

Untertage Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

0179-3187/19/11

DOI 10.19225/191101

© 2019 EID Energie Informationsdienst GmbH

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Wie auch im Vorjahr konnte im Energie-Importland Deutschland der Erdgasverbrauch von rund 945 Mrd. kWh¹⁾ [1] zu ca. 7 % aus inländischer Förderung gedeckt werden. Die restlichen 93 % des Verbrauchs müssen durch Erdgasimporte geleistet werden, bei deren Lagerung Untertage-Erdgasspeicher eine zentrale Rolle spielen. Die Untertage-Gasspeicherung zeigte seit Beginn der Gasversorgung bis zum Jahr 2017 einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Im Berichtsjahr 2018 ist dieser Aufwärtstrend zum Erliegen gekommen und das verfügbare Arbeitsgasvolumen stagniert auf dem Niveau des Vorjahres. Der seit den letzten Jahren bestehende Trend des Bedeutungszuwachses der Salz-

kavernen gegenüber den Porenspeichern setzt sich auch im Berichtsjahr fort: Mit dem Speicher Kirchheilingen befindet sich ein weiterer Porenspeicher im Stilllegungsprozess. Die dadurch verlorene Arbeitsgaskapazität konnte jedoch durch neue Kapazitäten in Salzkavernen kompensiert werden. Im langjährigen Trend des deutschlandweit verfügbaren Arbeitsgasvolumens zeichnet sich zunehmend deutlich ab, dass eine Sättigungsgrenze unter den derzeit herrschenden Marktbedingungen erreicht sein könnte.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere

Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise hat für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung. Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten

oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst [2].

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 1 dargestellt [1]. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist um 0,5 % auf 23,7 % gestiegen.

Der deutsche Erdgasverbrauch ist jedoch gegenüber dem Vorjahr um 1,6 % [1] auf rund 97 Mrd. m³(Vn) gefallen, welches insbesondere durch die milde Witterung ab März 2018 und den damit gesunkenen Wärmebedarf zurückzuführen ist [1].

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung gegenüber dem Vorjahr

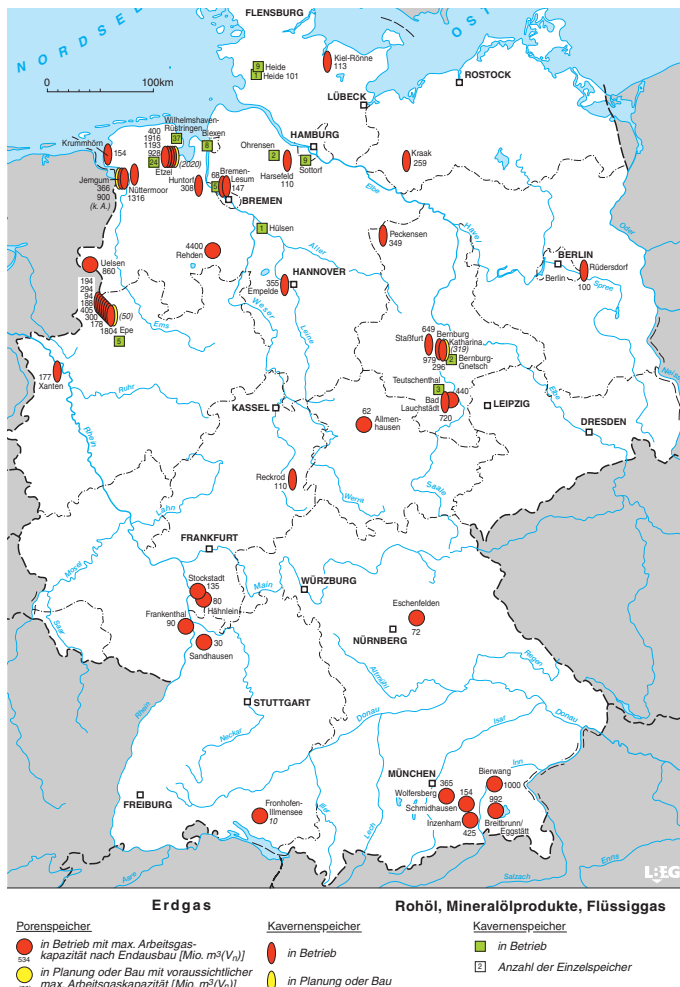


Abb.1 Speicherlokationen in Deutschland [4]

JAHRESRÜCKBLICK – SPEICHERTECHNIK

Tab. 1 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch

Energieträger	Anteil, %	
	2018	2017
Mineralöl	34,3	34,8
Erdgas	23,7	23,2
Steinkohle	10,0	10,9
Braunkohle	11,3	11,2
Kernenergie	6,4	6,2
Erneuerbare Energien	14,0	13,3
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,8 / -1,4	1,8 / -1,5

Quelle: AGEB 2019, LBEG 2019

Tab. 2 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2018)

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«	Mrd. m ³ (Vn)	9,1	15,2	24,3
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« ①	Mrd. m ³ (Vn)	9,1	15,4	24,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (Vn)/d	146	530	676
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ①	Tage	62	29	36
Anzahl der Speicher »in Betrieb«		16	31	47
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« ②	Mrd. m ³ (Vn)	0	2,4	2,4
Anzahl der Speicher »in Planung oder Bau« ②		0	4	4
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (Vn)	9,1	17,6	27,7

① Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)
 ② Inkl. Speichererweiterungen

Tab. 3 Erdgas-Porenspeicher

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	95
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–2.200	Muschelkalk				
					(Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	DEA Speicher GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.400	4.400	2.400
Sandhausen	BW	Uniper Energy Storage GmbH / terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	150
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	430
Wolfersberg	BY	Bayerngas GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär				
					(Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17.732	9.115	9.115	6.075

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
 Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

um rund 13 % auf 6,2 Mrd. m³(Vn) zurück.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2018

Die Speicherinformationen dieses Artikels beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Kavernen und Gasspeicher

(KUGS), dessen Geschäftsführung beim Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich sowohl im BVEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums »Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland«. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des

Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in

Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Sie können aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine gewisse Bedeutung haben.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes, der Dichtigkeit der geologischen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung.

Aquiferspeicher hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchs-

vollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002) [3]. Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland ist auf dem Kartenserver des LBEG (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) einzusehen.

Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der Erdgas-speicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,3 Mrd. m³ (Vn). Es entspricht damit dem Vorjahres-

wert. Lediglich die Anteile der Poren- bzw. Kavernenspeicher an diesem Wert haben sich um 0,2 Mrd. m³ (Vn) zugunsten der Kavernenspeicher verschoben. Grund für die Reduzierung der Speicherkapazität der Porenspeicher ist die Stilllegung des Porenspeichers Kirchheilingen. Dieser Verlust an Speichervolumen konnte jedoch im Wesentlichen durch die Inbetriebnahmen von Kavernen bei den Speichern Jemgum (astora), Katharina und Staßfurt ausgeglichen werden.

Des Weiteren ist anzumerken, dass die Gas-speicherung im stillgelegten Bergwerk Burggraf-Bernstorff nunmehr eingestellt wurde. Dessen ehemalige Arbeitsgasmenge von 3 Mio. m³ (Vn) hatte jedoch stets nur im geringen Maße zur bundesdeutschen Gesamtspeicherkapazität beigetragen.

Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern »in Betrieb« hat sich in der Summe gegenüber dem Vorjahr um eine Kaverne auf nunmehr 271 erhöht. Etwa 62 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Kavernenspeichern und ca. 38 % in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr nur wenig geändert. Es sind weiterhin dieselben Projekte mit einer zukünftigen Speicherkapazität von 2,4 Mrd. m³ (Vn) Arbeitsgas gemeldet (Tab. 5). Seit dem Vorjahr sind zwei Kavernen im UGS Jemgum (astora) und eine im UGS Katharina fertig-

Tab. 4 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Speicher	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	esco - european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	4	Rohöl	in Betrieb
					3	Benzin	in Betrieb
					1	Heizöl	in Betrieb
Bremen-							
Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	NI	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Ethylen	in Betrieb
					1	Propylen	in Betrieb
					1	EDC	außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven- Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	37	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					107		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2018
Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 5 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	15	780–950	Zechstein 2	903	720	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	31	500–700	Zechstein 2	1.234	979	979	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	231	147	147	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1.050–1.350	Zechstein	82	68	68	160
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	536	355	355	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1.000–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-innogy, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	516	405	405	870
Epe-innogy, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1.250–1.430	Zechstein	246	178	178	400
Epe-innogy, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1.080–1.490	Zechstein	387	294	294	500
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	249	188	188	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	255	194	194	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.299	1.804	1.804	2.900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900–1.100	Zechstein 2	1.662	1.193	1.193	1.320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1.150–1.200	Zechstein 2	1.270	928	928	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1.150–1.200	Zechstein 2	2.631	1.916	1.916	2.250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH »Crystal« / PATRIZIA GmbH	4	1.150 - 1.200	Zechstein 2	620	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	163	110	110	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1.400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	9	950–1.500	Zechstein 2	1.015	754	900	930
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	548	366	366	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500–700	Zechstein 2	331	296	296	900
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1.300–1.750	Rotliegend	111	72	113	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	325	259	259	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	270	154	154	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1.300	Zechstein	1.786	1.316	1.316	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	548	349	349	895
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	128	100	100	140
Staßfurt	ST	innogy Gas Storage NWE GmbH	9	400–1.130	Zechstein	793	649	649	650
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1.000	Zechstein	204	177	177	320
Summe			271			20.494	15.183	15.370	22.085

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018.

*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.

¹⁾ Einschl. Neuenhünorf. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 6 Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1.150–1.200	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	9	950–1.500	Zechstein 2	1.260		k.A.	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500–700	Zechstein 2	353		319	
Summe			40			4.613		2.389	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen. Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

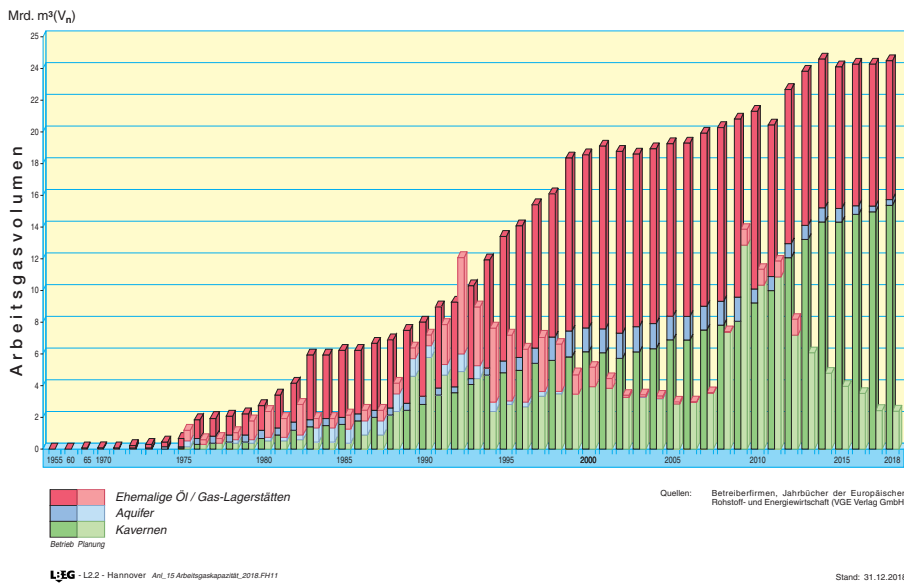


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens der untertagespeicher in Deutschland seit 1955 [4]

gestellt und in Betrieb genommen worden. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,7 Mrd. m³ (Vn) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (neun Kavernen) wurden allerdings keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o. g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³ (Vn) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. neun Kavernen theoretisch weitere 0,45 Mrd. m³ (Vn) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 3, 4 und 5 zeigen die Kenn-daten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt. Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 3, 4 und 5 sind zwei Werte aufgeführt: Das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den

Speichern in Betrieb vom »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das »maximale Arbeitsgasvolumen« aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 2 und Tabelle 5 die geografische Lage und die Kenn-daten der zwölf

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rd. 98 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2017/2018 [5] über einen Vorrat von 22,7 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,5 % gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

Referenzen

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2019): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018. - Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de
- [2] Wallbrecht, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
- [3] Langer, A. & Schütte, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., Heft 20, S. 63–69; Hannover.
- [4] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2019): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2018, Hannover; www.lbeg.niedersachsen.de
- [5] Erdölbevorratungsverband (EBV) (2018): Bericht über das Geschäftsjahr 2017/2018; Hamburg. www.ebv-oil.org