWh. Abbildung 39 zeigt die sich in den vier Szenarien ergebenden Wasserstoffspeicherkapazitäten. Infolge der Umstellung der insgesamt 31 Kavernen- und 4 Porenspeicher verringert sich deren nutzbare Speicherkapazität für Wasserstoff auf 32,4 TWh (AGVH<sub>2</sub>). Aus dieser Erkenntnis wird deutlich, dass die in Anlehnung an die BMWK-Langfristszenarien erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten nicht alleinig durch die Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher zu realisieren ist. Die zusätzliche Wasserstoffspeicherkapazität muss daher durch den Bau von neuen Wasserstoff-Kavernenspeichern und/oder die Weiternutzung von vermutlich nicht auf Wasserstoff umstellbaren Porenspeicher für die Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse bereitgestellt werden. Die mögliche Wasserstoffspeicherkapazität mittels Pyrolyse ist im Ergebnis der Modellierung auf 17 TWh begrenzt, wodurch in Szenario 3 zusätzlich der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern erforderlich wird.

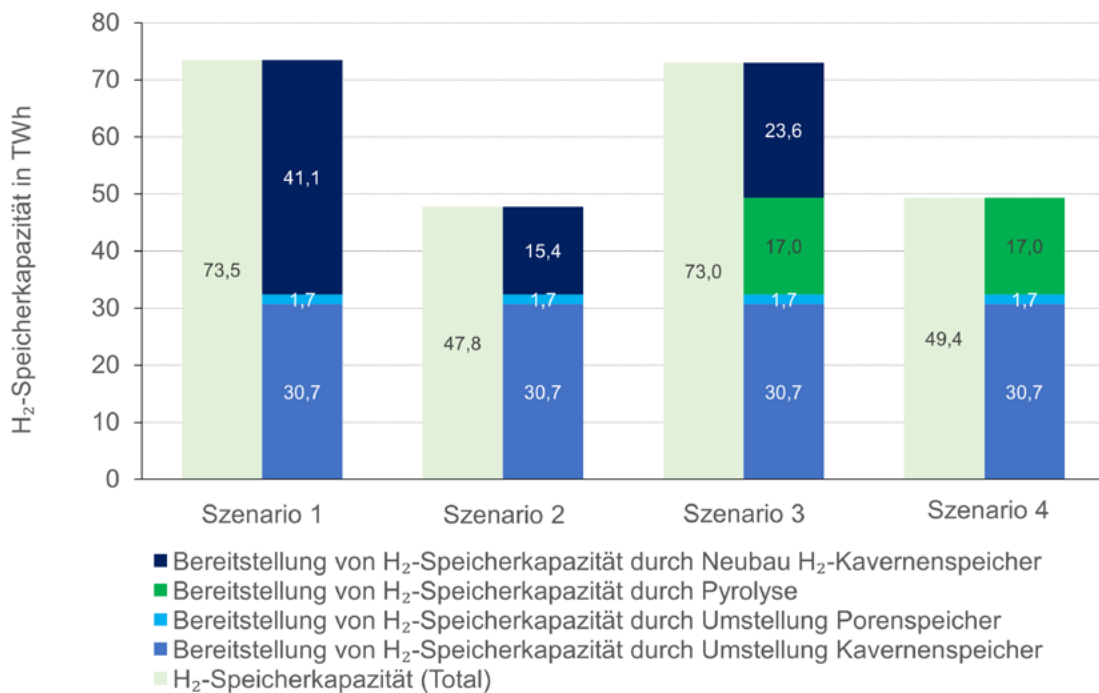


Abbildung 39: Szenarienvergleich hinsichtlich der Wasserstoffspeicherkapazität (DBI)

Abbildung 40 vergleicht die sich in den vier Szenarien ergebenden Gesamtinvestitionskosten zur Deckung der bis zum Jahr 2050 erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität. Zur Bereitstellung der Wasserstoffspeicherkapazität wurden die folgenden Optionen in den Szenarien kostenseitig betrachtet und gegenübergestellt.

Anpassung der Untergrundgasspeicher im Erdgassystem auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Verträglichkeit (Szenario 1 bis 4)

Die Ertüchtigung sämtlicher Gasspeicher im Erdgassystem auf eine Wasserstoffverträglichkeit von 2 Vol.-% erfordert ca. 464 Mio. €. Diese Kosten setzen sich wie folgt zusammen:

- 31 Kavernenspeicher (umstellbar auf H<sub>2</sub>):  
275 Mio. €
- 4 Porenspeicher (umstellbar auf H<sub>2</sub>):  
61 Mio. €
- 12 Porenspeicher (nicht umstellbar auf H<sub>2</sub>):  
128 Mio. €

## Umstellung von Kavernen- und Porenspeichern auf 100 % Wasserstoff (Szenario 1 bis 4)

Die abschließende Umstellung von 31 Kavernen- und 4 Porenspeichern für die Speicherung von 100% Wasserstoff erfordert in Summe ca. 1,2 Mrd. €. Die Kosten setzen sich wie folgt zusammen:

- 31 Kavernenspeicher (umstellbar auf H<sub>2</sub>):  
1.121 Mio. €
- 4 Porenspeicher (umstellbar auf H<sub>2</sub>):  
125 Mio. €

## Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern (Szenario 1 bis 3)

Der Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern wird zur Deckung der zusätzlich benötigten Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 1 bis 3 erforderlich. Je nach Anzahl der neuzubauenden Speicher ergeben sich dafür in den Szenarien Investitionskosten im Bereich von 4,1 bis 11,1 Mrd. €.

Die Kosten für die Installation und den Betrieb von Pyrolyseanlagen zur Wasserstofferzeugung auf Methanbasis in Szenario 3 und 4 bleiben unberücksichtigt. Der Grund dafür besteht in der generellen Nichtberücksichtigung der Kosten zur Bereitstellung des Wasserstoffbedarfs sowie des Bedarfs an methanreichen Gasen entsprechend der Gasnachfrageentwicklung der BMWK-Langfristszenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G (vgl. Tabelle 33 und Tabelle 34).

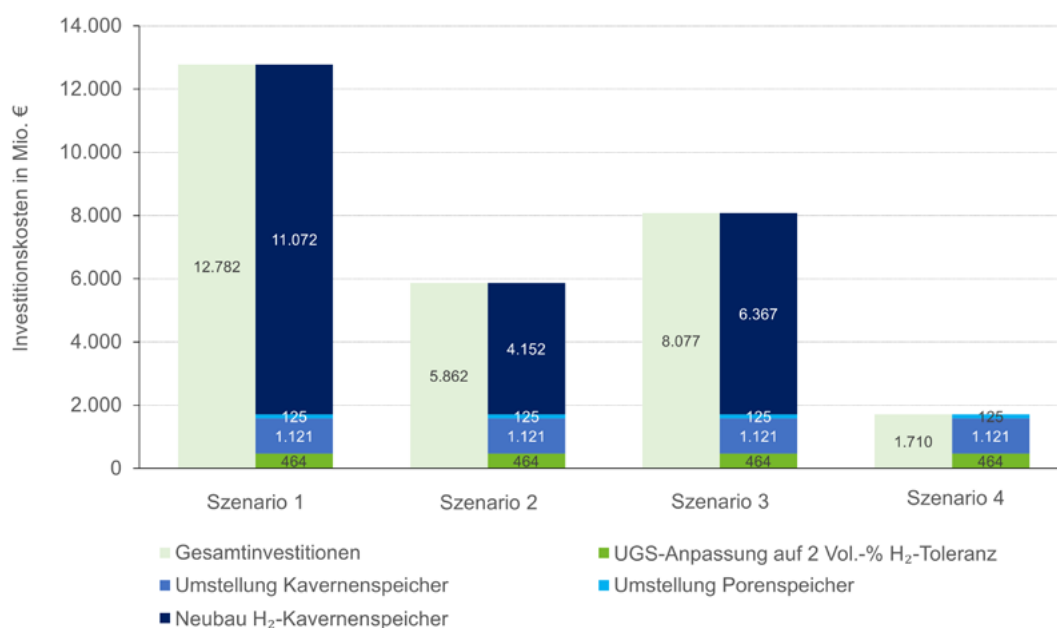


Abbildung 40: Szenarienvergleich hinsichtlich der Investitionskosten (DBI)

Zusammengefasst erfordert die Bereitstellung von mindestens 72,8 TWh Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 1 mit ca. 12,8 Mrd. € für Speicheranpassung, Speicherumstellung und Speicherneubau ca. 4,7 Mrd. € mehr als in Szenario 3, in welchem zusätzlich die Weiter-nutzung der vermutlich nicht umstellbaren Porenspeicher und die damit verbundene Was-serstofferzeugung mittels Pyrolyse berücksichtigt wurde. Für die Bereitstellung von 47,0 TWh Wasserstoffspeicherkapazität werden in Szenario 2 ca. 5,9 Mrd. € für Speicheranpas-sung, Speicherumstellung und Speicherneubau erforderlich. Im Vergleich zu Szenario 4 mit der Option Pyrolyse anstatt Speicherneubau sind dies ca. 4,2 Mrd. € mehr.

Der Szenarien übergreifende Vergleich der Gesamtinvestitionskosten zeigt, dass sich die In-vestitionskosten zur Anpassung und Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher zzgl. der Kosten für den Speicherneubau durch den Einsatz der Pyrolyse und den Weiterbetrieb der nicht umstellbaren Porenspeicher reduzieren lassen. Da die bestehenden Porenspeicher, welche für die Speicherung von reinem Wasserstoff nicht geeignet sind, keiner Anpassung bedürfen, verursachen diese im Gegensatz zum Speicherneubau auch keine Kosten.

Tabelle 53 fasst die Modellierungsergebnisse der untersuchten Szenarien zusammen.

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
<b>erforderliche H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</b>	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	72,8	47,0	72,8	47,0
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Kavernenspei-cher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS	31	31	31	31
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	30,7	30,7	30,7	30,7
	[Tsd. €]	1.396.000	1.396.000	1.396.000	1.396.000
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Poren-speicher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS	4	4	4	4
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	1,7	1,7	1,7	1,7
	[Tsd. €]	186.000	186.000	186.000	186.000
<b>Neubau H<sub>2</sub>-Kavernenspeicher</b>	Anzahl UGS	40	15	23	0
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	41,1	15,4	23,6	0
	[Tsd. €]	11.072.000	4.152.000	6.367.000	0
<b>Anpassung Porenspeicher<sup>30</sup> (auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	Anzahl UGS	12	12	12	12
	[Tsd. €]	128.000	128.000	128.000	128.000

30 Anpassungskosten auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> für die 12 Porenspeicher, die für eine Umstellung auf 100 % Wasserstoff nicht geeignet sind

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Weiternutzung von Porenspeicher zur H <sub>2</sub> -Erzeugung mittels Pyrolyse (auf Basis von methanreichen Gasen)	Anzahl UGS	-	-	11	11
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	-	-	17,0	17,0
	[Tsd. €]	-	-	-	-
bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität im Jahr 2050	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	73,5	47,8	73,0	49,4
<b>Gesamtkosten</b>	<b>[Tsd. €]</b>	<b>12.782.000</b>	<b>5.862.000</b>	<b>8.077.000</b>	<b>1.710.000</b>

Tabelle 53: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H<sub>2</sub>-Speicherkapazität in den Szenarien 1 bis 4

Aufgrund der fest definierten Wasserstoffspeicherkapazitäten, z.B. für den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern<sup>31</sup>, liegt die bereitgestellte Wasserstoffspeicherkapazität immer etwas oberhalb der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050. Die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität ist dementsprechend der durch die Szenarien vorgegebene Mindestwert, welcher durch die beschriebenen Optionen (Speicherumstellung, Speicherneubau, Pyrolyse) bereitgestellt werden muss.

Die oben aufgeführten Anpassungs- und Umstellungskosten für die konkreten deutschen UGS werden abschließend mit den nominellen Umstellungskosten der Beispielspeicher (siehe Kapitel 5, insb. Tabelle 31) verglichen. Als Vergleichsmaßstab dienen hier die in den Szenarien 1 bis 4 benötigten Wasserstoff-speicherkapazitäten.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Erforderliche H <sub>2</sub> -Speicherkapazität im Jahr 2050 [E <sub>AV</sub> =TWh]	72,80	47,00	72,80	47,00
<b>Tatsächliche UGS Deutschland</b>				
Gesamtkosten für Anpassung & Umstellung 4 Porenspeicher [Tsd. €]	186.000	186.000	186.000	186.000
Durchschnittliche Kosten für Anpassung & Umstellung pro Porenspeicher [Tsd. €]	46.500	46.500	46.500	46.500
Gesamtkosten für Anpassung & Umstellung 31 Kavernenspeicher [Tsd. €]	1.396.000	1.396.000	1.396.000	1.396.000
Durchschnittliche Kosten für Anpassung & Umstellung pro Kavernenspeicher [Tsd. €]	45.000	45.000	45.000	45.000

31 Die Speicherkapazität eines neu zu errichtenden Wasserstoff-Kavernenspeichers entspricht nach Modellannahme der Speicherkapazität des definierten Beispiel-Kavernenspeichers (vgl. Kapitel 5.1). Für den Beispiel-Kavernenspeicher ergibt sich bei 100 Vol.-% Wasserstoff ein Arbeitsgasvolumen von 343 Mio. m<sup>3</sup> (i.N.) was einer speicherbaren Energiemenge von ca. 1,03 TWh (bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff) entspricht (vgl. Tabelle 25).

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
<b>Beispielspeicher</b>				
H <sub>2</sub> -Energienmenge des Arbeitsgases Beispielporenspeicher [E <sub>AV</sub> =TWh]			1,11	
Theoretisch benötigte Anzahl Beispielporenspeicher	66	43	66	43
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> pro Beispielporenspeicher, optimistisch [Tsd. €]			27.950	
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> , 4 Beispielporenspeicher, optimistisch [Tsd. €]			111.800	
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> , alle Beispielporenspeicher, optimistisch [Tsd. €]	1.844.700	1.201.850	1.844.700	1.201.850
H <sub>2</sub> -Energienmenge des Arbeitsgases Beispieltavernenspeicher [E <sub>AV</sub> =TWh]			1,03	
Theoretisch benötigte Anzahl Beispieltavernenspeicher	71	46	71	46
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> pro Beispieltavernenspeicher, optimistisch [Tsd. €]			45.160	
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> , 31 Beispieltavernenspeicher, optimistisch [Tsd. €]			1.399.960	
Kosten für Umstellung auf 100 Vol.-% H <sub>2</sub> , alle Beispieltavernenspeicher, optimistisch [Tsd. €]	3.206.360	2.077.360	3.206.360	2.077.360

Tabelle 54: Vergleich der nominellen Anpassungskosten der Beispielspeicher mit den tatsächlichen Umstellungskosten

In den gerechneten Modellierungs-Szenarien kostet die Umstellung auf Wasserstoff durchschnittlich 46,5 Mio. € pro Porenspeicher und 45 Mio. € pro Kavernenspeicher.

- Dies ist um ca. 66 % höher als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispielporenspeicher und ca. 0,5 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispieltavernenspeicher im optimistischen Fall (vgl. Tabelle 31).
- Dies ist um ca. 20 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispielporenspeicher und ca. 45 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispieltavernenspeicher im konservativen Fall (vgl. Tabelle 31).

Das Transformationspfade-Modell optimiert die Reihenfolge der Speicherumstellung und damit die Investitionszeitpunkte. Es wird nicht jeder Anpassungsschritt der Reihe nach durchgeführt, siehe Absatz unter Tabelle 40. Die höheren Kosten bei der Umstellung der tatsächlichen Speicher verglichen mit den Beispielspeichern im optimistischen Fall sind

dadurch begründet, dass bei den tatsächlichen Speichern auch Komponenten für Anpassung und Umstellung hinterlegt wurden, die bei den Beispielspeichern im optimistischen Fall als geeignet angesehen wurden. Dies betrifft Piping und Armaturen, sowie die stets notwendige Anschaffung neuer Gaschromatographen bei den realen Speichern. Weiterhin weichen die Mengen-Gerüste der tatsächlichen Speicher von denen Beispielspeicher ab.

Verglichen mit dem konservativen Fall der Beispielspeicher entstehen durch die Optimierung der Reihenfolge der Speicherumstellung und damit der Investitionszeitpunkte durch die Verwendung der tatsächlichen Mengengerüste und unter Berücksichtigung der konkreten Arbeitsgasvolumina geringere Kosten für die Speicherumstellung.

Je größer der Speicher bezogen auf sein Arbeitsgasvolumen ist, desto geringer sind die spezifischen Kosten der Anpassung bezogen auf das Arbeitsgasvolumen des Speichers.

## 8.6 Verfügbares geologisches Speicherpotenzial

Im Kapiteln 8.1 bis 8.5 wurden die Modellierungsergebnisse der einzelnen Szenarien vorgestellt und verglichen. Dabei stellte sich heraus, dass zur Deckung des notwendigen Wasserstoffspeicherbedarfs in Szenario 1 bis 3 Wasserstoff-Kavernenspeicher neu errichtet werden müssen. Die über den Speicherneubau zusätzlich bereitzustellende Wasserstoffspeicherkapazität liegt in diesen Szenarien zwischen 15 und 40 TWh.

Aus dieser Notwendigkeit ergibt sich die Frage nach dem verfügbaren geologischen Potenzial, also ob ausreichend Salzformationen für die Errichtung neuer Wasserstoff-Kavernenspeicher vorhanden ist.

Dieser Fragestellung gingen auf europäischer Ebene das Projekt „HyUnder“ [56], sowie auf deutscher Ebene das Projekt „InSpee“, sowie das Folgeprojekt „InSpee-DS“ [57] nach.

Im Ergebnis existiert ausreichend Potential, um den zusätzlichen Speicherneubau zu bewältigen. Die europäischen Potentiale für die Neuentwicklung von Wasserstoffspeichern konzentrieren sich sehr stark auf Deutschland und die Nordsee, sodass für Deutschland insgesamt sogar das Potential besteht als Energiewendeflexibilität für die gesamte Europäische Union zu wirken.

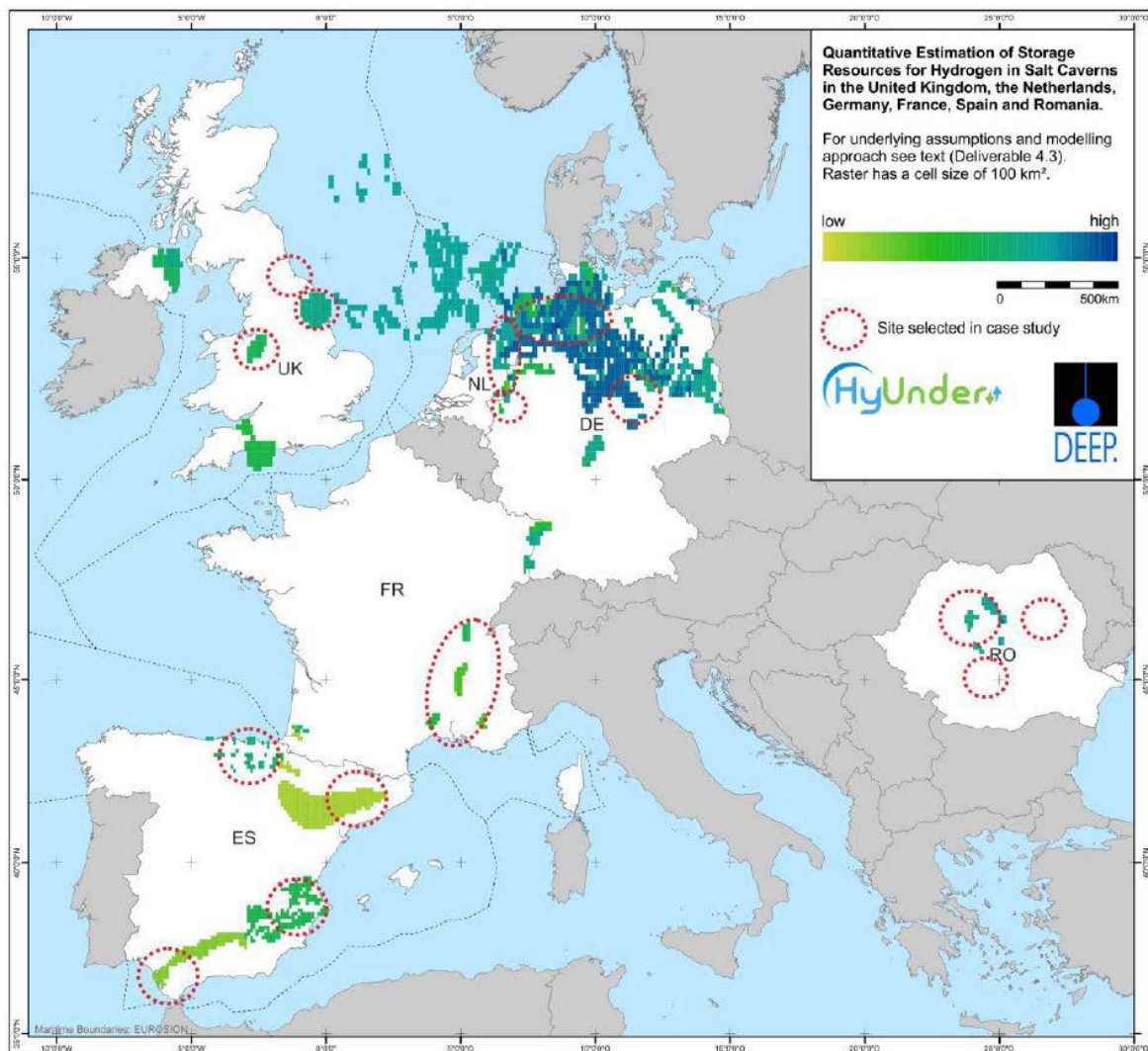


Abbildung 41: Aufstellung der für die Errichtung von Kavernen-UGS zur Verfügung stehenden Salzformationen [56]

Das Projekt InSpee-DS [57] weist in Summe ein Potenzial für H<sub>2</sub>-Kavernen in Höhe von 3.326 TWh Wasserstoffspeicherkapazität in Deutschland aus:

- Dies übersteigt den Gesamtbedarf an benötigter H<sub>2</sub>-Speicherkapazität je nach Szenario um ca. das 45 – 70-fache.
- Dies übersteigt den Bedarf an Speicherneubau je nach Szenario Szenarien fast um ca. das 81 – 215-fache, selbst bei maximal notwendigem Zubau von neuen Speichern (vgl. Tabelle 53).



## 9 F&E-Bedarf (DBI)

In den vorausgegangenen Kapiteln wurden die qualitativen Auswirkungen und Anforderungen auf die Speicherausrüstung, das thermodynamische Verhalten in Abhängigkeit vom Wasserstoffanteil, sowie die technischen und ökonomischen Auswirkungen auf UGS dargestellt. Dabei wurden eine Reihe an Themen identifiziert, welche bisher noch nicht untersucht und betrachtet wurden, jedoch für die Speicherumrüstung essenziell sind.

In Großbritannien und den USA gibt es einzelne Speicher für reinen Wasserstoff, die seit vielen Jahren ohne besondere Vorkommnisse betrieben werden. Diese Speicher sind allerdings von den geologischen Gegebenheiten und dem Betrieb der Speicher nicht mit den derzeitigen Erdgasspeichern in Deutschland vergleichbar. Aktuell gibt es in Deutschland keinen Speicher für reinen Wasserstoff. Aus diesem Grund liegen keine Erfahrungen zu Werkstoffen für Rohre, Packer und Untertagesicherheitsabsperrventilen (USAV) vor. Die Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung können nur sehr eingeschränkt übernommen werden (vgl. Kapitel 3.5.1). Hinsichtlich der Komplettierung der Bohrung gibt es noch keine Untersuchung zur Wasserstoffverträglichkeit von USAV und Packern, hierbei ist besonders die Dichtheit und Langzeitstabilität von Elastomeren zu untersuchen. Auch die Hersteller dieser und anderer Spezialkomponenten machen keine Angaben zur Eignung. Im Forschungsprojekt „H<sub>2</sub>-UGS“ wird derzeit der Stahl X56 (API 5L) zum untertägigen Einbau als Casing und Tubing untersucht [7].

Sämtliche Normen zur Bohrungerrichtung beziehen sich auf die API 5CT, die jedoch keine Aussagen zur Eignung von Stählen oder allgemein Komplettierungselementen hinsichtlich H<sub>2</sub>-Resistenz macht. Normen / Regelwerke oder verbindliche Prüfkriterien zur Verifizierung der technischen Eignung existieren derzeit nicht.

Lediglich für den Stahl X52 der API 5L (Fernleitungsrohrstahl) wird eine Eignung auch für 100 Vol.-% Wasserstoff von EIGA [9] angegeben. Dieser Stahl kommt typischerweise nicht als Bohrungscasing- oder Tubing zum Einsatz. Er entspricht den Werkstoffnummern 1.0582 und 1.0578 nach DIN 17172 [58].

Daher ist derzeit die UGS-Umrüstung von Erdgas auf Wasserstoff für jeden Standort gesondert zu betrachten und zu untersuchen. In Rahmen von Pilot- und Demonstrationsprojekten können Kriterien für eine Eignungsbewertung erarbeitet werden, um im Vorfeld ein vereinfachtes Screening durchführen zu können.

Zusammengefasst müssen für eine ganzheitliche, standardisierte (und damit kosteneffektive) UGS-Umrüstung folgende technischen Voraussetzungen geschaffen werden, bzw. folgende bestehende Lücken im Kenntnisstand mittels weiterführender Untersuchungen / Forschungen geschlossen werden:

- Materialuntersuchungen für Tubinge und Casings zur H<sub>2</sub>-Eignung unter den realen Speicherdruck- und Temperaturbedingungen, dabei vor allem hinsichtlich Vermeidung oder zumindest Begrenzung von Wasserstoffaufnahme und -diffusion im Metallgitter:
  - Abschluss der Arbeiten in den laufenden HYPOS-Projekten bis Frühjahr 2022
  - Ausweitung der Untersuchungen auf niedriglegierte, höherfeste und hochfeste Stähle, vor allem auch hinsichtlich hoher Zugspannungen und Stahlfestigkeit als Randbedingung.
  - Nachweis der maximal möglichen Zähigkeit und Härte für wasserstoffbeaufschlagte Stähle
- Materialuntersuchungen (s. oben) zur Eignung von folgenden Untertage-Spezialkomponenten:
  - USAV
  - Packer
  - Elastomere, generell Dichtungselemente und Varianten wie Metal-to-Metal
  - Schweißverbindungen, v.a. auch zwischen verschiedenen Stählen
  - Sonstige Installationselemente, nicht immer verbaut: Seal Unit, Flow Coupling, Landenippel, Schiebemuffen, Filter.
- Interaktionen Wasserstoff – Erdgas, Möglichkeit der Verwendung von Erdgas als Kissengas, falls es nicht zu Mischungserscheinungen kommt. Für Kavernen konnte dies durch Modellrechnungen bestätigt werden, Untersuchungen in der Praxis liegen noch nicht vor. Für Porenspeicher ist diese Frage offen [3].
- Definition von Wasserstoff-Grenzwerten (max. Anteil im Speichergas) für die o.g. Komponenten
- Erstellung einer Systematik zur Ermittlung der Wasserstoffresistenz der verschiedenen Werkstoffe
- Erstellung verbindlicher Prüf- und Zertifizierungsregelwerke
- Erstellung eines Bohrungsstandards mit Mehr-Barriere-Konzept als H<sub>2</sub>-Bohrungsstandard
- Entwicklung von Gasbeschaffenheitsmessgeräten für H<sub>2</sub>-Anteile größer 20 Vol.-%.

Die Bereitstellung technisch geeigneter Komponenten für die Umrüstung von Untergrundgasspeichern auf Wasserstoff erfordert auch, dass die Hersteller vor allem von Spezialteilen einen entsprechenden Business-Case haben, also dass die Nachfrage hoch genug ist, dass sich ein Vertrieb oder sogar eine Produktion in Deutschland lohnt. Aufgrund der aktuellen Lage der E&P-Industrie ist es jedoch so, dass sich große Service-Firmen und auch E&P-Firmen verstärkt aus Deutschland zurückziehen. Dies kann nicht nur Lieferengpässe zur Folge haben, sondern bedeutet auch den Verlust von wertvollem Know-how.

Bei Porenspeichern kommen zu den technischen Aspekten der Bohrungsausrüstung noch geologische und geochemische Fragestellungen hinzu. In bisher durchgeführten Forschungsprojekten von DBI und seiner Partner, aber auch von anderen Institutionen und Firmen konnten in der Vergangenheit bereits eine Reihe an Fragen zur Speicherdynamik und -Integrität, sowie Geochemie geklärt werden: hier sind vor allem Projekte wie WESpe [59], H<sub>2</sub>STORE [35] und HYINTEGER [60] zu nennen.

Jedoch verbleibt auch auf diesem Gebiet noch offener (Grundlagen-) Forschungsbedarf:

- Löslichkeit von H<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>-Erdgas-Gemischen im Wasser unter den Druck- und Temperaturbedingungen im Speicher, was für die Abschätzung von Gasverlusten während des Betriebs notwendig ist.
- Geochemische Wechselwirkungen mit dem Reservoir-Gestein (-smineralien) unter den Druck- und Temperaturbedingungen im Speicher
  - Bildung von Sulfaten, Sulfiden, Sauer gas, und anderer Verunreinigungen
  - Mikrobielle Prozesse:
    - ◆ Untersuchung ihrer Wirkung als Katalysator für o.g. Effekte, und
    - ◆ Alteration der Porenstruktur (Porosität, Permeabilität) bei verschiedenen Gesteinstypen (vgl. Anhang 1), Plugging / Verstopfung des Porenraums.
- Versuche zur mechanischen Dispersion und allgemein Fließverhalten / Streuung von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemischen im Reservoir.
- Untersuchungen zu Gasverlusten im Speicherbetrieb infolge geochemischer, mineralogischer und biologischer Vorgänge
- Fließprozesse im Reservoir bei reinem Wasserstoff und mit noch vorhandenem Rest-Erdgas als Kissengas.

- Untersuchung des Mischungs- und Entmischungsverhalten unter den Druck- und Temperaturbedingungen im Speicher.
- Untersuchung der Frage, wie viel Erdgas als Kissengas im Speicher verbleiben kann, und wie viel zusätzlicher Wasserstoff als Kissengas aufgewendet werden muss.

Grundsätzlich ist die Verifizierung der zu treffenden Standards, Normen und Regeln im Langzeit-Realbetrieb zu verifizieren. Bei Bedarf sind diese Standards anzupassen.

# 10 Zusammenfassung (DBI)

In der vorliegenden Studie wurden die Auswirkungen von Wasserstoff auf die relevanten Anlagenteile der bestehenden unter- und obertägigen Speichereinrichtungen anhand verfügbarer Literatur sowie Erfahrungen aus der Praxis und aus Forschungsprojekten untersucht und dargestellt. Es ist in dieser Form die erste und naturgemäß eine noch nicht vollständige Betrachtung, da die Effekte von Wasserstoff auf UGS bisher noch nicht abschließend untersucht wurden. Weiterhin ist der Charakter der Studie orientierender Natur und die Ergebnisse sind Eingangsdaten für eine weiterführende Betrachtung zu UGS-Transformationspfaden. Die wesentlichsten Aussagen der Kapitel 2 – 8 sind im Folgenden aufgeführt.

## 10.1 Auswirkungen der Stoffeigenschaften von Wasserstoff auf den Anlagenbetrieb

Wasserstoff kommt unter den Druck- und Temperaturbedingungen, die in UGS herrschen ausschließlich als zweiatomiges Gas vor. Es ist das leichteste aller Elemente, und seine charakteristischen Eigenschaften der geringen Dichte, geringen Viskosität, schwacher negativer Joule-Thomson-Effekt, sowie seine Diffusionsfreudigkeit äußern sich in besonderen Anforderungen im Speicherbetrieb.

Wasserstoff zeigt fast Idealgasverhalten und nur geringe Wechselwirkungen mit anderen Gasen. Geringe Zumischungen von Wasserstoff bis 5 Vol.-% im Erdgas haben kaum Auswirkungen auf die stofflichen Eigenschaften des Speichergases, die spezifische Wärmekapazität sowie der Brenn- und Heizwert zeigen erst bei ca. 20 Vol.-% Zumischung eine leichte Abweichung im Vergleich zu Erdgas. Das Verhalten von reinem Wasserstoff ist jedoch grundverschiedenen zu dem von Erdgas.

Insgesamt ergeben sich folgende Auswirkungen auf den Speicherbetrieb:

- Der Druckunterschied zwischen Bohrlochkopf und Bohrlochsohle ist viel geringer als bei Erdgas. Daher ist eine höhere Verdichterleistung notwendig, um den gleichen Druck in der Kaverne / im Speicherreservoir zu erreichen, bzw. bei gleicher Verdichterleistung verringert sich der Druck in der Kaverne / im Speicherreservoir.
- Aufgrund der geringeren Dichte und des Z-Faktors von ca. 1 ergibt sich, dass bei gleichbleibenden Drücken im Speicher das Speichervolumen (Gasmenge im Normzustand) und damit vor allem das Arbeitsgasvolumen abnimmt.

- Beim Strömungsverhalten gibt es geringere Reibungsdruckverluste aufgrund der geringeren Viskosität. Dies wirkt sich sowohl für Obertageanlagen aus als auch auf die Strömung in der Bohrung.
- Bei Anwendung der gleichen maximalen Strömungsgeschwindigkeiten wie bei Erdgas (zur Vermeidung von Erosion), verringert sich der Volumenstrom aufgrund der geringeren Dichte.
- Ex-Zonen: müssen ab ca. 10 Vol.-% Wasserstoffanteil Mischgas angepasst werden, da im Falle einer Leckage die Gaswolke in einem größeren Radius expandiert als bei reinem Erdgas.
- Das Risiko der Hydratbildung reduziert sich mit steigendem Wasserstoff-Anteil beziehungsweise entfällt gänzlich bei der Speicherung von 100 Vol.-% Wasserstoff.

Neben dem Anpassungsbedarf der Verfahrenstechnik, die aus den thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften von Wasserstoff basieren, ist vor allem die Materialeignung aller Anlagenkomponenten bzw. die Materialschädigung durch Wasserstoff kritisch zu bewerten.

## 10.2 Eignung einzelner Anlagenkomponenten, verfügbare Normen und Richtlinien

Als verfügbare Richtlinie zur Werkstoffauswahl für wasserstoffbeaufschlagte Bauteile kann im Wesentlichen auf die EIGA-Richtlinie [9] zurückgegriffen werden, sowie auf einige praktische Erfahrungen einzelner Werkstoffhersteller. Für Verbindungen einzelner Bauteile (ober- und untertage) sollten Schweißverbindungen gewählt werden, und die Anzahl der Verbindungen so gering wie möglich gehalten werden. Im Folgenden ist der aktuelle Wissensstand der Wasserstoffverträglichkeit verschiedenen Ober- und Untertageanlagen aufgeführt.

### 10.2.1 Obertageanlagen (OTA)

- Für Obertagepipelines gibt es bis 100 Vol.-% Wasserstoff geeignete Stähle: X52 (API 5L), L360NE, P355NH, L485 (DIN EN ISO 3183).
- Vorwärmer, Abscheider und Kühler: sofern das Material dieser Komponenten geeignet ist (s. oben), ergeben sich Einschränkungen nur aus der Verfahrenstechnik wie ggf. anderen Drücken.

- Gebäude, Gebäudetechnik, Gaswarnanlagen: die vorhandenen Systeme können bei Wasserstoffzumischung weiter genutzt werden, ab ca. 5 Vol.-% Zumischung ist eine Neukalibrierung der Gaswarnanlagen erforderlich. Die Ex-Zonen sind in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils neu auszulegen. Insbesondere ab 25 Vol.-% Wasserstoffanteil sind Anpassungen unumgänglich, da sich ab da der Ex-Bereich eines Erdgas-Wasserstoffgemischs in Luft signifikant erhöht.
- Gastrocknung: bis 55 Vol.-% Wasserstoffanteil ist die TEG-Absorptionstrocknung in der Praxis erprobt, wobei Wasserdampfgehalte bis minimal 40 mg/Nm<sup>3</sup> Gas bewerkstelligt werden können. Für höhere Reinheiten sollten Adsorptionsverfahren oder die Gastrocknung mittels Membranen zum Einsatz kommen.
- E/MSR: die vorhandene Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Gasfeuchtemessung) kann bis 10 Vol.-% Wasserstoff, teils 20 Vol.-% Wasserstoff eingesetzt werden. Bei höheren Wasserstoffanteilen werden Anpassungen oder ein Austausch der Messtechnik erforderlich.
- Dichtungen: Weichstoffdichtungen können bis ca. 5 Vol.-% Wasserstoff verwendet werden, ab da sollten rein metallische Dichtungen (Edelstahl) verwendet werden.
- Ausbläser: ab 10 Vol.-% Wasserstoff anzupassen
- Brenner: ab 10 Vol.-% Wasserstoff sind die vorhandenen Brenner anzupassen, für 100 Vol.-% Wasserstoff ist ein Komplettaustausch erforderlich.

## 10.2.2 Bohrung

Für Bohrungen gibt es keine gültigen Normen und Richtlinien zur Bewertung der Eignung der Stähle nach API 5 CT für Wasserstoff.

Die Bohrung selbst inkl. Casing und Zementation ist als unkritisch zu betrachten, da diese Komponenten nicht mit dem Speichermedium in Berührung kommen. Durch die (Doppel-)Packerkomplettierung ist der Schutz dieser Teile vor dem Speichermedium zu gewährleisten.

Die FRT / Tubing ist ein integraler Bestandteil der Gaskomplettierung, wobei jedoch keine Normen und Richtlinien für die Wasserstoffeignung verfügbar sind. Jedoch gibt es einige, nachfolgende Kriterien, bei deren Erfüllung, eine individuelle Nutzung der Tubinge zulassen werden kann [59]:

- Austenitisches Metallgitter
- Schweißen unter Schutzatmosphäre, austenitische Schweißnaht
- Streckgrenze unter 830 MPa
- Maximale Härte 22 HRC bzw. 250 HB
- Nachbehandlung bei Kohlenstoffäquivalent über 0,035 %
- Maximaler Schwefelgehalt 0,025 Gewichts-%, maximaler Phosphorgehalt 0,015 Gewichts-%.

Für die weiteren Bohrungskomponenten werden folgende Aussagen gemacht:

- Spezialeinbauteile im Tubing wie Packer, Dichtmaterialien, USAV, Landenippel u.a.: Eignung ist nicht geklärt und die Hersteller lassen sich auf keine Aussagen ein. Es ist sowohl die Materialeignung als auch die verfahrenstechnische Eignung weiter zu untersuchen und gegebenenfalls speicherspezifisch zu bewerten. Nach derzeitigem Stand kann lediglich für sehr geringe Wasserstoff-Konzentrationen bis 1 Vol.-% von einer Weiterverwendung der bestehenden Teile ausgegangen werden.
- Barrierekonzepte: auch bei Wasserstoff sollten wie bei Erdgas Mehr-Barrierekonzepte zur Anwendung kommen, ggf. mit einer Doppel-Packerkomplettierung, wenn mit einem einzelnen keine ausreichende Dichtheit zu erwarten ist. Nach derzeitigem Stand müssen dafür die bestehenden „best practice“ Design-Konzepte zur Anwendung kommen, wobei die individuelle Eignung der Teile gesondert zu untersuchen ist.
- Bohrplatz, Gaswarnanlagen: die vorhandenen Systeme können bei Wasserstoffzumischung weiter genutzt werden, ab ca. 5 Vol.-% Zumischung ist eine Neukalibrierung der Gaswarnanlagen erforderlich. Die Ex-Zonen sind in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils neu auszulegen, wobei davon auszugehen ist: ab 25 Vol.-% Wasserstoffanteil sind Anpassungen unumgänglich, da sich ab da der Ex-Bereich eines Erdgas-Wasserstoffgemischs in Luft signifikant erhöht.
- E/MSR: die vorhandene Messtechnik (Durchflussmessung, Gasanalyse, Gasfeuchtemessung) kann bis 10 Vol.-% Wasserstoff, teils 20 Vol.-% Wasserstoff eingesetzt werden. Ab dann werden Anpassungen erforderlich.
- Bohrungskopf: 100 Vol.-% Wasserstoff-geeignete Bohrlochköpfe sind am Markt



verfügbar<sup>32</sup>, wobei nicht alle verbauten diesem Stand entsprechen. Die Bestandsaufnahme erfolgt derzeit und fließt in die Modellierung der Transformationspfade in Teil 2 der Studie ein.

Für die Eignung der geologischen Formation bei Porenspeichern lassen sich zusätzlich folgende Aussagen treffen:

- Analog zur Eignung der OTA und der Bohrung, ist zu erwarten, dass eine Zumischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff unkritisch ist, wobei aber eine Reihe an Fragestellungen hinsichtlich der Prozesse im Porenraum unklar ist. Auf Basis der stofflichen Eigenschaften von Wasserstoff, die ab ca. 20 Vol.-% Zumischung ein merklich anderes Verhalten als das von Erdgas zeigen, ist davon auszugehen, dass ab dieser Konzentration Anpassungen im Speicherbetrieb notwendig werden.
- Vom Betrieb der OTA aber auch der Bohrungshydraulik her sollten die derzeitigen Auslegungsvolumenströme und Strömungsgeschwindigkeiten beibehalten werden. Daraus ergibt sich auch, dass es nicht zu verstärkter Sandproduktion kommen wird, und die bisher verwendeten Sandfilter, Gravel Packs, etc. weiterverwendet werden können.

### 10.3 Anforderungen an den Speicherbetrieb

Grundsätzlich ist mit einem verstärkt zyklischen Speicherbetrieb zu rechnen, der auf der fluktuierenden Erzeugung und Nachfrage von Wasserstoff beruht. Es ist zu erwarten, dass Porenspeicher für diese Anforderungen weniger geeignet als Kavernenspeicher sind, was in ihren hydraulischen Eigenschaften (aus der Geologie heraus) begründet ist.

Im Falle von Kavernen-UGS hat der stärker zyklische Betrieb auch eine Änderung des Konvergenzverhaltens der Kaverne zur Folge, also die Verringerung des Hohlraumvolumens mit der Zeit. Solche Berechnungen wurden im Rahmen der vorliegenden Studie nicht durchgeführt, jedoch sind für die Betriebsszenarien der einzelnen Betreiber entsprechende geomechanische Berechnungen durchzuführen, wodurch sich gegebenenfalls eine weitere Anpassung des minimalen und mittleren Speicherdrucks, und damit des Kissengases, ergibt.

Aufgrund des geringeren Brennwertes und der Begrenzungen der maximalen Volumenströme durch die Anlagenkomponenten lässt sich in den bestehenden Anlagen nicht die brennwertäquivalente Menge an Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas transportieren. Sollte dies

---

32 <https://h2.hartmann-valves.com/>

von einem Betreiber beabsichtigt werden, dann wäre der Austausch praktisch aller Anlagenkomponenten notwendig, was auch entsprechende Genehmigungsverfahren nach sich ziehen würde. Je mehr Wasserstoff dem Speichergas zugemischt wird, desto stärker ist dieser Effekt.

Wenn die bestehenden Druckratenbegrenzungen des Speichers zugrunde gelegt werden, dann folgt daraus, dass mit steigendem Wasserstoffanteil ein geringerer Volumenstrom aus- und eingelagert werden kann. Bei Verwendung der bestehenden Volumenströme würden sich hingegen höhere Druckbelastungen in der Bohrung, am Bohrungskopf und in der OTA ergeben.

Das Temperaturverhalten zeigt mit zunehmendem Wasserstoffanteil eine weniger ausgeprägte Druckabhängigkeit. Im Zuge der Auslagerung nimmt die Temperatur also weniger stark ab (und bei der Einlagerung weniger stark zu), sodass geringere Extremwerte erreicht werden.

Unter der Voraussetzung der Dichtheit des Deckgebirges und der Speicherformation bzw. des Salzgesteins kommen Gasverluste im Betrieb nur dadurch zustande, dass das Speichergas in Flüssigkeiten diffundiert bzw. gelöst wird. Das kann sowohl bei Kavernen auftreten (Lösung in der Sole des Kavernensumpfs), als auch bei Porenspeichern. In Porenspeichern kommen potenziell zusätzlich Verluste infolge chemischer, mineralogischer und biologischer Vorgänge in Frage, was aber hier nicht untersucht wurde und auch Gegenstand künftiger Untersuchungen sein sollte.

Für Kavernen lautet die wesentliche Schlussfolgerung aus den Untersuchungen in Kapitel 4.2, dass mit steigendem Wasserstoffanteil das gelöste Gasvolumen in Sole (im Kavernensumpf) steigt, also höhere Verluste zu erwarten sind.

## 10.4 Kosten der Speicherumrüstung, generisch für Beispielspeicher

Für alle in der Studie aufgeführten Baugruppen wurden die Kosten für eine Neuinstallation auf einem üblichen Erdgaspeicher mithilfe eines allgemeinen Skalierungsansatzes ermittelt und hinterlegt. In Summe betragen diese Neuinstallationskosten für den betrachteten Referenz-Erdgas-Porenspeicher 128 Mio. € und für den betrachteten Referenz-Erdgas-Kavernenspeicher 151 Mio. € (ohne Erkundungsarbeiten und Kosten für Solung und Gaserstbefüllung).

Sofern eine Anpassung der jeweiligen Baugruppen für höhere Wasserstoffanteile als ausreichend bewertet wurde, werden hierfür pauschal 20 % der jeweiligen Neuinstallationskosten für einen entsprechenden Erdgasspeicher veranschlagt.

Bis zu einer maximalen Beimischung von 1 Vol.-% Wasserstoff zum Erdgas sind keine wesentlichen zusätzlichen Kosten zu erwarten, da diese geringe Beimischung für die Anlagenanteile unkritisch ist. Ab einer Wasserstoffbeimischung in einem UGS von 1 – 5 Vol.-% ist mit zusätzlichen Kosten zu rechnen.

Erhöhung des Wasserstoffanteils	Kosten der Anpassungen [Tsd. €]		Haupt-Kostenfaktoren
	Poren-UGS	Kavernen-UGS	
1 → 5 Vol.-%	5.000 – 30.000	7.000 – 41.000	Anpassung Verdichter
5 → 20 Vol.-%	4.000 – 12.000	5.000 – 17.000	Anpassungen bei Druck- und Mengenregelung, sowie E/MSR – Technik
20 → 100 Vol.-%	16.000 – 19.000	23.000 – 33.000	Austausch Packer, Workover

Tabelle 55: Zusammenfassung Zusatzkosten für Umrüstung auf Wasserstoff (DBI)

Bei den Anpassungskosten ist zu berücksichtigen, dass für bestimmte Speicherkomponenten (ab einem bestimmten Wasserstoffanteil, vgl. Tabelle 27 – Tabelle 30) mit einem vollständigen Austausch (und nicht nur einer leichten Anpassung) zu rechnen ist. Daher kann es langfristig kostengünstiger sein, wenn sofort und nicht schrittweise auf 100 Vol.-% Wasserstoff umgerüstet wird, sobald die bisher noch offenen Eignungsfragen geklärt sind. Aus diesem Grund sind die Kosten in Tabelle 27 – Tabelle 30 sowie Tabelle 55 nicht unbedingt kumulativ.

Bei der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas in einem Porenspeicher sind die Kosten im Vergleich zur Beimischung in einem Kavernenspeicher um ca. 40 % geringer.

## 10.5 Modellierung der Transformationspfade Gasspeicher

### 10.5.1 Szenarien und Zielstellung

Im Rahmen der Modellierung erfolgte mittels DBI-Transformationspfade-Modell die Ermittlung von kostenoptimalen Transformationspfaden der deutschen UGS-Infrastruktur für die Bereitstellung einer zukünftig erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität. Untersucht wurden dafür die in Tabelle 56 abgebildeten Szenarien, welche sich an die BMWK-Langfristszenarien (2021) anlehnen. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050

weisen die BMWK-Langfristszenarien eine erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität im Bereich zwischen 47 TWh und 73 TWh aus [46]. Die möglichen Optionen für die Bereitstellung dieser Wasserstoffspeicherkapazität wurden im Rahmen der Modellierung techno-ökonomisch bewertet und kostenseitig miteinander verglichen. Dazu zählen:

- Anpassung bzw. Umstellung der Erdgasspeicher auf Wasserstoff
- Pyrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von nicht umstellbaren Porenspeichern
- Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern

Szenario	Definition
Szenario 1	• gemäß TN-Strom: 72,8 TWh H <sub>2</sub> -Speicherkapazität
Szenario 2	• gemäß TN-H <sub>2</sub> -G: 47,0 TWh H <sub>2</sub> -Speicherkapazität
Szenario 3	• Treibhausgasneutrales Methan & TN-Strom: 72,8 TWh H <sub>2</sub> -Speicherkapazität • Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.
Szenario 4	• Treibhausgasneutrales Methan & TN-H <sub>2</sub> -G: 47,0 TWh H <sub>2</sub> -Speicherkapazität • Wasserstoffproduktion mittels Pyrolyse → Weiternutzung von Porenspeichern, welche keinen reinen Wasserstoff speichern können, auf Methanbasis.
<b>allg. Randbedingung: Wasserstoffbeimischung im Erdgassystem max. 2 Vol.-%</b>	

Tabelle 56: Modellierungs-Szenarien der Transformationspfade Gasspeicher (vereinfachte Definition) (DBI)

## 10.5.2 Kosten Speicherumstellung und –Neubau

In Bezug auf die Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher auf Wasserstoff wurde zunächst analysiert, welche Speicher für eine Umstellung geeignet sind und in welcher Höhe die energetische Speicherkapazität nach der Umstellung reduziert sein wird (vgl. Tabelle 57). Salzformationen (Kavernenspeicher) werden für die Speicherung von Wasserstoff als grundsätzlich geeignet angesehen. Demzufolge lassen sich alle 31 Kavernenspeicher auf Wasserstoff umstellen. Die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern muss aufgrund möglicher Gasumwandlungsprozesse im Porenraum individuell bewertet werden. Auf Basis aktueller Untersuchungen können jedoch bestimmte geologische Bedingungen angesetzt werden, unter denen ein Porenspeicher ebenfalls als geeignet angesehen werden kann:

- Salinität: > 50 g/L Salzkonzentration
- Temperatur: < 25 °C oder > 55 °C
  - implizit Teufe > 1900 m
  - impliziert Druck > 185 bar
- Sonstiges: Speicherformation sollte Sandstein sein (kein Karbonat) und nach Möglichkeit sollte der Speicher eher wenige Bohrungen bezogen auf das Arbeitsgasvolumen besitzen, da dies auf eine gute Vernetzung des Porenraums und hohe Produktivität hinweisen könnte.

Nach einer geologisch-lagerstättentechnischen Abschätzung wurden vier Porenspeicher als voraussichtlich geeignete Speicher für die weitere Modellierung ausgewählt. Diese Porenspeicher verfügen über ein Erdgas-Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 850 Mio. m<sup>3</sup> i.N. (ca. 9,1 TWh), was knapp 10 % des Arbeitsgasvolumens aller deutschen Poren-UGS entspricht. Das damit einhergehende Wasserstoffarbeitsgaspotenzial (zur Ermittlung siehe Kapitel 7.4.3) in Porenspeichern beträgt ca. 580 Mio. m<sup>3</sup> i.N. H<sub>2</sub> (ca. 1,75 TWh).

Speichertyp	Anzahl	Energienmenge des AGV Erdgas (Heizwert)		Energienmenge des AGV H <sub>2</sub> (Heizwert)	
		[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Kavernenspeicher (umstellbar auf H <sub>2</sub> )	31	162,1	63 %	30,7	95 %
Porenspeicher (umstellbar auf H <sub>2</sub> )	4	9,1	3 %	1,7	5 %
Porenspeicher (nicht umstellbar auf H <sub>2</sub> )	12	83,5	34 %	-	-
<b>Summe</b>	<b>47</b>	<b>254,7</b>	<b>100 %</b>	<b>32,4</b>	<b>100 %</b>

Tabelle 57: Zusammenfassung Speicherumstellung und Speicherkapazität (DBI)

Die Ergebnisse zeigen, dass die erforderliche Wasserstoffspeicherkapazität nicht alleinig durch die Umstellung der bestehenden UGS realisiert werden kann. Die Deckung der zusätzlichen Speicherkapazität im Wasserstoffsystem muss daher über den Neubau von Wasserstoff-Kavernenspeichern und/oder die Pyrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff auf Basis der nicht umstellbaren Porenspeicher erfolgen. Im Rahmen der Modellierung wurden die Optionen zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität anhand der vier Szenarien techno-ökonomisch bewertet und kostenseitig gegenübergestellt.

Tabelle 58 fasst die Modellierungsergebnisse zusammen. Das Wasserstoffherzeugungspotential mittels Pyrolyse ist aufgrund der definierten Erdgasarbeitsgasvolumina und Ausspeicherraten der nicht umstellbaren Porenspeicher auf ca. 17 TWh begrenzt. Dadurch wird in Szenario 3 neben der Errichtung von Pyrolyseanlagen zusätzlich der Neubau von Wasserstoffspeichern zur Deckung der benötigten Wasserstoffspeicherkapazität erforderlich. Der Szenarien übergreifende Vergleich der Gesamtinvestitionskosten zeigt, dass sich die Investitionskosten zur Anpassung und Umstellung der bestehenden Erdgasspeicher zzgl. der Kosten für den Speicherneubau durch den Einsatz der Pyrolyse und den Weiterbetrieb der nicht umstellbaren Porenspeicher reduzieren lassen. Da die bestehenden Porenspeicher, welche für die Speicherung von reinem Wasserstoff nicht geeignet sind, keiner Anpassung bedürfen, verursachen diese im Gegensatz zum Speicherneubau auch keine Kosten. Die Kosten für die Installation und den Betrieb von Pyrolyseanlagen zur Wasserstoffherzeugung auf Methanbasis bleiben unberücksichtigt. Der Grund dafür besteht in der generellen Nichtberücksichtigung der Kosten zur Bereitstellung des Wasserstoffbedarfs sowie des Bedarfs an methanreichen Gasen entsprechend der Gasnachfrageentwicklung der BMWK-Langfristszenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G (vgl. Tabelle 33 und Tabelle 34).

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
<b>erforderliche H<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Jahr 2050</b>	<b>E<sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]</b>	72,8	47,0	72,8	47,0
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Kavernenspeicher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	<b>Anzahl UGS</b>	31	31	31	31
	<b>E<sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]</b>	30,7	30,7	30,7	30,7
	<b>[Tsd. €]</b>	1.396.000	1.396.000	1.396.000	1.396.000
<b>Anpassung &amp; Umstellung (Porenspeicher) (auf 100 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	<b>Anzahl UGS</b>	4	4	4	4
	<b>E<sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]</b>	1,7	1,7	1,7	1,7
	<b>[Tsd. €]</b>	186.000	186.000	186.000	186.000
<b>Neubau H<sub>2</sub>-Kavernenspeicher</b>	<b>Anzahl UGS</b>	40	15	23	0
	<b>E<sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]</b>	41,1	15,4	23,6	0
	<b>[Tsd. €]</b>	11.072.000	4.152.000	6.367.000	0
<b>Anpassung Porenspeicher<sup>33</sup> (auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub>-Tol.)</b>	<b>Anzahl UGS</b>	12	12	12	12
	<b>[Tsd. €]</b>	128.000	128.000	128.000	128.000

33 Anpassungskosten auf 2 Vol.-% H<sub>2</sub> für die 12 Porenspeicher, die für eine Umstellung auf 100 % Wasserstoff nicht geeignet sind

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Weiternutzung von Porenspeicher zur H <sub>2</sub> -Erzeugung mittels Pyrolyse (auf Basis von methanreichen Gasen)	Anzahl UGS	-	-	11	11
	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	-	-	17,0	17,0
	[Tsd. €]	-	-	-	-
bereitgestellte H <sub>2</sub> -Speicherkapazität im Jahr 2050	E <sub>AGVH<sub>2</sub></sub> [TWh]	73,5	47,8	73,0	49,4
<b>Gesamtkosten</b>	<b>[Tsd. €]</b>	<b>12.782.000</b>	<b>5.862.000</b>	<b>8.077.000</b>	<b>1.710.000</b>

Tabelle 58: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H<sub>2</sub>-Speicherkapazität in den Szenarien 1 bis 4

Aus Tabelle 58 ergeben sich durchschnittlich

- 45,0 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Kavernenspeicher und
- 46,5 Mio. € Anpassungs- und Umstellungskosten pro Porenspeicher.

Die aufgestellten Kosten auf Basis der tatsächlichen Mengengerüste sind

- um ca. 66 % höher als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispieldporenspeicher und ca. 0,5 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispieldkavernenspeicher im optimistischen Fall (vgl. Tabelle 31), und
- um ca. 20 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispieldporenspeicher und ca. 45 % niedriger als die durchschnittlichen Umstellungskosten der Beispield-Kavernenspeicher im konservativen Fall (vgl. Tabelle 31).

Die höheren Kosten bei der Umstellung der tatsächlichen Speicher verglichen mit den Beispieldspeichern im optimistischen Fall sind dadurch begründet, dass bei den tatsächlichen Speichern auch Komponenten für Anpassung und Umstellung hinterlegt wurden, die bei den Beispieldspeichern im optimistischen Fall als geeignet angesehen wurden. Dies betrifft Piping und Armaturen, sowie die stets notwendige Anschaffung neuer Gaschromatographen bei den realen Speichern. Weiterhin weichen die Mengen-Gerüste der tatsächlichen Speicher von denen Beispieldspeicher ab.

Verglichen mit dem konservativen Fall der Beispieldspeicher entstehen durch die Optimierung der Reihenfolge der Speicherumstellung und damit der Investitionszeitpunkte durch die Verwendung der tatsächlichen Mengengerüste und unter Berücksichtigung der konkreten Arbeitsgasvolumina geringere Kosten für die Speicherumstellung.

## 10.6 Fazit

Auf der technischen Ebene fasst die vorliegende Studie den aktuellen Wissensstand bezüglich der Wasserstoffresistenz der Anlageninfrastruktur und das thermodynamische Verhalten von Methan, Wasserstoff und Methan – Wasserstoff – Mischgasen umfassend zusammen. Der aktuelle Wissensstand lässt die Einschätzung zu, dass bis 1 Vol.-% Wasserstoffzumischung keine wesentlichen Modifikationen erforderlich sind. Im Bereich bis 5 Vol.-% Wasserstoff können erste wesentliche Modifikationen (z.B. Verdichteranlagen) erforderlich werden. Bis 20 Vol.-% Wasserstoff sind weitere Teile der Obertageanlage anzupassen. Im optimistischen Fall ist die Untertageausrüstung erst bei Wasserstoffanteilen von größer 20 Vol.-% anzupassen. Grundsätzlich ist eine individuelle Bewertung erforderlich. Ebenso wurden die Wissenslücken aufgezeigt, welche in zukünftigen Forschungsprojekten geschlossen werden sollten, um einen sicheren und reibungslosen Betrieb der Wasserstoffspeicher zu gewährleisten.

Es kann bereits ein substantieller Anteil des Wasserstoffspeicherbedarfs, den die BMWK-Langfristszenarien ausweisen, durch Anpassung bestehender Gasspeicher gedeckt werden. Der Neubau von Wasserstoffspeichern sowie die Pyrolyse zur Wasserstofferzeugung auf Basis der nicht umstellbaren Porenspeicher bieten weitere Optionen zur Deckung des künftig erforderlichen Wasserstoffspeicherbedarfs. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass bis 2050 kumulierte Investitionen in Wasserstoffspeicherkapazitäten von bis zu 12,8 Mrd. € zu tätigen sind, um die Energiewende entsprechend der BMWK-Langfristszenarien umzusetzen. Diese Investitionen können durch die Weiternutzung der bestehenden Porenspeicher, die keinen reinen Wasserstoff speichern können, reduziert werden. Für alle betrachteten Szenarien ist das in Deutschland bestehende geologische Potenzial ausreichend, um den für die Umsetzung der Energiewende erforderlichen Zubau an Wasserstoffspeichern zu ermöglichen.



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Projektteile, Kapitel, Projektpartner und Projektablauf	16
Abbildung 2: Schema Gasversorgungsinfrastruktur, orange markiert der Untersuchungsbereich der vorliegenden Studie	19
Abbildung 3: Dichte der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	24
Abbildung 4: Z-Faktor der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	25
Abbildung 5: Spezifische Wärmekapazität der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	26
Abbildung 6: Isentropenexponent der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	27
Abbildung 7: Joule-Thomson-Koeffizient der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	28
Abbildung 8: Dynamische Viskosität der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	29
Abbildung 9: Maximale Gasfeuchtigkeit der betrachteten Gasmischungen bei 15 °C	30
Abbildung 10: Kugelhahn mit Double-Pisten Design in Blockfertigung	74
Abbildung 11: Simulierter Rohrschuhdruck für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen	94
Abbildung 12: Simulierter Kopfdruck für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen	94
Abbildung 13: Simulierte Kavernentemperatur (in Kavernenmitte) für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen	96
Abbildung 14: Simulierte Strömungsgeschwindigkeit am Kavernenkopf für die vorgegebenen Stoffzusammensetzungen	96
Abbildung 15: Wasserstoffverträglichkeit der Beispelporen- und Kavernenspeicher	112
Abbildung 16: Kostenverlauf der erforderlichen Anpassungen des betrachteten Beispelporenspeicher bei steigendem Wasserstoffanteil	121
Abbildung 17: Kostenverlauf der erforderlichen Anpassungen des betrachteten Beispel-Kavernenspeicher bei steigendem Wasserstoffanteil	121
Abbildung 18: Rahmensetzung für die Transformationspfade-Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher	125
Abbildung 19: Entscheidungsbaum Transformationspfade-Modell Gasspeicher	131
Abbildung 20: Prinzipielle Struktur des Mengen-Kosten-Gerüsts für die Modellierung der deutschen Untergrundgasspeicher	137
Abbildung 21: Verfahren bei der Erstellung des Mengengerüsts der UGS in Deutschland	137
Abbildung 22: Übersicht mögliche mikrobiellen Gasumwandlungsprozesse im Porenraum	147
Abbildung 23: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 1	164

Abbildung 24: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 1	165
Abbildung 25: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem in Szenario 1	166
Abbildung 26: Jährliche Investitionskosten in Szenario 1	167
Abbildung 27: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 2	169
Abbildung 28: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 2	170
Abbildung 29: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem in Szenario 2	171
Abbildung 30: Jährliche Investitionskosten in Szenario 2	172
Abbildung 31: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 3	175
Abbildung 32: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 3	176
Abbildung 33: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem in Szenario 3	177
Abbildung 34: Jährliche Investitionskosten in Szenario 3	178
Abbildung 35: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 4	181
Abbildung 36: Jährlicher Zuwachs an Wasserstoffspeicherkapazität im Wasserstoffsystem in Szenario 4	182
Abbildung 37: Entwicklung der Gasspeicherkapazität im Erdgassystem in Szenario 4	183
Abbildung 38: Jährliche Investitionskosten in Szenario 4	184
Abbildung 39: Szenarienvergleich hinsichtlich der Wasserstoffspeicherkapazität	186
Abbildung 40: Szenarienvergleich hinsichtlich der Investitionskosten	187
Abbildung 41: Aufstellung der für die Errichtung von Kavernen-UGS zur Verfügung stehenden Salzformationen	192

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modellierungs-Szenarien Gasspeicher	11
Tabelle 2: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H <sub>2</sub> -Speicherkapazität in den Szenarien	12
Tabelle 3: Parameter der Beispiel-UGS	17
Tabelle 4: Physikalische und brenntechnische Eigenschaften von Erdgas, Wasserstoff und deren Mischungen	22
Tabelle 5: Zusammenfassung Rohrleitungsmaterialien für Wasserstoffbeimischungen	35
Tabelle 6: Vergleich Strömungstechnik in Rohrleitungen, Erdgas – Wasserstoff, Eingangsdaten	37
Tabelle 7: Vergleich Strömungstechnik in Rohrleitungen, Erdgas – Wasserstoff, Berechnungsergebnisse	38
Tabelle 8: Ausgangsdaten der Berechnung des Verdichtungsprozesses	43
Tabelle 9: Berechnungsergebnisse des Verdichtungsprozesses	43
Tabelle 10: Grenzwerte für die chemische Zusammensetzung von Beispielstählen, Auszug aus EIGA-Richtlinie	60
Tabelle 11: Gegenüberstellung von Vorgaben der API 5 CT und EIGA-Richtlinie mit den Ist-Festigkeitswerten von API-Rohren	63
Tabelle 12: Übersicht der Vor- und Nachteile der möglicher Komplettierungsvarianten	71
Tabelle 13: Modellparameter Speicherkaverne	92
Tabelle 14: Betriebsszenario, angepasst für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen	93
Tabelle 15: Druckdifferenz zwischen Rohrschuh und Kopf bei maximalem und minimalem Speicherdruck für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen	95
Tabelle 16: Maximale Strömungsgeschwindigkeiten bei Ein- und Auslagerung sowie relative Veränderung bezogen auf Gaszusammensetzungen ohne Wasserstoffanteil	97
Tabelle 17: Speichervolumina und Energiemengen (bezogen auf den Heizwert) einer Modellkaverne bei maximalem und minimalem Druck, für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen	98
Tabelle 18: Modellparameter Porenspeicher	99
Tabelle 19: Speichervolumina und Energiemengen des Modell-Porenspeichers bei maximalem und minimalem Druck, für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen	100
Tabelle 20: Druckdifferenz zwischen Rohrschuh und Kopf am Porenspeicher bei maximalem und minimalem Speicherdruck für die vorgegebenen Gaszusammensetzungen	100

Tabelle 21: Bei vollständiger Gassättigung in vollständig gesättigter Sole gelöstes Gas bezogen auf die Gasmasse, das normierte Gasvolumen sowie den Energieinhalt für Methan und Wasserstoff	103
Tabelle 22: Bei vollständiger Gassättigung in teilgesättigter Sole gelöstes Gas bezogen auf die Gasmasse, das normierte Gasvolumen sowie den Energieinhalt für Methan und Wasserstoff	104
Tabelle 23: Untersuchte Varianten der Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff	106
Tabelle 24: Eigenschaften der Beispielspeicher	108
Tabelle 25: Übersicht zur Erlössituation der Speicher bei verschiedenen Wasserstoffanteilen	109
Tabelle 26: Auflistung der notwendigen Anpassungen und Voraussetzungen für weitere Verwendung	110
Tabelle 27: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispielporenspeicher – optimistischer Fall	116
Tabelle 28: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispielporenspeicher – konservativer Fall	117
Tabelle 29: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispieltavernenspeicher – optimistischer Fall	118
Tabelle 30: Übersicht der Anpassungsmaßnahmen am Beispieltavernenspeicher – konservativer Fall	119
Tabelle 31: Zusammenfassung der Umstellungskosten der Beispiel-Speicher bei verschiedenen Wasserstoffanteilen	122
Tabelle 32: Übersicht der Modellierungs-Szenarien	128
Tabelle 33: Entwicklung der Gasnachfrage und -Mix nach BMWK-Langfristszenario „TN-Strom“	134
Tabelle 34: Entwicklung der Gasnachfrage und -Mix nach BMWK-Langfristszenario „TN-H <sub>2</sub> -G“	134
Tabelle 35: Entwicklung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten nach BMWK-Langfristszenario „TN-Strom“ und „TN-H <sub>2</sub> -G“	136
Tabelle 36: Generelle Speicherparameter und weitere Verwendung	138
Tabelle 37: Hauptkomponenten UGS und Annahmen für die Berechnung der verbauten Mengen	138
Tabelle 38: Zusammenfassung Anpassungsmaßnahmen für die Erstellung des Mengengerüsts für die Beispielspeicher und UGS ohne Betreiber-Input	141
Tabelle 39: H <sub>2</sub> -Toleranzen Komponenten (-typen)	144
Tabelle 40: Aufstellung der Speicher-Umstellungskosten pro Stück bzw. pro Meter	149
Tabelle 41: Aufstellung der Kosten für Speicherneubau, Kavernenspeicher	151

Tabelle 42: Ermittlung des Verhältnis zwischen Erdgas- und Wasserstoff- (Beimischungs-) Volumina anhand der Beispielspeicher	153
Tabelle 43: Aufstellung der Wasserstoff- (Beimischung-) Volumina der deutschen UGS	153
Tabelle 44: Aufstellung der Wasserstoff- (Beimischung-) AGV-Energiegehalte der deutschen UGS	155
Tabelle 45: Aufstellung der erzielbaren Speicherkapazitäten im Vergleich zum Bedarf in 2030	158
Tabelle 46: Aufstellung der erzielbaren Speicherkapazitäten im Vergleich zum Bedarf in 2050	159
Tabelle 47: Annahmen für Betriebskosten der Pyrolyseanlagen	162
Tabelle 48: Modellinput Pyrolyse	162
Tabelle 49: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 1	167
Tabelle 50: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 2	173
Tabelle 51: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 3	179
Tabelle 52: Übersicht der Maßnahmen und Investitionskosten zur Bereitstellung der erforderlichen Wasserstoffspeicherkapazität in Szenario 4	185
Tabelle 53: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H <sub>2</sub> -Speicherkapazität in den Szenarien 1 bis 4	188
Tabelle 54: Vergleich der nominellen Anpassungskosten der Beispielspeicher mit den tatsächlichen Umstellungskosten	189
Tabelle 55: Zusammenfassung Zusatzkosten für Umrüstung auf Wasserstoff	203
Tabelle 56: Modellierungs-Szenarien der Transformationspfade Gasspeicher	204
Tabelle 57: Zusammenfassung Speicherumstellung und Speicherkapazität	205
Tabelle 58: Zusammenfassung der Modellierungsergebnisse für die Bereitstellung der erforderlichen H <sub>2</sub> -Speicherkapazität in den Szenarien 1 bis 4	206

## Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen:

AGV:	Arbeitsgasvolumen
API:	American Petroleum Institute
BMWK:	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BVEG:	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.
EE:	Erneuerbare Energie(n)
EIGA:	European Industrial Gases Association AISBL
Ex-:	Explosion(s-)
Fa.:	Firma
F&E:	Forschung und Entwicklung
FRT:	Förderrohrtour
GGV:	Gesamtgasvolumen
GIP:	Gas In Place (vorhandene Gasmenge)
HB:	Härte nach Brinell
HFI:	Hochfrequenz-Induktiv
HRC:	Härte nach Rockwell
HV:	Härte nach Vickers
k.A.:	keine Angabe / Aussage
LTS:	Low Temperature Separation (Tieftemperaturabscheidung)
LzRT:	Letzte zementierte Rohrtour
MD:	Measured Depth (gemessene Teufe, Länge der Bohrungsverlaufs)
Min:	Minimum, minimal
MOP:	Maximum Operating Pressure (Maximaler Arbeitsdruck)
MSR:	Messen – Steuern – Regeln
OD:	Outer Diameter (Außendurchmesser)
OEG:	Obere Explosionsgrenze
OTA:	Obertageanlage
PL:	Prozessleit-
pVT:	Druck-Volumen-Temperatur
RAG:	Rohstoff-Aufsuchungs Aktiengesellschaft
RS:	Rohrschuh

<b>Formelzeichen</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Einheit</b>
$c_p$	Spezifische Wärmekapazität	[kJ/Kg/K]
$d$	Durchmesser	[mm]
$d_i$	Innendurchmesser der Förderrohrtour (9 5/8" OD)	[mm]
$d_{Kav}$	mittlerer Kavernendurchmesser	[m]
$E_{AG}$	Energiemenge des Arbeitsgases	[Mio. MJ]
$E_{GG}$	Energiemenge des Gesamtgases	[Mio. MJ]
$E_{KG}$	Energiemenge des Kissengases	[Mio. MJ]
$E_{min}$	Mindestzündenergie	[mJ]
$E_{Sole}$	Energieinhalt bezogen auf Solevolumen	[MJ/m <sup>3</sup> Sole]
$H_i$	Heizwert	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]
$H_s$	Brennwert	[MJ/Nm <sup>3</sup> ]
$h_T$	Teufe	[m]
$h_{T,Kav}$	Teufe des tiefsten Punkts der Kaverne	[m TVD]
$h_{T,Kavm}$	Mittlere Teufe des Hohlraums	[m TVD]
$h_{T,KD}$	Teufe des Kavernendachs	[m TVD]
$h_{T,RS}$	Rohrschuhteufe der LzRT	[m TVD]
$l$	Länge	[m]
$m_G$	Gasmasse bezogen auf Solevolumen	[kg Gas/m <sup>3</sup> Sole]
$m_M$	Molekülmasse	[g/mol]
NSW	Normalspaltweite	[mm]
$p$	Druck	[bar]
$P$	Leistung	[kW]
$p_{exp}$	maximaler Explosionsdruck	[bar]
$p_{k,pseudo}$	(Pseudo-) Kritischer Druck	[bar]
$p_{Kopf}$	Kopfdruck	[bar]
$p_{RS}$	Druck am Rohrschuh	[bar]
$p_{rs,max}$	Maximal zulässiger Druck bez. auf den RS der LzRT	[bar]
$p_{rs,min}$	Minimaler zulässiger Druck bez. auf den RS der LzRT	[bar]
$p_{suc}$	Saugdruck	[bar]
$P_{therm}$	thermische Leistung	[kW]
$Q$	Fließrate im Normzustand	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_{AUS}$	Ausspeicherrate im Normzustand	[m <sup>3</sup> /h]

$Q_{\text{EIN}}$	Einspeicherrate im Normzustand	[m <sup>3</sup> /h]
R	angenommene Rauheit der Förderrohrtour	[mm]
T	Temperatur	[°C]
T	Zeit	[d]
$T_{\text{geograd}}$	Temperatur entsprechend des geothermischen Gradienten von (3K/100m)	[K/100m]
$T_{\text{inj}}$	Injektionstemperatur	[°C]
$T_{\text{k,pseudo}}$	(Pseudo-) Kritische Temperatur	[K]
$T_{\text{Kav}}$	Kavernentemperatur	[K]
$T_{\text{mittel}}$	mittlere Temperatur	[°C]
$T_{\text{Salz}}$	Ungestörte Salzttemperatur auf mittlerer Teufe des Hohlraumes	[°C]
$T_{\text{suc}}$	Saugtemperatur	[°C]
v	Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]
V	Volumen	[m <sup>3</sup> ]
$V_{\text{Aus}}$	Geschwindigkeit bei der Auslagerung	[m/s]
$V_{\text{Ein}}$	Geschwindigkeit bei der Einlagerung	[m/s]
$V_{\text{geom}}$	geometrisches Kavernenvolumen	[m <sup>3</sup> ]
$V_{\text{n}}$	Normvolumen, d.h. bei p = 1,01325 bar und T = 0 °C	[m <sup>3</sup> ]
$V_{\text{n,AGV}}$	Arbeitsgasvolumen im Normzustand	[m <sup>3</sup> ]
$V_{\text{N,G}}$	Gasvolumen bezogen auf Solevolumen	[m <sup>3</sup> Gas/m <sup>3</sup> Sole]
$V_{\text{n,GGV}}$	Gesamtgasvolumen im Normzustand	[m <sup>3</sup> ]
$V_{\text{n,KGV}}$	Kissengasvolumen im Normzustand	[m <sup>3</sup> ]
$W_{\text{s}}$	Wobbeindex	[MJ/m <sup>3</sup> ]
$\Delta p$	Druckdifferenz	[bar]
$\Delta p_{\text{zul}}$	Zulässiger Druckgradient bez. auf den RS der LzRT	[bar/m]
$\eta$	dynamische Viskosität	[μPa·s]
$\kappa$	Isotropenexponent	[-]
$\mu_{\text{JT}}$	Joule- Thomson- Koeffizient	[K/bar]
$\rho$	Dichte	[kg/m <sup>3</sup> ]



## Literatur

- [1] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019“, Hannover, 2020.
- [2] S. Bauer et al., „Underground Sun.Storage: Publizierter Endbericht“, Wien, Okt. 2017.
- [3] B. Keßler und H. Bültemeier, „Thermodynamische Modellierung der Umstellung von Erdgaskavernen auf Wasserstoff“ in *gwf Gas+Energie*, S. 70–76.
- [4] O. Kunz und W. Wagner, „The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004“, Okt. 2012.
- [5] Hankinson G., Mathurkar H., Lowesmith B.J., „Ignition Energy and Ignition Probability of Methane-Hydrogen-Air Mixtures“, 2009.
- [6] Volkmar Schröder, „Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen: BAM-VH 2539“, Berlin, 7. Sep. 2016.
- [7] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH et al.,  $H_2$ -UGS: Allgemeine Methoden zur Entwicklung und Errichtung von Wasserstoffkavernenspeichern. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/transport-und-speicherung/h2-ugs/> (Zugriff am: 21. August 2020).
- [8] K. Wackermann, F. Schweizer und W. Pfeiffer, „Wasserstoffversprödung metallischer Werkstoffe: Adsorption, Diffusion und Werkstoffeigenschaften“ in *gwf Gas + Energie*.
- [9] Eiga, Hg., „Hydrogen Pipeline Systems: IGS Doc 121/14“, 2014. [Online]. Verfügbar unter: [www.eiga.eu](http://www.eiga.eu).
- [10] Mannesmann Line Pipe, Hg., „HFI-geschweißte Stahlrohre für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff“, 2020.
- [11] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, TÜV Süd, ontras Gastransport GmbH, Veenker, Fraunhofer - Institut für Werkstoffmechanik und Salzgitter Mannesmann Forschung,  $H_2$ -PIMS: Pipeline Integrity Management zur Weiternutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/transport-und-speicherung/h2-pims/> (Zugriff am: 21. August 2020).
- [12] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Htwk, Mitnetz Gas, Rehau und TÜV Süd,  $H_2$ -NETZ: Entwicklung innovativer Infrastrukturen zur Versorgung von Verbrauchern im Wasserstoffdorf. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/transport-und-speicherung/h2-netz/> (Zugriff am: 21. August 2020).
- [13] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Fraunhofer - Institut für Werkstoffmechanik, TU Bergakademie Freiberg, inhouse engineering GmbH und Enasys,  $H_2$ -HOME: Dezentrale Energieversorgung mit Wasserstoff-Brennstoffzellen. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/verwertung-und-vertrieb/h2-home/> (Zugriff am: 21. August 2021).
- [14] P. Pietsch, „Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas: Innovationsforum Wasserstoff“, Freiberg, Okt. 2019.

- [15] PLANET / FHL / FhG-ISI / IFEU / KBB UT, „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“, 31. März 2014.
- [16] M. Müller-Syring und M. Henel, „Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“, Feb. 2014.
- [17] UGS Mittenwalde GmbH, Hg., „Roadmapstudie Wasserstoffkaverne, Lokation Bad Lauchstädt, Rev. 01“, Dez. 2014.
- [18] K. P. Rehmer, A. Eichhorn und M. Göbel, „HYPOS - Ergebnisse der Roadmapstudie Wasserstoffkaverne“, Celle, Apr. 2015.
- [19] V. M. Ramm, „Die Adsorption von Gasen“, Berlin, 1976.
- [20] J. D'Ans und E. Lax, „Taschenbuch für Chemiker und Physiker“, Berlin, Göttingen, Heidelberg, 1949.
- [21] W. E. Perelmann, „Taschenbuch der Chemie“, Berlin, 1959.
- [22] D. Miller, „New Model for Predicting Thermal Radiation from Flares and High Pressure Jet Fires for Hydrogen and Syngas“ Vol.36, No.3, 2017.
- [23] K. Zhou, X. Wang, M. Liu und J. Liu, „A theoretical framework for calculating full-scale jet fires induced by high-pressure hydrogen/natural gas transient leakage“ Vol.43, No.50, 2018.
- [24] Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Hg., „Leitfaden Auswirkungen von Störfällen im Speicherbetrieb auf die Nachbarschaft“, Sep. 2017.
- [25] V. Schröder, „Explosionsgrenzen von Wasserstoff und Wasserstoff/Methan-Gemischen“, 2002.
- [26] Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., „Technische Regel Bohrungsintegrität“, Juli 2017.
- [27] M. Kirch, M. Amro und C. Freese, „Evaluierung der Bohrungsintegrität von Wasserstoffspeicherkavernen“ 05/2020, Mai 2020.
- [28] API Specification 6A: Specification for Wellhead and Tree Equipment, API - American Petroleum Institute, Nov. 2018.
- [29] Dvgw, Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern. Berlin, 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/2019-04-09\\_-\\_Wasserstoff\\_technisch\\_verankern.pdf](https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/2019-04-09_-_Wasserstoff_technisch_verankern.pdf)
- [30] Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, G 262, DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Sep. 2011.
- [31] Deutscher Bundestag, Hg., „Sachstandsbericht WD - 8 - 3000 - 066/19: Grenzwerte für Wasserstoff (H<sub>2</sub>) in der Erdgasinfrastruktur“, Juni 2019.
- [32] S. Bauer, M. Pichler, U. Lubenau, R. Rockamnn und A. Makaruk, „Wasserstoffverträglichkeit in Porenspeichern: Abschlussbericht“, Okt. 2017.
- [33] Dgmk/Ögew, Hg., „Einfluss von Biogas und Wasserstoff auf die Mikrobiologie in Untertagegasspeichern: Literaturstudie - DGMK-Forschungsbericht 756“, Okt. 2017.

- [34] P. O. Carden und L. Paterson, „Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage.“, 1979.
- [35] D. Pudlo et al., „The H<sub>2</sub>STORE Project: Hydrogen Underground Storage – A Feasible Way in Storing Electrical Power in Geological Media?“.
- [36] Rag, „Forschungsprojekt „Underground Sun.Conversion“,“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.underground-sun-conversion.at/>. Zugriff am: 24. Juli 2020.
- [37] A. Lassin, M. Dymitrowska, M. Azaroual, „Hydrogen solubility in pore water of partially saturated argillites: Application to Callovo-Oxfordian clayrock in the context of a nuclear waste geological disposal“ in *Physics and Chemistry of the Earth*, S. 1721–1728.
- [38] M. de Lucia, P. Pilz, A. Liebscher und M. Kühn, „Measurements of H<sub>2</sub> Solubility in Saline Solutions under Reservoir Conditions: Preliminary Results from Project H<sub>2</sub>STORE“.
- [39] Solution Mining Research Institute - SMRI, Hg., „Renewable Energy Storage in Salt Caverns - A Comparison of Thermodynamics and Permeability between Natural Gas, Air and Hydrogen“, Juli 2015.
- [40] O’Sullivan, T.D., Smith, N.O., Nagy, B., „Solubility of natural gas in aqueous salt solutions – III Nitrogen in aqueous NaCl at high pressure“ in *Geochim. Cosmochim. Acta*.
- [41] Fogg, P.G.T., Gerrard, W., *Solubility of Gases in Liquid*. John Wiley & Sons Ltd., 1999.
- [42] Seibt, A., Naumann, D., Hoth, P., „Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern - Konsequenzen für den Anlagenbetrieb: Geothermie Report 99-1“, GFZ Potsdam STR99/04, 1999.
- [43] Harting, P., May, F., Schütze, H., „Tabellen und Diagramme zur Löslichkeit von Methan-Stickstoff-Gemischen in wässrigen Natriumchloridlösungen“ in *Zfl-Mitteilungen*, S. 1–427.
- [44] P. Adam, F. Heunemann, C. von dem Bussche, S. Engelshove und T. Thiemann, *Hydrogen infrastructure - the pillar of energy transition: The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation*, 2020.
- [45] F. Sensfuß et al., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien“, Karlsruhe, Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS\\_Kurzbericht\\_final\\_v5.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf). Zugriff am: 28. Oktober 2021.
- [46] B. Lux et al., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Angebotsseite Treibhausgasneutrale Szenarien“, 2. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS\\_Webinar\\_Angebot\\_final.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Webinar_Angebot_final.pdf). Zugriff am: 28. Oktober 2021.
- [47] DIN EN 16723-2:2017-10, Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017, Deutsches Institut für Normung e.V.
- [48] DIN EN 16726:2019-11, Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Gruppe H; Deutsche Fassung EN 16726:2015+A1:2018, Deutsches Institut für Normung e.V., Nov. 2019.

- [49] K. Markuske, „Wasserstoffeinspeisung auf Transportnetzebene - netztechnische Möglichkeiten zur Erhöhung der Wasserstoffaufnahmefähigkeit“, DVGW energie/wasserpraxis, S. 26–29, Okt. 2020, 2020.
- [50] G. Müller-Syring et al., „Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21: Abschlussbericht“, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH DVGW-Förderkennzeichen G 201624, Nov. 2018.
- [51] S. Klein, S. W. Klein, T. Steinert, A. Fricke und D. Peschel, „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“, Berlin, 12. Dez. 2017.
- [52] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Speicher Wasserstoff“. [Online]. Verfügbar unter: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/10039/42cfafd89c7aae605ddc28c9511098b7>. Zugriff am: 28. Oktober 2021.
- [53] M. Panfilov, „Underground and pipeline hydrogen storage“, LEMTA - University of Lorraine/CNRS, Nancy, France.
- [54] H. Bültemeier, „Potential of Underground Bio-Methanation: Development of a CO<sub>2</sub>-Cycle Economy and storage potential for hydrogen from renewable energy sources: Abstract submitted only, not yet selected.“. Daegu, Korea.
- [55] B. Parkinson et al., „Hydrogen production using methane: Techno-economics of decarbonizing fuels and chemicals“, International Journal of Hydrogen Energy, Jg. 43, Nr. 5, S. 2540–2555, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.12.081.
- [56] „Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage Europe: HyUnder, Grant agreement no.: 303417“, 23. Juni 2014.
- [57] Sabine Donadei und B. H. DEEP.KBB GmbH, „Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien: InSpEE-DS - Teilprojekt Salz- und Strukturgeologie (Sachbericht 03ET6062B)“, März 2020.
- [58] Seeberger GmbH & Co. KG, Hg., „Werkstoffvergleich“.
- [59] S. Schmitz et al., „Abschlussbericht "Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff Energiespeichern - WESpe": Teilprojekt DBI "Gaseinspeisung und Untergrundgasspeicherung"“, Freiberg, Sep. 2018.
- [60] L. Ganzer, V. Reitenbach, B. Hagemann, G. Strobel, R. Peitz, C. Boersheim, J. Oppelt, „Verbundvorhaben HyINTEGGER: Untersuchungen zur Integrität von Bohrungen und technischen Materialien in geologischen H<sub>2</sub>-Untergrundreservoir; Teilprojekt: Experimentelle und numerische Untersuchungen der technischen Integrität von UGS-Bohrungen (TP2, TP4, TP6)“, Technische Universität Clausthal - Institut of Subsurface Energy Systems.
- [61] „Untertage Gasspeicherung in Deutschland: Jahresrückblick Speichertechnik“, Erdöl Erdgas Kohle.

## Anhang

Storage Name	Storage Type	Depth to m	Storage formation	Total Gas Volume	Mio. Nm <sup>3</sup>		Volume after final development	Max. Withdrawal Rate	In Opera- tion (2018)
					Mio. Nm <sup>3</sup>	Mio. Nm <sup>3</sup> /h			
Allmenhausen	former Gasfield	350	Buntsandstein	380	62	62	62	62	yes
Bad Lauchstädt	former Gasfield	800	Rottliegend	670	440	440	440	238	yes
Bierwang	former Gasfield	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.000	1.200	yes
Breitbrunn-Egg- stätt	former Gasfield	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	992	520	yes
Eschenfelden	Aquifer	600	Keuper, Muschel- kalk	168	72	72	72	95	yes
Frankenthal	Aquifer	1.000	Jungtertiär I+II	300	90	90	90	130	yes
Fronhofen-Illmen- see	former Oilfield	2.200	Muschelkalk (Tri- gonodus-Dolomit)	153	10	10	10	30	yes
Hähnlein	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	80	100	yes
Inzenham	former Gasfield	880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	425	300	yes
Rehden	former Gasfield	2.250	Zechstein	7.000	3.900	3.900	3.900	2.400	yes
Sandhausen	Aquifer	600	Tertiär	60	30	34	34	45	yes
Schmidhausen	former Gasfield	1.015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	154	150	yes
Stockstadt	former Gasfield	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45	45	yes
Stockstadt	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90	90	yes
Uelsen	former Gasfield	1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	860	430	yes
Wolfsberg	former Gasfield	2.930	Tertiär (Lithotham- nien-Kalk)	583	365	365	365	240	yes
Berlin	Aquifer	750	Buntsandstein	1.085	780	780			no
Buchholz	Aquifer	570	Buntsandstein	234	175	175			no
Dötlingen	former Gasfield	2.650	Buntsandstein	4.058	1.620	1.620			no
Kalle	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215			no
Kirchheiligen	former Gasfield	900	Zechstein	250	190	190			no
Lehrte	former Oilfield	1.100	Dogger (Corn- brash)	120	35	35			no
Reitbrook	former Oilfield	640	Oberkreide	530	350	350			no
Durchschnitt aktive Porenspeicher		1.191,25		1.108,25	538,4375			379,6875	

Storage Name	Storage Type	Number Caverns	Depth LCCS	Depth Bottom	Storage formation	Total Gas Volume	Max. Working Gas Volume	Working Gas Volume after final development	Max. Withdrawal Rate	In Operation (2019)
			m	m		Mio. Nm <sup>3</sup>	Mio. Nm <sup>3</sup>	Mio. Nm <sup>3</sup>	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	
Bad Lauchstädt	Cavern	15	780	950	Zechstein 2	840	654	720	920	yes
Bernburg	Cavern	31	500	700	Zechstein 2	1.203	898	898	1.000	yes
Bremen-Lesum-Storengy	Cavern	2	1.312	1.765	Zechstein	237	152	152	360	yes
Bremen-Lesum-Wesernetz	Cavern	2	1.050	1.350	Zechstein	29	21	21	160	yes
Empelde	Cavern	5	1.300	1.800	Zechstein 2	524	378	378	510	yes
Epe-ENECO	Cavern	2	1.000	1.400	Zechstein	132	94	94	400	yes
Epe-RWE, H-Gas	Cavern	10	1.100	1.420	Zechstein 1	509	388	388	870	yes
Epe-RWE, L-Gas	Cavern	4	1.250	1.430	Zechstein	246	178	178	400	yes
Epe-RWE, NL	Cavern	6	1.080	1.490	Zechstein	388	296	296	500	yes
Epe-KGE	Cavern	4	1.100	1.400	Zechstein	241	186	186	400	yes
Epe-NUON	Cavern	7	1.100	1.420	Zechstein 1	410	300	300	600	yes
Epe-Trianel	Cavern	4	1.170	1.465	Zechstein 1	249	190	190	600	yes
Epe-Uniper	Cavern	39	1.090	1.420	Zechstein 1	2.408	1.916	1.916	2.900	yes
Eitzel-EGL 1 u. 2	Cavern	19	900	1.100	Zechstein 2	1.628	1.170	1.170	1.320	yes
Eitzel-EKB	Cavern	9	1.150	1.200	Zechstein 2	1.231	895	895	800	yes
Eitzel-ESE	Cavern	19	1.150	1.200	Zechstein 2	2.607	1.912	1.912	2.250	yes
Eitzel-FSG Crystal	Cavern	4	1.150	1.200	Zechstein 2	610	390	390	600	yes
Harsefeld	Cavern	2	1.156	1.701	Zechstein	169	110	110	300	yes
Huntorf	Cavern	7	650	1.400	Zechstein	431	308	308	450	yes
Jemgum-astora	Cavern	9	950	1.500	Zechstein 2	1.015	760	760	775	yes
Jemgum-EWE	Cavern	8	950	1.400	Zechstein	548	366	366	250	yes
Katharina	Cavern	6	500	700	Zechstein 2	387	347	347	1.000	yes
Kiel-Rönne	Cavern	3	1.300	1.750	Rotliegend		62	99	100	yes
Kraak	Cavern	4	910	1.450	Zechstein	301	257	257	400	yes
Krummhörn	Cavern	3	1.500	1.800	Zechstein 2	270	154	154	280	yes
Nüßtermoor	Cavern	21	950	1.300	Zechstein	1.778	1.311	1.311	1.780	yes
Peckensen	Cavern	5	1.279	1.453	Zechstein	160	367	367	895	yes
Reckrod	Cavern	3	800	1.100	Zechstein 1	178	110	110	100	yes
Rüdersdorf	Cavern	1	900	1.200	Zechstein	128	100	100	140	yes
Straßfurt	Cavern	9	400	1.130	Zechstein	764	645	645	650	yes
Xanten	Cavern	8	1.000	#NV	Zechstein	198	172	172	320	yes
Durchschnitt Kavernenspeicher		8,741935484	1.013,774194	1.353,13333		660,6333333	486,6774194		710,6451613	

Anhang 1: Übersicht Poren- und Kavernen-UGS in Deutschland [61]