

# Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

## Underground Gas Storage in Germany

### E inleitung

Die sichere Erdgasversorgung Deutschlands wird durch Importe, heimische Förderung und durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Über 80 % des Erdgases werden importiert (Tab. 1). Die Tabelle 2 zeigt die statistischen Angaben für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in 2011 für Deutschland. Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um ca. 16 % auf 11,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) zurück. Der Gasverbrauch sank ebenfalls, und zwar um etwa 13 % auf rund 86 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) [AGEB 2012].

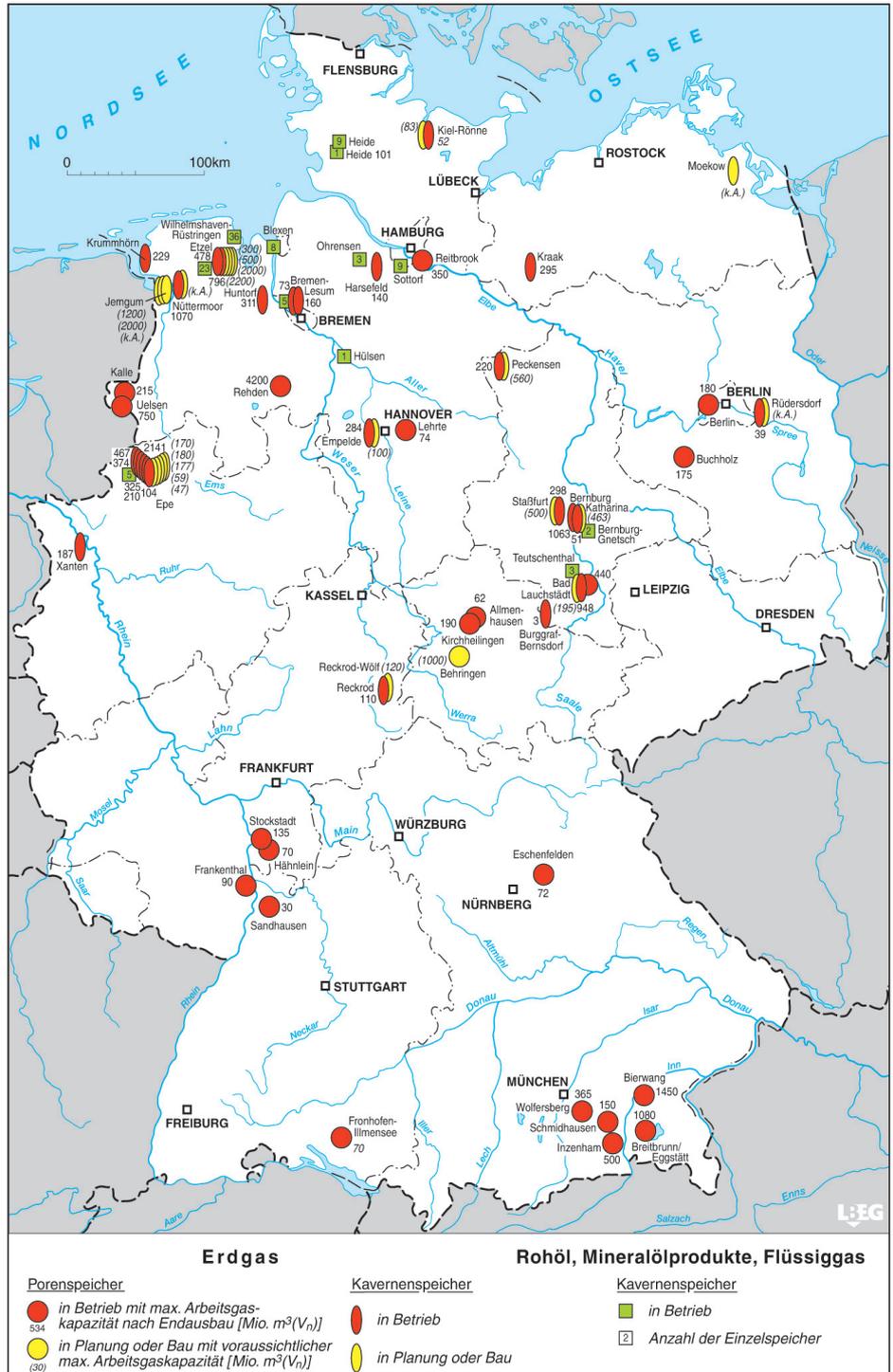
Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend, insbesondere bei den Kavernenspeichern. In 2011 ist die Arbeitsgaskapazität wegen der Aufgabe eines großen Speichers erstmals wieder gesunken (Tab. 3, Abb. 2)

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.

### G rundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Die 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 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



0179-3187/11/12  
© 2012 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

Tabelle 1 Erdgasaufkommen in Deutschland

Bezugsland	Anteil in %	
	2010	2011
Deutschland	14	14
Niederlande	21	20
Norwegen	28	27
Russland	32	30
Dänemark / Großbritannien /...	5	9

Quelle: WEG

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 Auspeicherrate 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 langen 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« zusammengefasst [Wallbrecht et al. 2006].

**Lage und Kenndaten der Speicher am 31. Dezember 2011**

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

Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Tabelle 3 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland<sup>1)</sup>. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

<sup>1)</sup> alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H<sub>0</sub> 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 Erdgas wird gelegentlich auch der untere Heizwert H<sub>1</sub> als Bezugsgröße verwendet.

Tabelle 2 Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauchszahlen

Einheit	Jahr		Veränderung 2010/11 in %
	2010	2011	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh (Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )) <sup>1)</sup>	125 (12,6)	118 (11,8)	-6
Einfuhr, Mrd. kWh	985	943	-4
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh (Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )) <sup>1)</sup>	1.109 (113,5)	1.062 (108,7)	-4
Ausfuhr, Mrd. kWh	183	200	9
Speichersaldo <sup>2)</sup> , Mrd. kWh	41	-20	-
Verbrauch, Mrd. kWh (Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )) <sup>1)</sup>	967 (99)	842 (86,2)	-13
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	107,1	93,3	-13

Quellen: AGE, WEG

<sup>1)</sup> Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach LBEG-Erhebung und WEG (2012). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z. B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der Groningen-Qualität mit einem Heizwert H<sub>0</sub> von 9,77 kWh/m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

<sup>2)</sup> minus entspricht Einspeicherung

Es hat sich damit seit Jahren erstmalig reduziert (Vorjahr: 21,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)). Dies ist in der Gesamtbilanz der Volumina aller Speicher wesentlich auf die Außerbetriebnahme des Porenspeichers Dötlingen bei Bremen zurückzuführen, der über ein Arbeitsgasvolumen von über 1,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügt hat. Im anderen Fall wäre das Arbeitsgasvolumen weiter angestiegen. Jeweils etwa 50 % des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Porenspeichern und in Kavernenspeichern verfügbar.

Die Tabellen 4 und 5 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für welche ein Betriebsplan vorliegt.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurden 11,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Arbeitsgas gemeldet. Im Falle der Realisierung aller Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 33 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügbar sein. Für die geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Moeckow, Nüttermoor und Rüdersdorf (EWE GASSPEICHER GmbH) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Das heißt, die Arbeitsgasmengen

für diese Speicher sind in der o. g. Zahl noch nicht enthalten.

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

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 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 Be-

Tabelle 3 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Poren- speicher	Kavernen- speicher	Summe	± gegen 2010
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	10,4	10,0	20,4	-4,2 %
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« <sup>(A)</sup>	10,7	10,6	21,3	-5,3 %
Plateau-Entnahmerate, Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	178,1	342,8	520,9	+1,1 %
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	59	29	39	-2
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	22	26	48	+1
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« <sup>(B)</sup> , Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1,0	10,9	11,9	+5,3
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	22	23	+2
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	11,7	21,5	33,2	-1,8

\* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).  
Stand: 31. 12. 2011

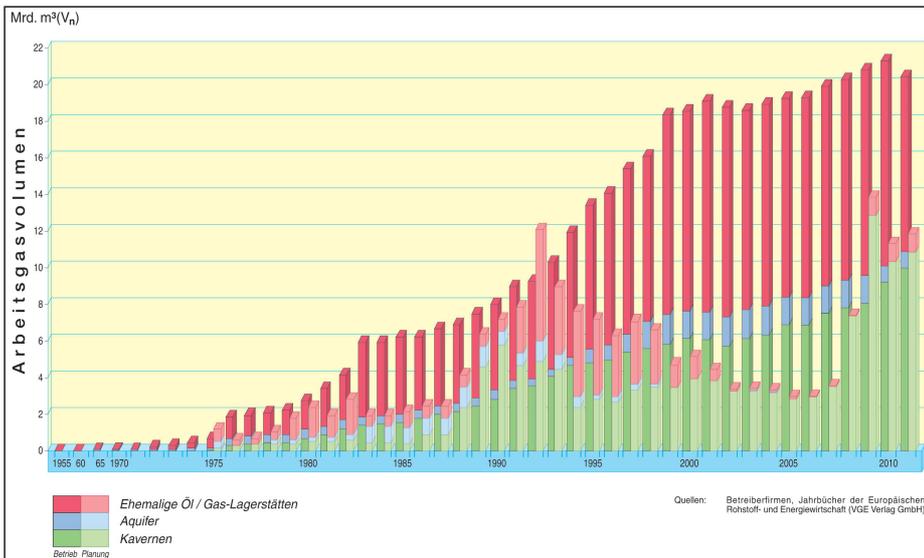


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

treiberfirmen 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 werden über den Stichtag 31. Dezember 2012 hinaus so weit möglich aktualisiert.

**Porenspeicher**

Die Vorbereitungen für das Speicherprojekt **Behringen** in Thüringen, Landkreis Gotha und Wartburgkreis wurden im Jahr 2011 weitergeführt. Die Ergebnisse der seismischen Untersuchungen haben die Eignung des ehemaligen Erdgasfeldes zur Entwicklung eines Porenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen in der Endausbaustufe von ca. 1 Mrd. m³ bestätigt. In Abstimmung mit dem Landesbergamt Thüringen werden derzeit die Genehmigungsverfahren vorbereitet.

Für **Breitbrunn/Eggstätt** und **Inzenham-West** wurden die Lagerstättenmodelle auf der Grundlage der in 2008/09 aufgenommenen 3D-Seismik aktualisiert.

Ende Januar 2011 hat die GDF SUEZ über ihre Speichertochter Storengy Deutschland GmbH fünf Erdgasspeicher und die Beteiligung an einem weiteren Speicher der BEB Speicher GmbH sowie der ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH erworben: Bremen-Lesum, Breitbrunn-Eggstätt, Harsefeld, Uelsen, Reitbrook, Schmidhausen. Die Übergabe der Betriebsführung für die Speicher Bremen-Lesum, Harsefeld und Uelsen durch die ExxonMobil an die Storengy erfolgte zum 31. 8. 2011.

Zum 1. April 2011 wurde der Speicherbetrieb in Dötlingen durch die EMPG eingestellt und mit der Förderung der Restgas-

mengen begonnen. Eine Meldung hinsichtlich des Arbeitsgasvolumens und der Kapazitäten für diesen Speicher entfällt somit erstmalig für das Jahr 2011 und für alle weiteren Jahre.

**Kavernenspeicher**

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920.000 m³/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238.000 m³/h darstellen. Zum 1. November 2011 wurde die erste von insgesamt vier geplanten neuen Kavernen in Betrieb genommen.

Am Speicherstandort **Bernburg** wurde im Zuge der 5. Baustufe eine stillgelegte Kaverne reaktiviert. Die Inbetriebnahme erfolgte zum 1. Oktober 2011.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ 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 dazu gehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und 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 **Nuon Epe Gasspeicher GmbH** hatte hier im Jahr 2007 vier Kavernen in Betrieb genommen und plant drei weitere. Die **Trianel Gasspeicher Gesellschaft Epe mbH &**

**Co. KG** hat am 1. Oktober 2010 ihre vierte Kaverne in den Regelbetrieb genommen und damit ihr bisheriges Arbeitsgasvolumen von 128 Mio. m³ auf 210 Mio. m³ fast verdoppelt. Die **KGE – Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe** hat am Standort Epe im September 2011 die erste von insgesamt vier Kavernen übernommen. Ab Oktober 2012 soll diese Kaverne mit einem voraussichtlichen Arbeitsgasvolumen von ca. 42 Mio. m³ zur Erdgasspeicherung genutzt werden. Derzeit werden die erforderlichen gastechnischen Anlagen auf dem Kavernenplatz errichtet. Bis 2015 sollen die übrigen Kavernen in Betrieb genommen werden. Die **Eneco B. V.** hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) übernommen. Eine Kaverne sowie die Übertageanlage sind seit 2011 fertig gestellt, die zweite Kaverne soll noch in 2012 zur Verfügung stehen.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) hat ihre Speicheranlage Epe um eine neue Kaverne mit einer maximalen Arbeitsgaskapazität von 109 Mio. m³ erweitert. Eine weitere Kaverne mit rd. 73 Mio. m³ Arbeitsgas wurde im Jahr 2011 erstbefüllt und befindet sich unmittelbar vor Inbetriebnahme. Insgesamt betreibt EGS damit 39 Kavernen am Standort Epe (Tab. 5). Parallel zum Ausbau auf der Kavernenseite erweitert EGS mit dem Kooperationspartner KGE die Ein- und Ausspeicherleistung seiner obertägigen Anlagen am Standort Epe und steigert die Flexibilität des Speichers durch einen Anschluss an das Transportnetz der Thyssengas GmbH.

Der Ausbau des Kavernenspeichers **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde in 2011 fortgesetzt. Nach Abschluss des Umrüstprojektes von 10 ehemaligen Ölkavernen auf Gasbetrieb in 2010 stehen für die Betriebsbereiche EGL 1 und 2 insgesamt 19 Kavernen zum Jahresende 2011 zur Verfügung (Tab. 5). Im Neubauprojekt befinden sich für Unternehmen aus der Energiebranche im sogenannten Nordfeld weitere 45 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von rd. 4,3 Mrd. m³ im Bau oder in Planung (Tab. 5). In 2012 ist mit der Inbetriebnahme von bis zu 17 Gaskavernen durch die Mieter und der damit verbundenen Erhöhung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens zu rechnen. Seit 2006 wurden in Etzel insgesamt 49 neue Kavernenbohrungen realisiert, 10 neue Gaskavernen und eine Ölkaverne wurden fertig gestellt, weitere 25 Kavernen befanden sich im Solbetrieb.

Am Standort Etzel ist die IVG Eigentümer und IVG Caverns GmbH der Unternehmer i. S. des BBergG 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: EGL – Etzel Gas-Lager (Be-

Tabelle 4 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	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	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	550	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 Speicher GmbH & Storengy Deutschland GmbH für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	1.080	520 <sup>2)</sup>
Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	570–610	Buntsandstein	234	175	175	80
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-Ergie	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 <sup>2)</sup>
Frankenthal	Enovos Deutschland AG, Creos Deutschland 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	22	70	70
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 <sup>2)</sup>
Inzenham	RWE Dea Speicher GmbH für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON Avacon AG	ehem. Ölfeld	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	20
Rehden	astrora GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	4.200	2.400
Reitbrook	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	640–725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH, Gasver- sorgung Süddeutschland GmbH	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	1.220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea Speicher GmbH für Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe (in Betrieb)</b>					<b>29.667</b>	<b>10.438</b>	<b>10.658</b>	<b>7.420</b>
<b>In Planung oder Bau</b>								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2.300	–	1.000	–
<b>Summe (Planung/Bau)</b>					<b>2.300</b>	<b>–</b>	<b>1.000</b>	<b>–</b>
<sup>1)</sup> Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen								
<sup>2)</sup> Maximalrate (kurzzeitig)					Stand 31. 12. 2011; Quelle: Betreiberfirmen			

treiber: Statoil Deutschland Storage), FSG Crystal – Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH »Crystal« (Betreiber: FSG Crystal), EKB – Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG (Betreiber: EKB), ESE – Erdgasspeicher Etzel (Betreiber: E.ON Gas Storage).

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 nach aktueller Planung den Anschluss von 19 Gaskavernen an die neu zu errichtende Speicherstation vor-

sieht. Das voraussichtliche Arbeitsgasvolumen beträgt nach derzeitigem Planungsstand rd. 2,1 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Fertigstellung der Speicherstation soll im Jahr 2012, der Anschluss der Kavernen bis zum Jahr 2014 erfolgen. Inzwischen wurden im 2. Quartal 2012 sieben Kavernen planmäßig übergeben. Nach Abschluss der Gasbefüllung sind die Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von mehr als 700 Mio. m<sup>3</sup> betriebsbereit.

Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetz-

werk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Derzeit sind 36 Gas- und 23 Ölkavernen mit einem Hohlraumvolumen von rund 35 Mio. m<sup>3</sup> in Betrieb.

Der in früheren Jahren in den Tabellen separat geführte Speicher **Neuenhundertorf** wurde in der Berichterstattung in das Projekt **Hundertorf** (beide EWE) integriert.

Die EWE GASSPEICHER GmbH plant in **Jemgum** die Solung von 15 Kavernen in mehreren Ausbaustufen. In Tabelle 5 sind davon acht Kavernen ausgewiesen. Ende

Tabelle 5 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamtvolumen <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> )	Arbeitsgas n. Plateau-Entnahmerate 1.000 m <sup>3</sup> /h
<b>In Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	19	780–950	Zechstein 2	963	753	948	920
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	34	500–700	Zechstein 2	1.376	1.063	1.063	1.000
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	87	73	73	160
Bremen-Lesum-EM	Storengy Deutschland GmbH	2	1.300–1.780	Zechstein	247	160	160	220
Burggraf-Bernsdorf	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	2.543	2.094	2.141	2.900 <sup>3)</sup>
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	1	1.000–1.400	Zechstein	65	46	104	200
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	417	325	325	675
Epe-RWE H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	585	467	467	870
Epe-RWE L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	7	1.160–1.280	Zechstein	481	374	374	500
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	275	210	210	600 <sup>3)</sup>
Etzel-EGL 1	IVG Caverns GmbH, Statoil Deutschland Storage	9	900–1.100	Zechstein 2	711	478	478	1.300 <sup>5)</sup>
Etzel-EGL 2	IVG Caverns GmbH, Statoil Deutschland Storage	10	800–1.100	Zechstein 2	1.111	796	796	–
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	2	1.150–1.450	Zechstein	189	119	140	300
Huntorf <sup>2)</sup>	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1.400	Zechstein	435	311	311	450
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1.400–1.600	Rotliegend	82	52	52	100
Kraak	E.ON Hanse AG	4	900–1.100	Zechstein	345	295	295	400
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	143	111	229 <sup>4)</sup>	200 <sup>3)</sup>
Nüttermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	20	950–1.300	Zechstein	1.663	1.223	1.223	1.470
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	3	1.300–1.450	Zechstein	341	220	220	500
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	50	39	39	140
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	5	400–1.130	Zechstein	363	298	298	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1.000	Zechstein	217	186	186	280
<b>Summe (in Betrieb)</b>		<b>207</b>			<b>13.235</b>	<b>9.993</b>	<b>10.580</b>	<b>14.282</b>
<b>In Planung und 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-CGS	Continental Gas Storage Deutschl. 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-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	1	1.100–1.400	Zechstein	84	–	59	–
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH	3	1.120–1.200	Zechstein 1	220	–	170	–
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	250	–	180	–
Etzel-EKB	IVG Caverns GmbH, Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG	6	1.150–1.200	Zechstein 2	700	–	500	–
Etzel-FSG Crystal	IVG Caverns GmbH, Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal	4	1.150–1.200	Zechstein 2	500	–	300	–
Etzel-ESE	IVG Caverns GmbH, E.ON Gas Storage GmbH	19	1.200	Zechstein	3.000	–	2.000	–
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	25	1.200	Zechstein 2	3.300	–	2.200	–
Jemgum-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1.150–1.600	Zechstein	2.590	–	2.000	–
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	–	–	–	–
Jemgum-WINGAS	astora GmbH & Co. KG	18	1.000–1.600	Zechstein	1.620	–	1.200	–
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500–700	Zechstein 2	527	–	463	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1.500–1.800	Rotliegend	118	–	83	–
Moeckow	EWE GASSPEICHER GmbH	14		Zechstein	k.A.	–	k.A.	–
Nüttermoor	EWE GASSPEICHER GmbH	1	950–1.300	Zechstein	–	–	–	–
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1.100–1.400	Zechstein	840	–	560	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	3	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	–	–	–	–
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	6	850–1.150	Zechstein	620	–	500	–
<b>Summe (Planung/Bau)</b>		<b>160</b>			<b>15.186</b>	<b>–</b>	<b>10.854</b>	<b>–</b>

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

Stand 31. 12. 2011;

<sup>3)</sup> Maximalrate (kurzzeitig); <sup>4)</sup> Nach Reparatur/Nachsollung und Erweiterung in 2011 <sup>5)</sup> Rate bezieht sich auf EGL1 und EGL 2

Quelle: Betreiberfirmen

2011 befanden sich weiterhin sechs Kavernen der EWE im Solprozess.

Auch die astora GmbH & Co. KG (seit 1. Juni 2012 die Speichertochter der WINGAS GmbH & Co. KG) baut am Standort **Jemgum** einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH ist an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens astora sind bis zu 18 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 1,2 Mrd. m<sup>3</sup> geplant, wovon in einer ersten Ausbaustufe 10 Kavernen mit einem gesamten Arbeitsgasvolumen von bereits rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> errichtet werden. Die Inbetriebnahme ist schrittweise ab 2013 geplant. Der Standort Jemgum soll etwa Ende 2012 über eine 14 km lange Leitung auch an das niederländische Gasversorgungsnetz angeschlossen werden.

Die E.ON Gas Storage GmbH plant im Salzstock **Jemgum** ebenfalls einen Speicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen mit einem Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m<sup>3</sup>. E.ON Gas Storage sieht noch Potenzial im Bereich ihres Standorts Jemgum und konkretisiert dieses durch entsprechende Untersuchungen. Nach Pressemitteilungen wurde der Beginn der geologischen Erkundung des Salzstockes aber auf unbestimmte Zeit verschoben.

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH (VNG/Gazprom-Joint-Venture) baut zur Zeit 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. Seit Mitte 2012 verfügt der Speicher über zwei Kavernen und ein Arbeitsgasvolumen von mehr als 100 Mio. m<sup>3</sup>.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007. Im Januar 2012 wird der Solprozess abgeschlossen sein und mit der Komplettierung begonnen. Das Ende der Komplettierung inkl. aller Gasdichtheitsteste ist für den Mai 2012 geplant. Die Gaserstbefüllung erfolgt aus heutiger Sicht im direkten Anschluss und wird voraussichtlich bis Dezember 2012 andauern.

In **Kraak** wurde in 2011 die vierte Kaverne in Betrieb genommen.

Beim Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2012.

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 Rahmenbe-

triebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. In einer ersten Baustufe sollen hier 14 Kavernen im Zechsteinsalz gesolt werden. Nach Pressemitteilungen ist der Zeitpunkt für den Baubeginn allerdings noch offen und hängt von energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

In **Nüttermoor** wurden die Kavernen K19, K20 inzwischen fertig gestellt. K21 befindet sich im Solprozess.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde im Jahr 2010 um eine zweite und dritte Kaverne erweitert. Beide Kavernen wurden Anfang 2011 in Betrieb genommen. Die Kavernen 4 und 5 befinden sich aktuell in Solung und sollen 2013 bzw. 2014 in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu zehn Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m<sup>3</sup> verfügen.

Bei der Speichererweiterung in **Rüdersdorf** befindet sich K102 weiterhin im Solprozess.

### Weitere Projekte

Einige der Speicherprojekte in Norddeutschland stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Bau der Erdgasleitung Nord Stream, die vom russischen Wyborg, westlich von St. Petersburg, durch die Ostsee bis nach Lubmin bei Greifswald verläuft. Am 8. Oktober 2012 wurde der zweite Leitungsstrang in Betrieb genommen. Die Nord Stream kann jetzt bis zu 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr nach Europa transportieren. Innerhalb Deutschlands wird das Gas von der Erdgasübernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL) führen.

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 GmbH & Co. KG 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 ob-

Tabelle 6 **Erdgasspeicher in der Welt**  
(vorläufige, aktualisierte Daten der Studie IGU 2009 für 2010/11)

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m <sup>3</sup>	Anzahl Speicherbetriebe
USA	121.400	419
Russia*/**	95.620	22
Ukraine*	32.780	13
Germany <sup>1)</sup>	20.400	48
Italy	17.440	12
Canada	16.680	56
France	12.370	16
Austria	7.450	10
Hungary	6.280	6
Uzbekistan*	5.400	3
Netherlands	5.200	4
United Kingdom	4.820	9
Kazakhstan*	4.200	3
Azerbaijan	4.200	3
China	3.970	9
Czech Republic	3.710	8
Romania	3.510	8
Spain	3.380	2
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*	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*	140	1
Argentina	100	1
Kyrgystan*	60	1
Sweden	9	1
<b>Summe</b>	<b>388.860</b>	<b>691</b>
Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas »in Betrieb« <sup>1)</sup> Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2011 ergänzt *Staaten der GUS. ** inkl. 30 Mrd. m <sup>3</sup> »strategic reserves« in Russland		

liegt. 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. Die zweite Phase mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 685 Mio. m<sup>3</sup> (Einspeicherleistung 238.000 m<sup>3</sup>/h, Ausspeicherleistung 357.000 m<sup>3</sup>/h) befindet sich zurzeit in Bau und wird in 2014 den Betrieb aufnehmen. 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 Haiming an das deutsche Marktgebiet Net Connect Germany ange-

Tabelle 7 **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	5	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	Shell Deutschland Oil 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>105</b>	
* außer Betrieb				Stand 31. 12. 2011;	Quelle: Betreiberfirmen

schlossen. Mitte 2012 erfolgte ein Anschluss in Überackern an die österreichische Penta West-Leitung der OMV und bis 2013 soll ein weiterer Anschluss an das österreichische Verteilnetzgebiet OST erfolgen. Damit verfügt der Speicher über Zugänge aus verschiedenen Marktgebieten und Verbindungen zu bedeutenden Handelspunkten.

**Internationale Aktivitäten**

Weltweit stehen derzeit etwa 389 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen in über 691 Gasspeichern zur Verfügung. Von diesen Speichern befinden sich etwa 29 % 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. Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 51 % der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 49 % in Salzkavernen installiert.

Die in der Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committee der International Gas Union (Basic UGS Activities) unter deutscher Leitung erarbeitete Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt (s. 24. Welt-Gas-Konferenz in Buenos Aires Oktober 2009) ist Grundlage für die Fortsetzung und Aktualisierung des Berichtes im WOC 2 der In-

ternational Gas Union. Weitere Inhalte sind die »UGS Data Bank«, die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten, Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten. Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. 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 (Tab. 6).

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, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von 70 Mrd. m<sup>3</sup> aufweisen, zu entnehmen ist ([www.gie.eu.com](http://www.gie.eu.com)).

Zwischen 1996 und 1999 wurde unter der Federführung der United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE) die UGS-Studie »Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia« erarbeitet [Economic Commission for Europe 1999].

Eine überarbeitete und aktualisierte Version dieser Studie soll noch in 2012 erscheinen.

**Ausschuss KUGS – Kavernen und Untergrundspeicher**

Die deutschen Speicherunternehmen hatten sich im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) zu einer Organisation der

Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG »Untertagegasspeicherung« und des WEG-Arbeitskreises »Untertagegasspeicherung« zusammengeschlossen. Der K-UGS diente als Austauschforum für Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen. Neben dem Erfahrungsaustausch wurden Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen sowie die gemeinsame Bearbeitung vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung verfolgt. Die Geschäftsstelle ist beim WEG in Hannover angesiedelt.

Zur effektiveren Vertretung der wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber hat der K-UGS sich neu ausgerichtet. Es wurde beschlossen, dass der K-UGS sich als neuer Speicherfachausschuss dem WEG anschließt. Am 19. Mai 2010 fand die konstituierende Sitzung des WEG-Ausschusses KUGS – Kavernen und Untergrundspeicher, dessen Mitglieder rund 95 % der deutschen Speicherkapazitäten operieren, statt.

**Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas**

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in der Abbildung 1 und Tabelle 7 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2011 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu 97 % 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. Der Bundesrat hat eine Neufassung des Erdölbevorratungsgesetzes bestätigt. Künftig sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen zu halten. Dabei wird sich die Bevorratung stärker auf die Produkte Otto- und Dieselmotorkraftstoff, leichtes Heizöl und Fluggastkraftstoff ausrichten und diese mindestens ein Drittel der Gesamtmenge ausmachen. Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung hält derzeit etwa 21 Mio. t Rohöl und Mineralprodukte zur Krisenvorsorge. Die derzeit gesetzlich vorgeschriebene Vorratspflicht beträgt knapp 20 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. Eine Fertigstellung soll bis 2013

erfolgen. In der Kavernenanlage Etzel wurde Mitte Mai 2012 nach Aufstockung der Rohölbestände erstmals die Speichermarke von 10 Mio. m<sup>3</sup> überschritten. 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 auf dem aktuellen Jahresbericht »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland« des LBEG, Hannover.

#### Quellen

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2012): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011. Berlin/Köln. [www.ag-energiebilanzen.de](http://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) (2011): Geschäftsbericht 4/10–3/11. Hamburg. [www.ebv-oil.de](http://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 Untergrundspeicherung für Erdgas und CO<sub>2</sub> im Nordosten Deutsch-

lands. 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) (2012): Jahresbericht 2011, Fakten und Trends. Hannover. [www.erdoel-erdgas.de](http://www.erdoel-erdgas.de).

