

Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Einleitung

Im Jahr 2016 musste Deutschland etwa 92 % seines Erdgasbedarfs einführen (Tab. 1). Zehn Jahre zuvor konnten noch 18 % des heimischen Verbrauchs in Deutschland selbst gefördert werden. Die Fracking-Diskussion sowie die zunehmende Erschöpfung der bestehenden Lagerstätten haben zu diesem drastischen Rückgang der deutschen Erdgasförderung geführt.

Die Erdgasspeicherung spielt daher bei der Absicherung der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland eine zentrale Rolle. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung bis zum Jahr 2016 einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Auch in 2016 hielt durch die Inbetriebnahme von neuen Salzkavernen in **Jemgum** und **Empelde** der Aufwärtstrend beim deutschen Arbeitsgasvolumen an.

Auch die Stilllegung von Speichern oder einzelner Kavernen in der Vergangenheit konnte daran nicht ändern. Bereits in 2011 wurde der Porenspeicher **Dötlingen** geschlossen, im Jahr 2015 wurde die Speicherkapazität des Speichers **Bierwang** reduziert und im Jahr 2016 befanden sich die Porenspeicher **Kalle** in Niedersachsen und **Buchholz** in Brandenburg in der Stilllegungsphase. In diesem Jahr wurde der Betrieb des **Berliner Aquifer-Erdgasspeichers**, der über eine Ausspeicherleistung von 225.000 m³ Erdgas pro Stunde verfügt, wegen fehlender Wirtschaftlichkeit eingestellt sowie eine Kaverne des UGS **Bernburg**, mit 33 Kavernen der viertgrößte Kavernenspeicher Europas, stillgelegt. Dem steht die Neueröffnung des Kavernenspeichers **Katharina** in Peißen nahe der Stadt Bernburg in Sachsen-Anhalt Ende Mai 2017 gegenüber. Bereits am 1. April waren die ersten sechs Kavernen des Gasspeichers in den kommerziellen Betrieb gegangen. Bis 2024 sollen sechs weitere Gaskavernen fertiggestellt werden. Sie werden über ein Speichervolumen von insgesamt rund 614 Mio. m³ verfügen. Der Speicher Katharina zeichnet sich vor allem durch seine zentrale Lage im europäischen Erdgasnetz sowie seine hohe Ausspeiseleistung aus. Er ist über die Erdgaspipeline JAGAL (Jamal-Gas-Anbindungsleitung) direkt an das europäische Fernleitungsnetz angebunden. Am Bau des Untergrundgasspeichers sind VNG, VNG Gasspeicher, Gazprom Export und Gazprom Germania beteiligt.

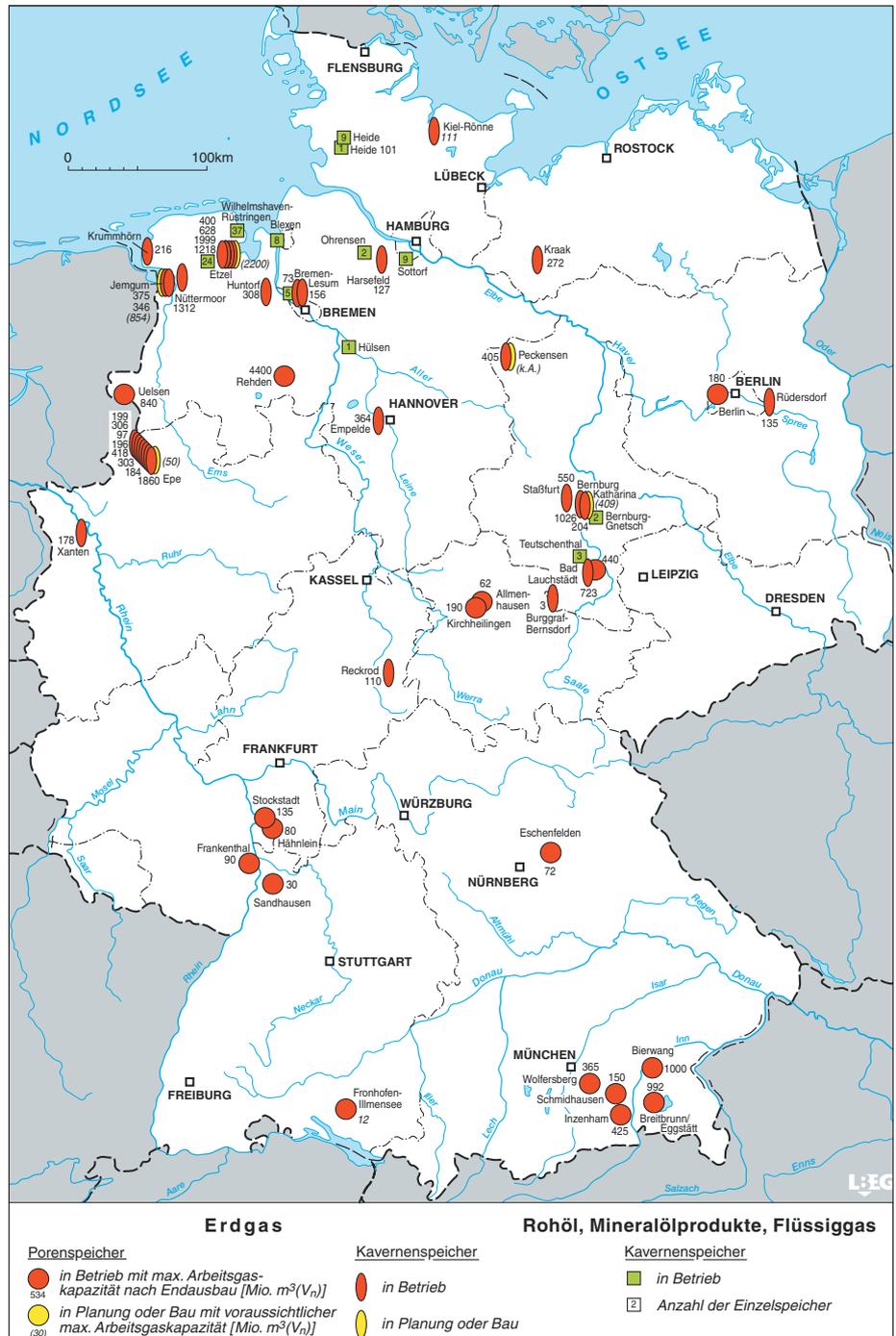


Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

Projekt- und Betriebsgesellschaft ist die Erdgasspeicher Peissen GmbH mit Sitz in Halle (Saale). Die Stilllegungen der letzten Jahre bestätigen dabei die Beobachtung, dass die Salzkavernenspeicher gegenüber den Porenspeichern an Bedeutung gewonnen haben, u. a. wegen ihrer höheren Ein- und Ausspeise-Flexibilität. Über den Status der Untertage-Erdgasspei-

cherung sowie über die Speicherung von Rohöl- und Mineralölprodukten in Deutschland wird in dieser Zeitschrift seit Jahren regelmäßig auf Basis der Daten des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie [LBEG 2017] berichtet.

Tab. 1 Versorgung des deutschen Erdgasmarktes

Bezugsland	Anteil, %	
	2015	2016
Deutschland	9	8
Niederlande	26	22
Norwegen	31	30
Russland und Sonstige (DK, UK etc.)	34	40
Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch	20,9	22,6

Quellen: BVEG 2017; AGE B 2017

Tab. 2 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Poren-speicher	Kavernen-speicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (Vn)	9,4	14,8	24,2
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau«, Mrd. m ³ (Vn) (A)	9,5	14,8	24,3
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (Vn)/d	157	519	676
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, d*	60	29	36
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	18	32	50
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau«, Mrd. m ³ (Vn) (B)	0	3,5	3,5
Anzahl der Speicher »in Planung oder Bau« **	0	5	5
Summe Arbeitsgas ((A) + (B)), Mrd. m³(Vn)	9,5	18,3	27,8

* Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)
 ** Inkl. Speichereinerweiterungen
 Quelle: LBEG, Stand 31. Dezember 2016

Tab. 3 Erdgas-Porenspeicher

in Betrieb	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe, m	Speicher-formation	Gesamt volumen* Mio. Nm ³	max. nutzbares Arbeitsgas, Mio. Nm ³	Arbeitsgas nach Endausbau, Mio. Nm ³	Plateau-Entnahmerate 1.000 m ³ /h
Allmenhausen	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG / GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	573	143	180	225
Bierwang	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520
Eschenfelden	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk	153	12	12	75
Hähnlein	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	DEA Speicher GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Rehden	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.400	4.400	2.400
Sandhausen	Uniper Energy Storage GmbH / terranetsbw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	180
Stockstadt	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.579	840	840	450
Wolfersberg	bayernugs GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär	583	365	365	240
Summe					18.535	9.426	9.463	6.555

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

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2016

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Diese klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Dazu kommt der Einsatz von Gasspeichern zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise. Speicher werden dann auch in Winterperioden temporär befüllt oder im Sommer entleert. Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder 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 Ausperrerate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. 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 Arbeitsgasvo-

lumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und aus- gespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst [Wallbrecht et al. 2006].

Lage und Kenndaten der Speicher am 31. Dezember 2016

Die hier wiedergegebenen Informationen über die Erdgasspeicher beruhen auf einer Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer.

Die Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere eingerichtet. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süd- deutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (ge- sult) werden, wo mächtige Salinare (Salzstö- cke) vorkommen und gleichzeitig eine um- weltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist.

Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der süd- lichste Kavernenspeicher liegt im Raum Ful- da. Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der Erd-

gasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,2 Mrd. m³(Vn)¹⁾. Es ist damit gegenüber dem Vor- jahr um rd. 0,4 % (0,1 Mrd. m³(Vn)) gestie- gen. Dies ist im Wesentlichen der Saldo aus der Reduzierung von Speicherkapazität durch die Stilllegung der Porenspeicher **Buchholz** und **Kalle** sowie dem Zuwachs von Speicherkapazität durch die Inbetrieb- nahmen von Kavernen in **Jemgum** und **Empelde**.

Damit sind derzeit etwa 61 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deuts- chland in Kavernenspeichern und ca. 39 % in Porenspeichern verfügbar.

Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 32 Kavernenspeichern »in Betrieb« hat sich somit Stand Ende Dezember 2016 gegenüber dem Vorjahr durch die Umset- zung von geplanten Erweiterungen um sechs Kavernen auf 266 erhöht (Tab. 4).

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o. g. Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen mit 3,5 Mrd. m³(Vn) Arbeitsgas rd. 0,5 Mrd. m³(Vn) weniger gemeldet als im Vorjahr. Die Anzahl der geplanten Projekte sank folglich. Im Falle der Realisierung aller hier

¹⁾ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_u mit 9,77 kWh/Nm³. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häu- fig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« be- zeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/Nm³ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgas wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Be- zugsgröße verwendet.

Tab. 5 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anzahl der Einzel- speicher	Füllung
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	4 / 3 / 1	Rohöl / Benzin / Heizöl
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	3*	Rohöl, Mineralölprodukte
Etzel	STORAG Etzel GmbH(bis 30.06.2016 IVG Caverns GmbH)	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide 101	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan
Hülsen	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte
Ohrensen	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1 / 1 / 1*	Ethylen / Propylen / EDC
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Teutschenthal	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–800	3	Ethylen, Propylen
Wilhelmshaven- Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	37	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe				105	

* außer Betrieb

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12. 2016

Tab. 4 Erdgas-Kavernenspeicher

in Betrieb	Betreiber / Eigentümer	Anzahl der Einzel-speicher	Teufe, m	Speicher-formation	Gesamt volumen* Mio. Nm ³	max. nutz-bares Ar-beitsgas, Mio. Nm ³	Arbeitsgas nach Endausbau, Mio. Nm ³	Plateau-Entnahme-rate 1.000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	905	723	723	920
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	33	500–700	Zechstein 2	1.334	1.026	1.026	1000
Bremen-Lesum-Storengy	Storengy Deutschland GmbH	2	1.300–1.780	Zechstein 2	235	156	156	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1.050–1.350	Zechstein	87	73	73	180
Burggraf-Bernsdorf	ONTRAS Gastransport GmbH	- ²⁾	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	560	364	364	510
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1.000–1.400	Zechstein	136	97	97	400
Epe-KGE	Kommunale Gasspeicher-ges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	260	196	196	400
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	425	306	306	700
Epe-RWE, H-Gas	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	534	418	418	870
Epe-RWE, L-Gas	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1.160–1.280	Zechstein	252	184	184	400
Epe-RWE, NL	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1.160–1.280	Zechstein	396	303	303	500
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	259	199	199	600
Epe-Uniper	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.375	1.860	1.860	2900
Etzel-EGL 1 und 2	Statoil Deutschland Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	900–1.100	Zechstein 2	1.695	1.218	1.218	1320
Etzel-EKB	EKB GmbH & Co. KG / TRIUVA GmbH	6	1.150–1.200	Zechstein 2	874	628	628	790
Etzel-ESE	Uniper Energy Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	1.150–1.200	Zechstein 2	2.746	1.999	1.999	2250
Etzel-FSG Crystal	Friedeburger Speicherbetriebs-gesellschaft mbH „Crystal“ / TRIUVA GmbH	4	1.150–1.200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	1.155–1.670	Zechstein	189	118	127	300
Huntorf ¹⁾	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1.400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	562	375	375	250
Jemgum-WINGAS	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	5	1.000–1.600	Zechstein 2	452	346	346	492
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	4	500–700	Zechstein 2	236	204	204	900
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1.300–1.750	Rotliegend	118	76	111	100
Kraak	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	325	272	272	400
Krummhörn	Uniper Energy Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	275	216	216	280
Nüstermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1.300	Zechstein	1.794	1.312	1.312	1480
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	5	1.300–1.450	Zechstein	643	405	405	1108
Reckrod	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	2	900–1.200	Zechstein	171	135	135	140
Stäbfurt	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	400–1.130	Zechstein	681	550	550	550
Xanten	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1.000	Zechstein	210	178	178	320
Summe (in Betrieb)		266			19.983	14.758	14.802	21610
in Planung oder Bau								
Epe-Uniper	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	STORAG ETZEL GmbH	26	1.150–1.200	Zechstein 2	3300		2.200	
Jemgum-WINGAS	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	13	1.000–1.600	Zechstein 2	1168		854	
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	8	500–700	Zechstein 2	472		409	
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	4	1.100–1.400	Zechstein	k.A.		k.A.	
Summe (in Planung/Bau)		52			4.940		3.513	

* Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen; k.A. – keine Angaben
¹⁾Einschl. Neuenhuntorf; ²⁾Stillgelegtes Bergwerk.

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12. 2016

BOHRIS

Blicken Sie einfach tiefer.

BOHRIS bietet:

- Übersichtliche Dokumentation bohrungsbezogener Daten
- Einheitliche Darstellung von Bohrlochbildern
- Umfassende Visualisierung von Bohrungsbarriersystemen
- Exakte MAASP-Berechnungen nach ISO 16530

Jetzt informieren

www.innogy.com/esk/BOHRIS

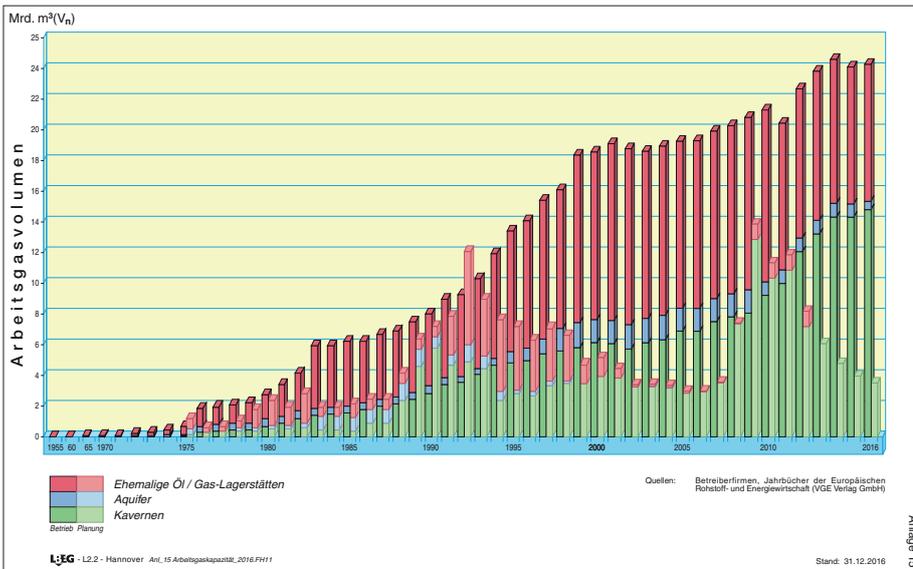
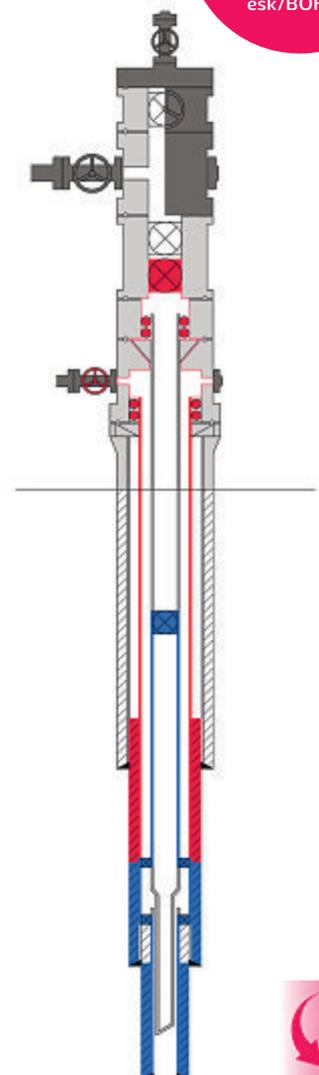


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

aufgeführten gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,8 Mrd. m³(Vn) (Vorjahr 28,3) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in **Peckensen** (vier Kavernen) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet.

Die Tabellen 3 und 4 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt (Die Namen der Unternehmen in den Tabellen entsprechen dem Stand von Dezember 2016). Das in den Tabellen genannte »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. Die Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher **Engelbostel** in Betrieb. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Neben den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 1 und Tabelle 5 die geografische Lage und die Kenndaten 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 2015/2016 über einen Vorrat von 23,6 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 4,4 % gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Derzeit stellt der EBV im Kavernenspeicher **Wilhelmshaven-Rüstringen** drei weitere Kavernen her.

Quellen

- AGEB 2017 – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016. Berlin/Köln, www.ag-energiebilanzen.de.
- BVEG 2017 – BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V.: Statistischer Jahresbericht 2016, Hannover, www.bveg.de.
- EBV 2016 – ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND: Geschäftsbericht 2015/2016. Hamburg, www.ebv-oil.de.
- LBEG 2017 – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016, Hannover, www.lbeg.de.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R.: Erdgas, Reserven-Exploration-Produktion (Glossar). Geol. Jb. 1997, Reihe D, Heft 109; Hannover.
- WALLBRECHT, J. et al.: Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. Arbeitskreis KUGS im BVEG; Hannover, 2006.