

# Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

## E inleitung

Deutschland ist ein Energie-Importland. Etwa 88 % des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 1). Untertage-Erdgasspeicher spielen eine zentrale Rolle bei der Energieversorgung. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung und zunehmender Gasnutzung einen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher. Besonders die Salzkavernenspeicher haben hier an Bedeutung gewonnen. Die öffentliche Wahrnehmung für die Bedeutung von Erdgasspeichern im Rahmen der Energiewende wollen Erdgasspeicherunternehmen mit der »Initiative Erdgasspeicher e. V.« (INES) fördern. Die Mitglieder der Initiative mit Sitz in Berlin betreiben mit ihren Untertageanlagen zusammen ca. 90 % der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland.

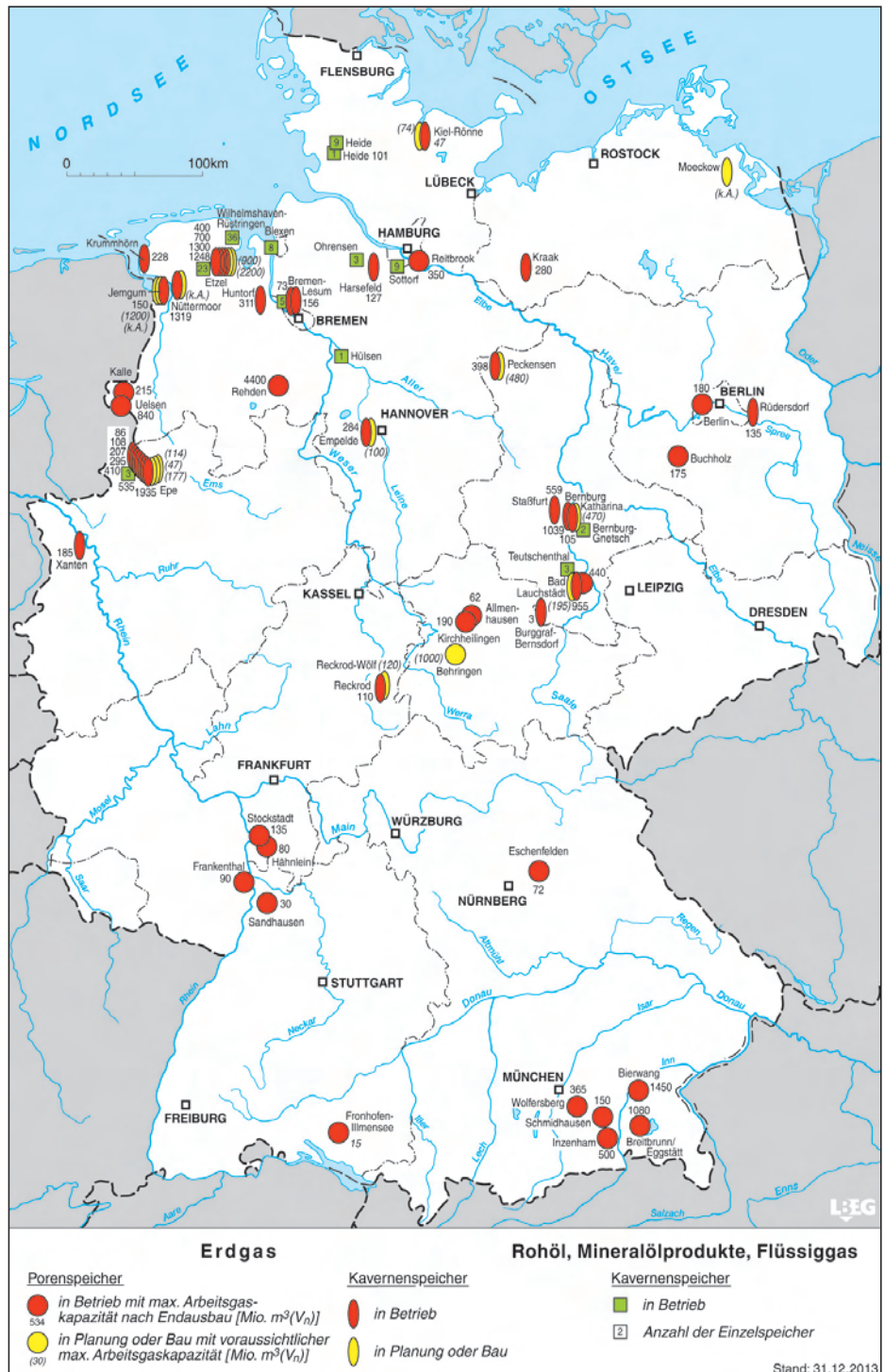
Über den Status der Untertage-Erdgasspeicherung sowie über die Speicherung von Rohöl- und Mineralölprodukten in Deutschland wird in dieser Zeitschrift seit Jahren regelmäßig auf Basis der Daten des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG, [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de)) berichtet.

Der Erdgasverbrauch lag 2013 mit rund 98 Mrd. m<sup>3</sup>(Vn)<sup>1</sup> um 6,4 % höher als im Vorjahr (AGEB 2014, Verbrauchszahl aus Angaben Mrd. kWh errechnet).

Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten, aber auch aufgrund des im Zuge der politischen Fracking-Diskussion entstandenen Genehmigungsstaus für die Erschließung neuer Lagerstätten ging die heimische Förderung um rd. 9 % auf 9,8 Mrd. m<sup>3</sup>(Vn) zurück.

## Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Diese klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend durch eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender



0179-3187/11/14  
© 2014 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

(Quelle: LBEG)

Tabelle 1 Erdgasaufkommen in Deutschland

Bezugsland	Anteil in %	
	2012	2013
Deutschland	13	12
Niederlande	25	25
Norwegen	25	20
Russland	32	37
Dänemark / Großbritannien /...	5	6
Quelle: WEG, nach AGEB		

Gaspreise ist von Bedeutung, d. h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salz-Kavernenspeicher. 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. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen sogar 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 verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck im Speicher aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen längeren Zeitraum. 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« zusammen gefasst [Wallbrecht et al. 2006].

**Age und Kenndaten der Speicher am 31. Dezember 2013**

Die hier wiedergegebenen Speicherinformationen beruhen auf einer Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfir-

<sup>1)</sup> alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) Ho mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H<sub>u</sub> als Bezugsgröße verwendet.

men in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Die Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe.

Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland<sup>1)</sup>. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Es hat sich damit um rund 5 % gegenüber dem Vorjahr erhöht. Dies hängt wesentlich mit der Erweiterung bestehender Speicher wie Epe, Etzel, Peckensen und Staßfurt sowie Inbetriebnahme des Speichers Jemgum zusammen. Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 51 Kavernenspeichern »in Betrieb« hat sich gegenüber dem Vorjahr hierdurch um 13 Kavernen auf nunmehr 244 erhöht (s. Tab. 4). Etwa 55 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland – mit einem weiter steigenden Trend – sind in Kavernenspeichern und ca. 45 % in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o. g. Inbetriebnahme neuer Speicher sowie dem Planungsstopp beim Porenspeicher Behringen mit 6,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Arbeitsgas rd. 2,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) weniger gemeldet als im Vorjahr. Die Anzahl der geplanten Projekte sank folglich. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 30,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (Vorjahr 31,7) verfügbar sein.

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 diesen Tabellen entsprechen dem Stand vom 31. Dezember 2013.

Weitere Projekte sind in Planung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (s. Kap. Weitere ...).

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen

3 und 4 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.

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.

Die in den folgenden beiden Kapiteln zusammengefassten ergänzenden Angaben zu den einzelnen Speichern wurden über den Stichtag 31. Dezember 2013 hinaus so weit möglich aktualisiert.

**Porenspeicher**

Bei den geplanten Speichern wird der Porengasspeicher **Behringen** nicht mehr in der Tabelle 3 geführt, da nach Angaben der Storingy Deutschland GmbH gegenwärtig nicht abzusehen ist, ob dieses Projekt umsetzbar ist.

Ab Anfang 2015 soll der seit 1982 bestehende Erdgasspeicher **Inzenham-West** um eine Bohrung ergänzt werden. Die Analyse aktueller Seismikdaten zeigt, dass der Erdgasspeicher durch zusätzliche, bisher nicht erschlossene geologische Bereiche der Inzenham-Aufwölbung sinnvoll ergänzt werden könnte.

Die E.ON Avacon hat im Dezember 2011 beschlossen, den Erdgasspeicher in **Lehrte**

Tabelle 2 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Poren- speicher	Kavernen- speicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	10,6	13,2	23,8
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« <sup>(A)</sup>	10,8	13,7	24,5
Plateau-Entnahmerate, Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	174,4	463,6	638,0
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	61	28	37
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	21	30	51
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« <sup>(B)</sup> , Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0	6,1	6,1
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	0	15	15
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	10,8	19,8	30,6
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate)			
** inkl. Speichererweiterungen			Stand: 31. 12. 2013

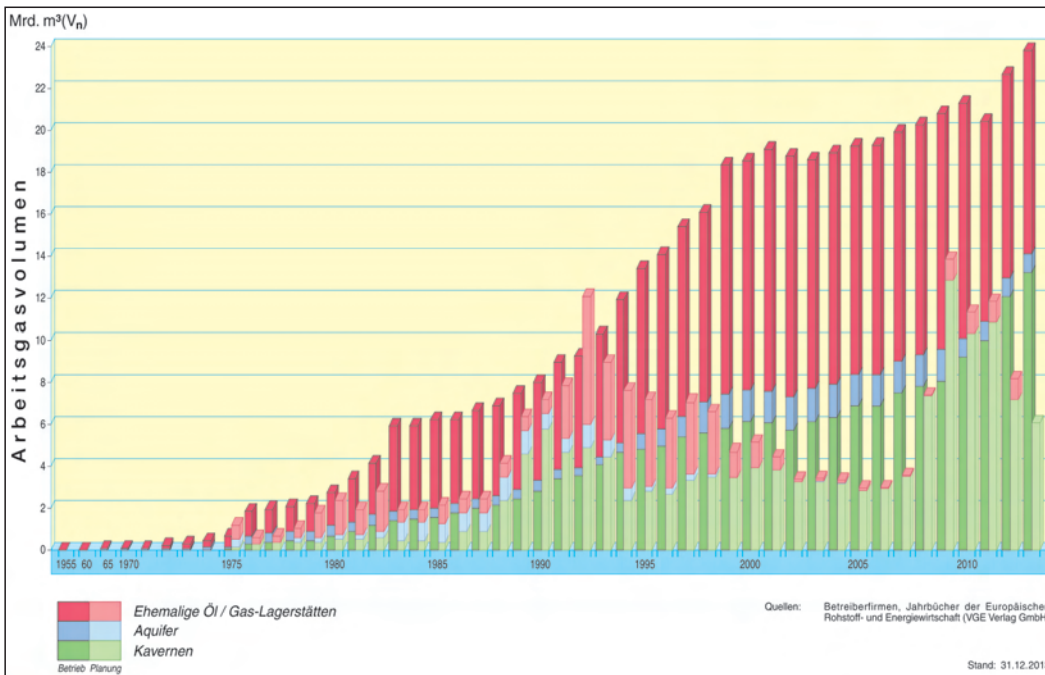


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

(Quelle: LBEG)

zurückzubauen. Aus diesem Grund fehlt der Speicher in der Tabelle 2. Seit Januar 2012 wird intermittierend aus gespeichert.

**Kavernenspeicher**

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920.000 m<sup>3</sup>/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238.000 m<sup>3</sup>/h darstellen.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgesolt. Eine neue Kaverne wurde im Juni 2009 in Betrieb genommen. Eine fünfte Kaverne befindet sich zurzeit im Solprozess. Zwei weitere Kavernen sollen ebenfalls bis 2018 fertig gestellt sein. Seit der Zulassung des Rahmenbetriebsplanes durch das LBEG im Jahr 2008 laufen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazugehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen wurden die vorhandenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die KGE – Kommunale Gasspeicher-Gesellschaft Epe betreibt seit Oktober 2013 am Standort Epe die zweite von insgesamt vier Kavernen. Die Kavernen haben ein Arbeitsgasvolumen von ca. 85,5 Mio. m<sup>3</sup>. Parallel zum Speicherbetrieb werden die erforderlichen gastechnischen Anlagen für die beiden übrigen Kavernen auf dem Kavernenplatz

errichtet. In 2015 soll der Endausbau des Speichers abgeschlossen sein. Die Eneco Gasspeicher B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) übernommen. Zwei Kavernen sowie die Übertageanlage sind fertiggestellt.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) betreibt insgesamt 39 Kavernen am Standort Epe. Eine weitere Kaverne mit einer Arbeitsgasmenge von 47 Mio. m<sup>3</sup> soll im Jahr 2015 fertiggestellt werden.

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde in 2013 fortgesetzt. Durch Umrüstung ehemaliger Ölkavernen auf Gasbetrieb stehen für die Betriebsbereiche EGL 1 und 2 insgesamt 19 Kavernen zur Verfügung (Tab. 4). Seit 2006 wurden darüber hinaus durch Neubau im sogenannten »Nordfeld« insgesamt 21 Gaskavernen mit einem maximal verfügbaren Arbeitsgasvolumen von rd. 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> an Kunden aus der Energiewirtschaft übergeben (Gesamt-arbeitsgasvolumen Kavernenfeld Nord und Süd rund 3,6 Mrd. m<sup>3</sup>). Weitere bis zu 26 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von mehr als 3 Mrd. m<sup>3</sup> befinden sich im Bau oder in Planung (Tab. 4).

Am Standort Etzel ist die IVG Eigentümer und IVG Caverns GmbH der Unternehmer i. S. des BBERG und verantwortlich für Bau und Betrieb der Kavernen. Eigentümer der Gasbetriebsanlagen und technisch-wirtschaftlicher Betreiber der einzelnen Gasspeicherbetriebe am Standort Etzel sind nach Angaben der IVG folgende Konsortialgesellschaften: Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG (EGL) (Betreiber: Statoil Deutschland Storage GmbH), Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH »Crystal«

(Betreiber: FSG Crystal), EKB – Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG (Betreiber: EKB), ESE – Erdgasspeicher Etzel (Betreiber: E.ON Gas Storage GmbH).

Die neue Speicherstation des EKB-Konsortium aus BP Europa SE, DONG Energy Speicher GmbH und Gazprom Germania GmbH am Standort Etzel wurde 2012 fertiggestellt und in Betrieb genommen. Der EKB-Speicher kann in sechs Salzkavernen ein Arbeitsgasvolumen von 0,7 Mrd. m<sup>3</sup> speichern.

Die Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH »Crystal« (EDF/EnBW-Joint-Venture) hat am Standort Etzel am 1. Oktober 2012 den kommerziellen Speicherbetrieb mit vier Gaskavernen aufgenommen. Das Arbeitsgasvolumen beträgt 400 Mio. m<sup>3</sup>.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooperation mit der

OMV AG, der VNG AG und der Gas-Union GmbH am Standort Etzel das Speicherprojekt Erdgasspeicher Etzel (ESE) fortgesetzt, das 19 Gaskavernen mit einem voraussichtlichen Arbeitsgasvolumen von 2,2 Mrd. m<sup>3</sup> umfasst. Die neue Speicherstation wurde im Jahr 2012 fertiggestellt. Bisher sind elf Kavernen betriebsbereit und es steht ein Arbeitsgasvolumen von insgesamt 1,3 Mrd. m<sup>3</sup> zur Verfügung. Ende 2014 sollen alle 19 Kavernen angeschlossen sein.

Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gaspipelinennetz sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abnutzung der Rohstoffe. Derzeit sind mit 42 Gas- und 24 Ölkavernen insgesamt 66 Kavernen mit einem Hohlraumvolumen von rund 41 Mio. m<sup>3</sup> in Betrieb, somit zählt der Kavernenspeicher Etzel mit seiner Kapazität zu den größten in Deutschland.

Die EWE Gasspeicher GmbH hat in Jemgum im April 2013 mit der Erstbefüllung von vier Kavernen begonnen. Der Speicher wurde am 15. Mai 2013 offiziell in Betrieb genommen. Vier weitere Kavernen befinden sich im Solprozess.

Auch die WINGAS GmbH errichtet am Standort Jemgum einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH ist mit einem Sechstel an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens WINGAS sind bis zu 18 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von bis zu 1,2 Mrd. m<sup>3</sup> geplant, wovon in einer ersten Ausbaustufe zehn Kavernen mit einem gesamten Arbeitsgasvolumen von bereits rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> errichtet werden. Derzeit

Tabelle 3 Erdgas-Porenspeicher

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	Gesamt- volumen <sup>1)</sup> Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Plateau-Ent- nahmerate 1.000 m <sup>3</sup> /h
<b>In Betrieb</b>								
Allmenhausen	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / E.ON 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	560	135	180	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.450	1.450	1.200 <sup>2)</sup>
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE Dea AG / Storengy Deutschland GmbH / E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	1.080	520
Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	570–610	Buntsandstein	234	175	175	80
Eschenfelden	N-Ergie / E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 <sup>2)</sup>
Frankenthal	Enovos Deutschland AG	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I+II	300	90	90	130
Fronhofen- Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk	153	15	15	35
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 <sup>2)</sup>
Inzenham	RWE Dea AG / RWE Dea Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	415	500	255
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Rehden	astrora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH,	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.400	4.400	2.400
Reitbrook	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	640–725	Oberkreide	493	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH / terraneis bw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45 <sup>2)</sup>
Schmidhausen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45 <sup>2)</sup>
Stockstadt	E.On Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 <sup>2)</sup>
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.402	840	750	395
Wolfersberg	RWE Dea AG / Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär	583	365	365	240
<b>Summe (in Betrieb)</b>					<b>19.702</b>	<b>10.601</b>	<b>10.819</b>	<b>7.265</b>
<sup>1)</sup> Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen								
<sup>2)</sup> Maximalrate (kurzzeitig)					Stand 31. 12. 2013; Quelle: Betreiberfirmen			

befinden sich zwei Kavernen in der Phase der Soleentleerung und Gaserstbefüllung. Weitere Kavernen werden zurzeit gesolt. Der Betrieb des Speichers, der am 12. September 2013 offiziell startete, erfolgt durch die WINGAS-Tochter astora GmbH & Co. KG. Der Standort Jemgum ist über eine 14 km lange Leitung auch an das niederländische Gasversorgungsnetz angeschlossen.

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH (VNG/Gazprom-Joint-Venture) baut den **UGS Katharina**. In den kommenden 15 Jahren soll in Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeitsgasvolumen von knapp 600 Mio. m<sup>3</sup> in 12 Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden. Die Bauarbeiten haben im Herbst 2011 begonnen. Am 1. September

2014 wurde die dritte Kaverne in Betrieb genommen. Damit erhöht sich das Arbeitsgasvolumen des Speichers um rund 41 Mio. auf rund 158 Mio. m<sup>3</sup>. Bis 2017 soll die Zahl der Kavernen auf sieben steigen und der Speicher bereits damit die maximale Aus-speicherungsleistung von rund 24 Mio. m<sup>3</sup>/d erreichen.

In **Kiel-Rönne** wurde der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig im Januar 2012 abgeschlossen. Derzeit wird die Kaverne weiter ertüchtigt, die Gaserstbefüllung wurde verschoben. Geplant ist es, 50 % des gesolten Hohlraumvolumens mit Erdgas zu befüllen. Im Anschluss erfolgen der Ausbau des Soleentleerungsstrangs sowie der Einbau des Untertagesicherheitsventils. Die verbleibenden mit Sole gefüllten 50 % des Hohlraumvolumens dienen als Reserve, um in den folgenden Jahren auf sich ändernde Marktbedingungen reagieren zu können.

Der Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH besitzt nach Reparatur/Nachsolung und Erweiterung, welche Anfang 2013 abgeschlossen wurde, ein Arbeitsgasvolumen von 228 Mio. m<sup>3</sup>.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde im Rahmen der Exploration die erste Bohrung Anfang 2008 erfolgreich beendet. In 2008 bis 2009 erfolgten seismische und gravimetrische Untersuchungen. Für das Speicherprojekt Moeckow liegen mittlerweile ein zugelassener Rahmenbetriebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. Die Erstellung der möglichen 24 Kavernen soll in mehreren Baustufen erfolgen, allerdings ist der Zeitpunkt für den Baubeginn noch offen und hängt von energie-wirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

In **Nüttermoor** ist auch die dritte Kaverne K21 fertiggestellt und in Betrieb.

Tabelle 4 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamt- volumen <sup>1)</sup> Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Arbeitsgas Endausbau Mio.m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Plateau-Ent- nahmerate 1.000 m <sup>3</sup> /h
<b>In Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	19	780–950	Zechstein 2	965	760	955	920
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	33	500–700	Zechstein 2	1.345	1.039	1.039	1.000
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	87	73	73	160
Bremen-Lesum-Storengy	Storengy Deutschland GmbH	2	1.300–1.780	Zechstein 2	236	156	156	220
Burggraf-Bernsdorf	ONTRAS–VNG Gasspeicher GmbH stillg. Bergwerk		580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1.300–1.800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.488	1.935	1.935	2.900 <sup>3)</sup>
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1.000–1.400	Zechstein	153	108	108	400
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe 2 mbH & Co. KG		1.100–1.400	Zechstein	113	86	86	200
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	379	284	295	650
Epe-RWE, H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	12	1.100–1.420	Zechstein 1	679	535	535	870
Epe-RWE, L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	8	1.160–1.280	Zechstein	531	410	410	800
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	271	207	207	600
Etzel-EKB	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / IVG Caverns GmbH	6	1.150–1.200	Zechstein 2	950	700	700	700
Etzel-FSG Crystal	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Cr ystal / IVG Caverns GmbH	4	1.100–1.200	Zechstein 2	640	400	400	600
Etzel-EGL 1+2	Statoil Deutschland Storage / IVG Caverns GmbH	19	800–1.100	Zechstein 2	1.785	1.248	1.248	1.320
Etzel-ESE	E.ON Gas Storage / IVG Caverns GmbH	11	1.150–1.200	Zechstein 2	1.800	1.300	1.300	2.250
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	1.155–1.670	Zechstein	172	108	127	300
Huntorf <sup>2)</sup>	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1.400	Zechstein	435	311	311	450
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	4	950–1.400	Zechstein	238	150	150 <sup>4)</sup>	250
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	2	500–700	Zechstein 2	129	105	105	77
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG / E.ON Hanse AG	2	1.300–1.600	Rotliegend	78	47	47	100
Kraak	E.ON Hanse AG	4	900–1.450	Zechstein	330	280	280	400
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	310	228	228	280 <sup>3)</sup>
Nüttermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1.300	Zechstein	1.801	1.319	1.319	1.480
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	4	1.300–1.450	Zechstein	473	303	398	920
Reckrod	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
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	8	400–1.130	Zechstein	690	559	559	550
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1.000	Zechstein	217	185	185	280
<b>Summe (in Betrieb)</b>		<b>244</b>			<b>17.949</b>	<b>13.220</b>	<b>13.688</b>	<b>19.317</b>
<b>In Planung oder Bau</b>								
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	3	800–860	Zechstein 2	250	–	195	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	125	–	100	–
Epe-ZES	Zechstein Energy Storage GmbH	3	1.000–1.400	Zechstein 1	292	–	177	–
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k.A.	–	47	–
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	2	1.100–1.400	Zechstein	152	–	114	–
Etzel-ESE	E.ON Gas Storage GmbH / IVG Caverns GmbH	8	1.150–1.200	Zechstein 2	1.300	–	900	–
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	26	1.150–1.200	Zechstein 2	3.300	–	2.200	–
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	4	950–1.400	Zechstein	k.A.	–	k.A.	–
Jemgum-WINGAS	astora GmbH & Co. KG / VNG Speicher GmbH / WINGAS GmbH	18	1.000–1.600	Zechstein 2	1.620	–	1.200	–
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	10	500–700	Zechstein 2	574	–	470	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1.500–1.750	Rotliegend	114	–	74	–
Moeckow	EWE VERTRIEB GmbH	24	1.100–1.500	Zechstein	k.A.	–	k.A.	–
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	6	1.100–1.400	Zechstein	720	–	480	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	3	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
<b>Summe (Planung/Bau)</b>		<b>111</b>			<b>8.597</b>	<b>–</b>	<b>6.077</b>	<b>–</b>

<sup>1)</sup> Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen; <sup>2)</sup> einschl. Kaverne Neuhunorf

Stand 31. 12. 2013

<sup>3)</sup> Maximalrate (kurzzeitig); <sup>4)</sup> vom LBEG geschätzt

Quelle: Betreiberfirmen, Genehmigungsbehörden

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde um eine vierte und fünfte Kaverne erweitert, die im Oktober 2013 bzw. 2014 in Betrieb genommen wurden. Im Oktober 2014 wurde ebenfalls die zweite Ausbaustufe in Betrieb genommen. Damit verfügt der Speicher jetzt über ein Arbeitsgasvolumen von über 400 Mio. m<sup>3</sup>, bei einer max. Injektionsrate von knapp 400.000 m<sup>3</sup>/h und einer Ausspeicherleistung von über 900.000 m<sup>3</sup>/h. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m<sup>3</sup> verfügen, zurzeit ist allerdings kein weiterer Ausbau geplant.

Der Speicher **Stauffurt** der RWE Gasspeicher GmbH ist in den vergangenen Jahren sukzessive auf acht Kavernen sowie zusätzliche Obertageanlagen erweitert worden. In 2013 hat die RWE Gasspeicher GmbH nach eigenen Angaben entschieden, den Ausbau mit ursprünglich geplanten weiteren vier Kavernen aufgrund des absehbar fortbestehenden schwierigen Marktumfeldes für Erdgasspeicher abzubrechen.

### W weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

Die Speicher Haidach und 7Fields in Österreich sind für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands ebenfalls von Bedeutung. Der Speicher **Haidach**, eine ehemalige Gaslagerstätte bei Salzburg, wurde durch ein Firmenkonsortium bestehend aus RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, WINGAS und Gazprom export eingerichtet und ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher verfügt nach Abschluss der zweiten Ausbaustufe im April 2011 über 2,64 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen. Die Ein- und Auslagerleistung beträgt 1 Mio. bzw. 1,1 Mio. m<sup>3</sup>/h.

Der Speicher **7Fields** ist ein Zusammenschluss mehrerer ausgeförderter Erdgaslagerstätten in den Bundesländern Oberösterreich und Salzburg. Die Entwicklung dieses Speichers erfolgt durch ein Joint-Venture der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und der E.ON Gas Storage GmbH (EGS), wobei RAG die Funktion des Errichters und technischen Betriebsführers übernimmt, während EGS als Speicherunternehmer die gesamte Kapazitätsvermarktung obliegt. Die erste Phase mit einem Arbeitsgasvolumen 1,165 Mrd. m<sup>3</sup> und einer Einspeicherleistung von 405.000 m<sup>3</sup>/h sowie einer Ausspeicherleistung von 607.000 m<sup>3</sup>/h wurde zum 1. April 2011 in Betrieb genommen. Mit der Inbetriebnahme der zweiten Ausbaustufe im April 2014 wurde das Arbeitsgasvolumen zusätzlich um 685 Mio. m<sup>3</sup> auf 1,85 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht. Bei entsprechender Marktentwicklung kann der Speicher auf ein Arbeitsgasvolumen von rd. 2 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut werden. Der Speicher ist über die Austrian-Bavarian-Gasline (ABG) in Hai-

ming an das deutsche Marktgebiet Net Connect Germany angeschlossen. Mitte 2012 erfolgte ein Anschluss in Überackern an die österreichische Penta West-Leitung der OMV. Mit Januar 2014 wurde auch die Anbindung an das österreichische Verteilernetz in Betrieb genommen, wodurch die Nutzbarkeit für die in Österreich tätigen Versorger wesentlich verbessert werden konnte.

### Internationale Aktivitäten

Weltweit stehen derzeit etwa 362 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen in 698 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 5). Von diesen Speichern befinden sich etwa 30 % in Europa/CIS und 70 % in den USA und Kanada. In umgekehrtem Verhältnis stellen die Speicher in Europa/CIS etwa 63 % und die nordamerikanischen Speicher nur etwa 35 % des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 81 % die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 13 % sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 94 % der Speicher im Vergleich zu den nur 6 % der Kavernenspeicher (Zahlenangaben nach Daten der IGU).

Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 45 % der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 55 % in Salzkavernen installiert.

Die in der Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committeees der International Gas Union (Basic UGS Activities) unter deutscher Leitung erarbeitete Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt (24. Welt-Gas-Konferenz in Buenos Aires Oktober 2009) ist Grundlage für die Fortsetzung und Aktualisierung des Berichtes im WOC 2 der International Gas Union. Weitere Inhalte sind die »UGS Data Bank«, die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten, Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassende Datenbasis zu den UGS in der Welt entwickelt. Der Arbeitsgruppenbericht, inkl. der UGS-Datenbank, der GIS-Visualisierung und des Glossars, ist über die IGU-Website zugänglich (IGU 2009, <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>). Der aktualisierte Bericht wurde im Rahmen der Welt-Gas-Konferenz 2012 in Malaysia vorgestellt.

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in Westeuropa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE zu entnehmen ist ([www.gie.eu.com](http://www.gie.eu.com)).

Tabelle 5 Erdgasspeicher in der Welt (Daten der Studie IGU 2009 für 2010/11)

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m <sup>3</sup>	Anzahl Speicherbetriebe
USA	121.400	419
Russia <sup>*/**</sup>	65.620	22
Ukraine <sup>*</sup>	32.780	13
Germany <sup>1)</sup>	23.800	51
Italy	17.440	12
Canada	16.680	56
France	12.600	16
Austria	7.450	10
Hungary	6.280	6
Uzbekistan <sup>*</sup>	5.400	3
Netherlands	5.200	4
United Kingdom	4.820	9
Kazakhstan <sup>*</sup>	4.200	3
Azerbaijan	4.200	3
China	3.970	9
Czech Republic	3.710	8
Romania	3.510	8
Spain	3.380	6
Slovakia	2.970	3
Poland	2.700	8
Latvia	2.300	1
Turkey	1.900	2
Bulgaria	1.650	2
Australia	1.610	4
Iran	1.430	2
Belarus <sup>*</sup>	1.160	3
Japan	1.100	4
Denmark	1.020	2
Belgium	730	1
Croatia	560	1
New Zealand	270	1
Ireland	210	1
Portugal	140	1
Armenia <sup>*</sup>	140	1
Argentina	100	1
Kyrgystan <sup>*</sup>	60	1
Sweden	9	1
<b>Summe</b>	<b>362.499</b>	<b>698</b>
Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas »in Betrieb«		
<sup>1)</sup> Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2013 ergänzt		
* Staaten der GUS.		
** inkl. 30 Mrd. m <sup>3</sup> »strategic reserves« in Russland		

### Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in der Abbildung 1 und Tabelle 6 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2013 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rund 97 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenvorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Laut Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinführen ei-

Tabelle 6 **Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas**

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anz. d. Einzelspeicher	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	IVG Caverns GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	23	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 AG	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG	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	36	Rohöl, Mineralölprodukte
<b>Summe Einzelspeicher</b>				<b>103</b>	
* außer Betrieb				Stand 31. 12. 2013;	Quelle: Betreiberfirmen

nes Zeitraumes von 90 Tagen zu halten. Dabei machen die Produkte Otto- und Dieselmotorkraftstoff, leichtes Heizöl und Flugturbinenkraftstoff mindestens ein Drittel der Gesamtmenge aus.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung verfügte im Geschäftsjahr 2012/13 (1. April–31. März) über rund 23,5 Mio. t Crude Oil Equivalents (coe). Die derzeit gesetzlich vorgeschriebene Vorratspflicht beträgt 23,5 Mio. t. Die Reserven stehen im Eigentum des EBV. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr.

Der EBV will den Speicher in **Wilhelmshaven-Rüstringen**, den größten seiner vier Lagerstandorte, erweitern. Die NWKG hat eine Genehmigung für den Bau von sechs neuen

Kavernen. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hatte Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Die Solung der Kaverne K 801 verlief bisher planmäßig und die Bohrungen von drei weiteren Kavernen wurden abgeschlossen; diese stehen im laufenden Geschäftsjahr 2013/14 zur Solung bereit. Die Ölkavernen des EBV in Wilhelmshaven und der IVG AG in Etzel sind über die Nord-West-Ölleitung mit dem Ölterminal in Wilhelmshaven verbunden.

Der Artikel beruht in wesentlichen Teilen auf dem aktuellen Jahresbericht »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland« des LBEG, Hannover.

**Quellen**

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2014): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013. Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de  
 Bittkow, P., Rempel, H. (2008/09): Edelenenergie Erdgas

– Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1/2). ERDÖL ERDGAS KOHLE 11/124, S. 444–452 / 1/125, S. 11–19.

Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996–1999. United Nations, Geneva.

Erdölbevorratungsverband (EBV) (2013): Geschäftsbericht 2012/2013. Hamburg. www.ebv-oil.de.

International Gas Union (IGU) (2009): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 24. World Gas Conference in Buenos Aires, Statusbericht weltweiter Gasspeicherung <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>.

Obst, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung für Erdgas und CO<sub>2</sub> im Nordosten Deutschlands. Zeitschrift für Geologische Wissenschaften, Band. 36, S. 281–302, Berlin.

Wallbrecht, J. et al (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2014): Jahresbericht 2013, Fakten und Trends. Hannover. www.erdoel-erdgas.de.