

# Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

## Underground Gas Storage in Germany

### E inleitung

Die sichere Erdgasversorgung Deutschlands wird durch Importe, heimische Förderung und Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Über 80 % des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 1). Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend. Diese Entwicklung erfuhr gerade in den letzten beiden Jahren einen deutlichen Aufschwung. 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 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

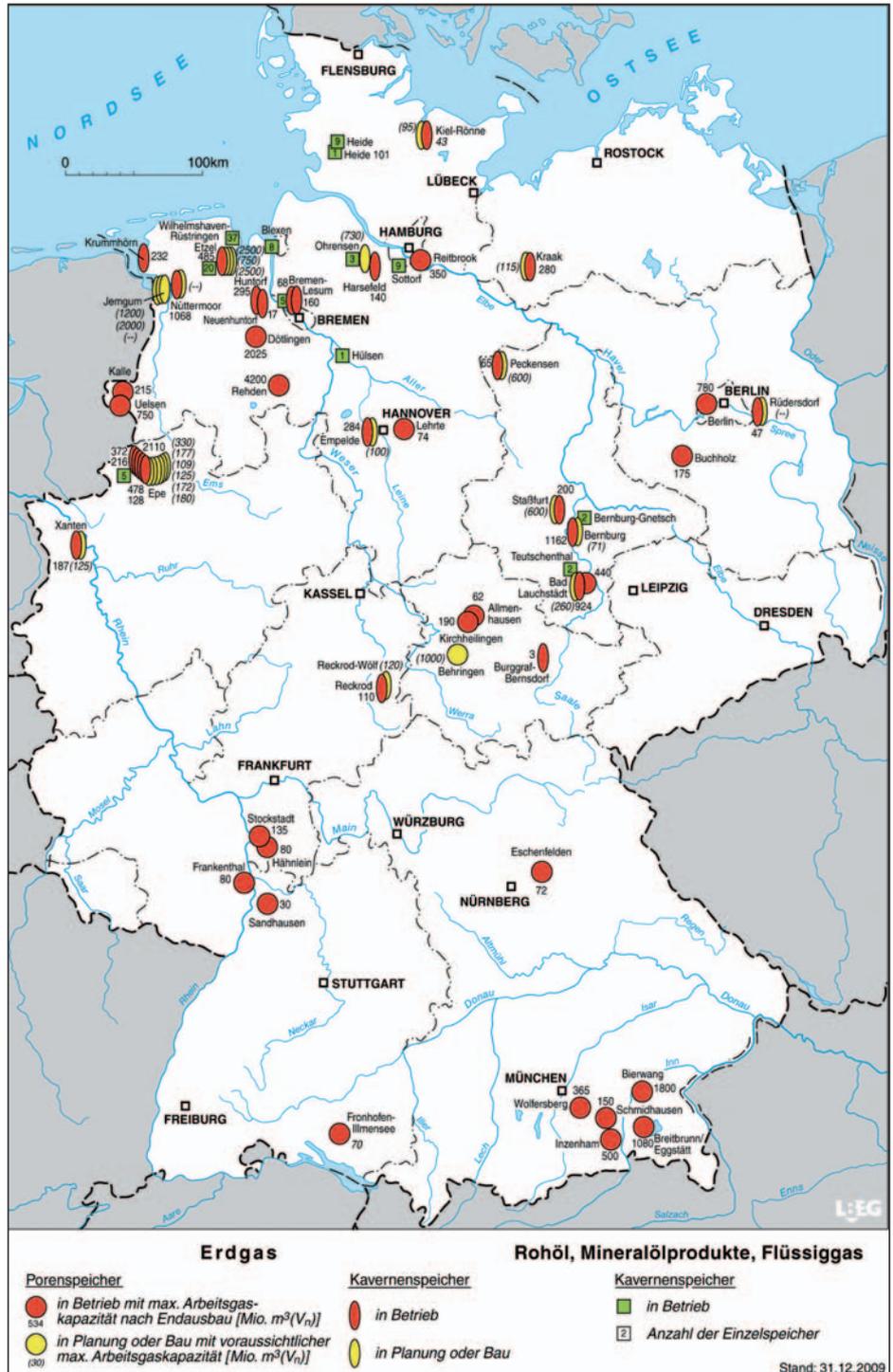


Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

0179-3187/10/11  
© 2010 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die verbleibende Restgas-menge, die den Mindestdruck im Speicher aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gas-anteil ermöglicht eine konstant hohe Ent-nahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erd-gasverbrauch ist und je schneller das Ar-beitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgas-speicherung und damit die nationale Ener-gieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem »Glossar« zusammen gefasst [Wallbrecht et al. 2006].

**Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch<sup>1)</sup>**

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 2 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge [AGEB 2010].

Die Tabelle 3 zeigt die statistischen Anga-ben der AGEB (Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen) für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Die heimische Förderung ging 2009 durch natürliche Erschöpfung der Lagerstätten rd. 7 % auf 14,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) zu-rück. Der Gasverbrauch reduzierte sich um 5 % auf rd. 92 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>).

**Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2009 (Stichtag: 31. Dezember 2009)**

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zu-sammenarbeit mit den zuständigen Behör-den der Bundesländer.

Die Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwas-serstoffe.

Die Tabelle 4 zeigt die Kenndaten der Erd-gasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Es hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 20,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)). Etwa 60 % des Arbeits-gases sind in Porenspeichern und rd. 40 % in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den in Planung oder im Bau befindlichen Projekten, zeigte sich gegenüber dem Vorjahr ein erheblicher Zuwachs von rund 7,5 auf 13,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Arbeitsgas. Der Anstieg um 6,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) geht auf das Konto neuer Speicherprojekte in ehemaligen Erdgasla-gerstätten wie Behringen sowie Salzkaver-nenspeichern in Ohrensen, Epe (zwei Teil-projekte CGS, NUON), Etzel (EGS) und in Jemgum (CGS). Nach Realisierung aller Pro-jekte wird künftig ein maximales Arbeits-

Tabelle 1 Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland

Bezugsland	Anteil in %	
	2008	2009
Deutschland	16	15
Niederlande	18	16
Norwegen	26	30
Russland	36	33
Dänemark/ Großbritannien/...	4	6
Quelle: WEG		

gasvolumen von etwa 36,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) ver-fügar sein.

Die Tabellen 5 und 6 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt. Für die von der EWE geplante Kavernenspeicher Jemgum, Nüttermoor und Rüdersdorf (Tab. 6) liegen keine aktuellen Planzahlen vor.

Weitere Projekte sind in Projektierung, in der Explorationsphase oder in Bauvorberei-tung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Ar-beitsgaszahlen noch nicht feststehen (siehe Kap. »Weitere Speicher ... «).

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 5 und 6 sind zwei Werte aufgeführt: Das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtli-chen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Spei-

Tabelle 2 Anteile der Energieträger am Primär-energieverbrauch in Deutschland

Energieträger	Anteile in %	
	2008	2009
Mineralöl	34,3	34,7
Erdgas	21,6	21,8
Steinkohle	12,7	11,0
Braunkohle	11,0	11,3
Kernenergie	11,4	11,0
Wasser- und Windkraft	9,0	10,2
Quelle: AGEB		

chern in Betrieb vom »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbau(befüllungs)phase ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das »maximale Arbeitsgasvolumen« aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechni-schen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt.

Aufgrund zum Teil komplexer Konsortial-verhältnisse sind in den Tabellen als Gesell-schaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner ge-nannt.

Die Abbildung 2 zeigt die historische Ent-wicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher wurde im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Be-trieb genommen. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufge-geben.

Tabelle 3 Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauchszahlen

Einheit	Jahr		Veränderung 2008/09 in %
	2008	2009	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	152	142	-6,5
Einfuhr, Mrd. kWh	963	916	-4,9
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.115	1.058	-5,1
Ausfuhr, Mrd. kWh	177	139	-21,5
Speichersaldo, Mrd. kWh	4	-24 <sup>2)</sup>	-
Verbrauch, Mrd. kWh	942	895	-5
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	104,4	99,2	-5
<i>Inländische Erdgasförderung<sup>1)</sup>, Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)</i>	15,5	14,5	-6,5
<i>Erdgasaufkommen<sup>1)</sup>, Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)</i>	114,1	108,3	-5
<i>Verbrauch<sup>1)</sup>, Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)</i>	96,4	91,6	-5
Quellen: AGEB, WEG			
<sup>1)</sup> Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2010). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entspre-chenden Energieinhalte z. B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen er-rechnet, 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 Speichermen-gen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.			
<sup>2)</sup> minus entspricht Einspeicherung			

**Porenspeicher: Veränderungen, Aktualisierungen, Projekte**

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde nach Auswertung der 3D-Seismik aus dem Jahre 2008 das Lagerstättenmodell des Speichers aktualisiert. Ab Juni 2009 wurden zwei neue Speicherbohrungen abgeteuft.

In Thüringen wird ein größeres Speicherprojekt **Behringen** vorbereitet. Das ehemalige Erdgasfeld soll zu einem Porenspeicher entwickelt werden, welcher in der ersten Ausbaustufe ein Arbeitsgasvolumen von ca. 400 Mio. m<sup>3</sup> und in der Endausbaustufe von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> aufnehmen kann. Im Jahr 2009 ist eine 3D-Seismik durchgeführt worden und im Jahr 2010 wird die Genehmigungsphase beginnen. Das Speichervolumen steht voraussichtlich ab dem Jahr 2018 zur Verfügung. Die endgültige Kapazität soll etwa im Jahr 2020 erreicht werden.

Für **Breitbrunn-Eggstätt** ist eine Erweiterung angedacht. Von Sommer 2008 bis Februar 2009 wurden 3D-seismische Messungen durchgeführt. Die Messfläche überdeckte auch den nördlichen Teil des Chiemsees und den Gasspeicher **Inzenham-West**. Letzterer soll optimiert und umfangreich modernisiert werden.

Die Erweiterung des Speichers **Wolfersberg** wurde im Sommer 2009 in Betrieb genommen.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süd- deutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z. B. von GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH in **Anzing**, einer ehemaligen Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S101) durchgeführt. Die E.ON Gas Storage GmbH hat ebenfalls einen Betriebsplan für den Betrieb eines Untertagespeichers im Bereich der Bewilligung **Schnaitsee I** beim Bergamt Südbayern eingereicht. Für diese beiden Projekte sind noch keine Zahlenangaben verfügbar.

**Kavernenspeicher: Veränderungen, Aktualisierungen, Projekte**

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

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert 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 Kavernenbohrung wird zurzeit für den Solbetrieb vor-

<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 »Groninger-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.

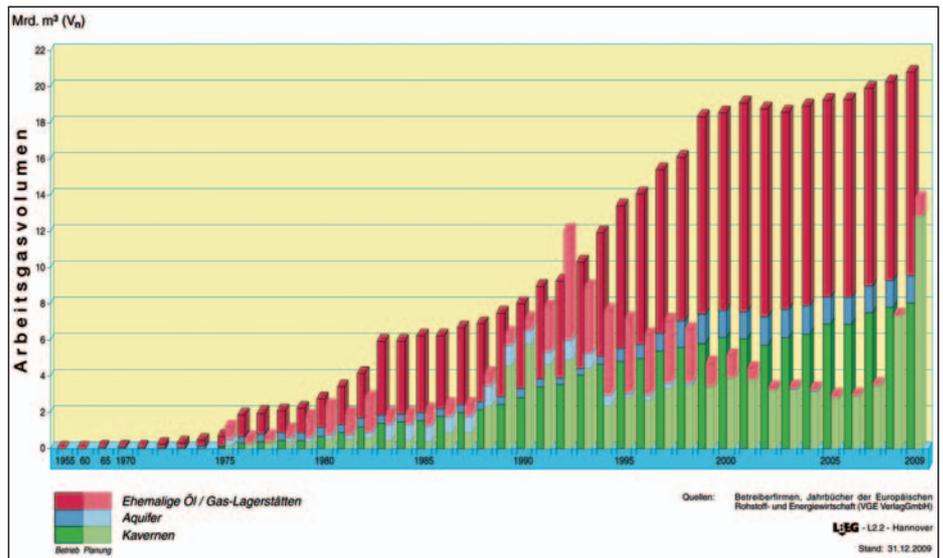


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

bereitet. 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 Aus-solen der neuen und der alten Kavernen werden zunächst die vorhandenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der 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, die ihren Speicher seit dem 1. 10. 2008 mit drei Kavernen betreibt, hat im Sommer 2010 auch die geplante vierte Kaverne in Betrieb genommen (in Tab. 6 noch unter »in Planung oder Bau«). Die Kommunale Gasspeicher-gesellschaft Epe (KGE) hat als neuer Betreiber am Standort Epe Ende November 2008 den Planfeststellungsbeschluss erhalten, um in Zukunft vier Salzkavernen als Speicher

zu nutzen. Die Eneco B. V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und plant die Übernahme von zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) Ende 2010 und einen Speicherbetrieb ab Ende 2011. Nach Angaben der zuständigen Bergbehörde in NRW plant am Standort Epe auch die E.ON Gas Storage GmbH drei weitere Kavernen, für die aber noch keine Volumendaten vorliegen.

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben bereits in den Vorjahren vorgestellt. Hierbei handelt es sich um die Umrüstung von 10 vorhandenen Ölkavernen auf Gasbetrieb (Realisierung bis etwa Ende 2010) und um ein Neubauprojekt von zunächst 30 Kavernen. Die Arbeiten zur Speichererweiterung der 40 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 3,3 Mrd. m<sup>3</sup> haben begonnen. Seit 2006 wurden in diesem Großprojekt insgesamt 37 neue Kavernenbohrungen realisiert, von denen sich Ende 2009 bereits 26 im Solbetrieb befanden. Die Realisierung der beiden Teilprojekte und die Verfügbarkeit der o. g. Arbeitsgasvolumina sollen bis zum Jahr 2013 erfolgen.

Tabelle 4 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	12,7	8,1	20,8
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« <sup>(A)</sup>	13,6	9,1	22,7
Plateau-Entnahmerate, Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	197,9	296,4	494,3
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	64	27	42
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	24	47
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« <sup>(B)</sup> , Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1,0	12,9	13,9
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	24	25
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	14,6	22,0	36,6

\* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).  
Stand: 31. 12. 2009

Tabelle 5 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	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.085	780	780	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.441	1.800	1.200 <sup>2)</sup>
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE Dea AG, MEEG*, E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	1.080	1.080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	234	175	175	80
Döttingen	BEB Speicher GmbH, EMGSG*	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.580	2.025	840
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	80	80	130
Fronhofen- Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk	153	35	70	75
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 <sup>2)</sup>
Inzenham	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH,	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON Avacon AG	ehem. Ölfeld	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Holding AG, WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	4.200	2.400
Reitbrook	GdF SUEZ E&P	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	GdF SUEZ E&P	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	EMPG* für BEB Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe (in Betrieb)</b>					<b>24.260</b>	<b>12.745</b>	<b>13.623</b>	<b>8.245</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>
* MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Germany GmbH; EMGSG – ExxonMobil Gas Storage GmbH								
<sup>1)</sup> Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen								
<sup>2)</sup> Maximalrate (kurzzeitig)								
Stand 31. 12. 2009; Quelle: Betreiberfirmen								

Die E.ON Gas Storage GmbH plant am Standort Etzel als neues Projekt die Erweiterung von 25 Kavernen mit einer geplanten maximalen Arbeitsgasmenge von 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> nach Endausbau (Tab. 6). Beteiligt an dem Projekt sind die Firmen OMV und VNG. Im Speicherprojekt **Jemgum** (Tab. 6) der WINGAS GmbH & Co. KG sollen 18 Kavernen errichtet werden. Auch die EWE AG plant die Solung von weiteren 15 Kavernen in drei Ausbaustufen. Der Solbetrieb hat Anfang 2010 begonnen. WINGAS und EWE führen den Bau (Solbetrieb) ihrer beiden Speicher gemeinsam

durch und verfügen über einen gemeinsam eingereichten und genehmigten Rahmenbetriebsplan. Die gemeinsamen Betriebseinrichtungen umfassen z. B. die Wasserentnahme und Bauwerke zur Soleeinleitung, Wasserleitung, Pumpenstation, Soletransportleitung und die Energieversorgung. Es ist geplant, Kavernen mit einem geometrischen Volumen von maximal 0,75 Mio. m<sup>3</sup> zu errichten. Die Kavernen sollen von 2013 bis 2016 stufenweise in Betrieb genommen werden. Im Juni 2010 hat die VNG – Verbundnetz Gas AG mit Wingas einen Kooperationsver-

trag über eine Beteiligung am Ausbau des Speichers Jemgum abgeschlossen. VNG wird danach einen Anteil von einem Sechstel des geplanten Arbeitsgasvolumens von bis zu 1,2 Mrd. m<sup>3</sup> erhalten. Auch die E.ON Gas Storage GmbH plant auf dem Salzstock Jemgum ebenfalls einen Speicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m<sup>3</sup>. Bei **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2011.

Tabelle 6 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> )	Plateau-Entnahmerate 1.000 m <sup>3</sup> /h
<b>In Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 2	856	664	924	920 <sup>2)</sup>
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	34	500–700	Zechstein 2	1.410	1.091	1.162	1.000
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	83	68	68	160
Bremen-Lesum-EM	EMPG	2	1.300–1.780	Zechstein	247	160	160	220
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	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	36	1.090–1.420	Zechstein 1	2.363	1.869	2.110	2.894 <sup>3)</sup>
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	6	1.160–1.280	Zechstein	469	372	372	400
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1.100–1.420	Zechstein 1	285	216	216	500
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	606	478	478	870
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1.180–1.500	Zechstein 1	161	128	128	300
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	9	900–1.100	Zechstein 2	770	485	485	1.310
Harsefeld	EMPG für BEB Gasspeicher GmbH	2	1.150–1.450	Zechstein	186	128	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650–1.400	Zechstein	403	295	295	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1.250–1.600	Rotliegend	83	43	43	100
Kraak	E.ON Hanse AG	3	900–1.100	Zechstein	216	190	280	200
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	54	39	232 <sup>4)</sup>	200 <sup>3)</sup>
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750–1.000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE AG	16	950–1.300	Zechstein	1.452	1.068	1.068	1.300
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	1	1.300–1.450	Zechstein	100	65	65	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE AG	1	900–1.200	Zechstein	58	47	47	70
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE Gasspeicher GmbH	4	400–1.130	Zechstein	242	200	200	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1.000	Zechstein	217	187	187	280
<b>Summe (in Betrieb)</b>		<b>178</b>			<b>10.777</b>	<b>8.059</b>	<b>9.074</b>	<b>12.349</b>
<b>In Planung und Bau</b>								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	4	800–860	Zechstein 2	332	–	260	–
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	2	500–700	Zechstein 2	88	–	71	–
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-ENECO	ENECO Store GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	175	–	125	–
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	4	1.120–1.200	Zechstein	220	–	172	–
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	250	–	180	–
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	3	1.100–1.420	Zechstein 1	154	–	330	–
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	1	1.060–1.400	Zechstein 1	143	–	109	–
Etzel-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	25	1.200	Zechstein	3.375	–	2.500	–
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	30	1.150	Zechstein 1	3.400	–	2.500	–
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	10	800–1.000	Zechstein 2	1.100	–	750	–
Jemgum-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1.150–1.600	Zechstein	2.590	–	2.000	–
Jemgum-EWE	EWE AG	5	950–1.400	Zechstein	–	–	–	–
Jemgum-WINGAS	Wingas GmbH & Co. KG	12	1.000–1.600	Zechstein	1.620	–	1.200	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1.250–1.600	Rotliegend	147	–	95	–
Kraak	E.ON Hanse AG	1	1.30–1.450	Zechstein	143	–	115	–
Nüttermoor	EWE AG	3	950–1.300	Zechstein	–	–	–	–
Ohrensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1.200–1.500	Zechstein	1.305	–	730	–
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	9	1.100–1.400	Zechstein	1.050	–	600	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
Rüdersdorf	EWE AG	1	900–1.200	Zechstein	–	–	–	–
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	4	850–1.150	Zechstein	740	–	600	–
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	5	1.000	Zechstein	150	–	125	–
<b>Summe (Planung/Bau)</b>		<b>159</b>			<b>17.549</b>	<b>–</b>	<b>12.859</b>	<b>–</b>

<sup>1)</sup> Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen; <sup>2)</sup> Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt

<sup>3)</sup> Maximalrate (kurzzeitig); <sup>4)</sup> Nach Reparatur/Nachsollung und Erweiterung in 2011

Die Storengy Deutschland GmbH plant die Errichtung eines Erdgas-Kavernenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 730 Mio. m<sup>3</sup> in **Ohrensen** bei Stade. In einer ersten Projektphase ist die Errichtung von vier Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt ca. 400 Mio. m<sup>3</sup> vorgesehen. Die Inbetriebnahme der Kavernen soll im Jahrestakt im Zeitraum 2015–2018 erfolgen. Der Speicher soll über einen Netzanschluss an das Netz der Gasunie Deutschland angeschlossen werden.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll kurzfristig um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von rund 700 Mio. m<sup>3</sup> verfügen.

### Weitere Speicherprojekte in Erkundung oder Planung

In Norddeutschland hängen Speicherprojekte unmittelbar mit dem Bau der Ostseepipeline durch das deutsch-russische Konsortium Nord Stream AG vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Verlegung durch die Ostsee begann im April 2010. Innerhalb Deutschlands soll 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. Für die OPAL haben die Verlegearbeiten begonnen. Die NEL befindet sich in der Genehmigungsphase. Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde durch das Bergamt Stralsund ein Hauptbetriebsplan zur Aufsuchung zugelassen. Die Probebohrungen konnten erfolgreich beendet werden. Zudem erfolgten seismische und in 2009 gravimetrische Untersuchungen. Die Genehmigungsverfahren für das Speicherprojekt laufen.

Die GAZPROM Germania GmbH hat auf der Struktur **Hinrichshagen** bei Waren in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durchgeführt. Als Speicherhorizont kommen Sandsteine des Unteren Jura in etwa 700 m Teufe in Frage, die bereits in den 1970er Jahren durch Bohrungen auf ihre Eignung als Erdgasspeicher erkundet wurden. In 2008 wurden drei Erkundungsbohrungen und Ende 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt. Nach Mitteilung der GAZPROM Germania GmbH an das Bergamt Stralsund besitzt das Speichergestein die für eine Erdgasspeicherung notwendigen Eigenschaften. Die Abdeckung des Speichergesteins ist gegeben. Allerdings fragmentieren geologische Störungen die Gesamtstruktur, so dass nur Teilbereiche als Erdgasspeicher geeignet sind. Daher wird das Projekt nicht weiter verfolgt. Dafür wurde die Erkundung der Aquifer-

struktur **Schweinrich** bei Wittstock durch die GAZPROM Germania [Obst 2008], die Mitte 2009 eingestellt wurde, wieder aufgenommen. Die Analyse der gewonnenen Daten einer Aufschlussbohrung zeigen zwar günstige petrophysikalische Speichereigenschaften, die abdeckenden Schichten oberhalb des Speichergesteins sind aber nicht im erforderlichen Maße ausgeprägt, um eine sichere Gasspeicherung zu gewährleisten. Jetzt wird in größerer Tiefe weiter erkundet. VNG und Gazprom Export/Gazprom Germania bereiten gemeinsam den Bau und Betrieb des UGS **Katharina** vor. Dazu wurde im Mai 2009 die Firma Erdgasspeicher Peissen GmbH gegründet. 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> geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden.

Ein Projekt, das zwar in Österreich liegt, dessen Betrieb aber für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, ist der in Grenznähe liegende Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg. Er wurde durch ein Firmenkonsortium von RAG, WINGAS und GAZPROM export 2007 in Betrieb genommen und ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher wird derzeit im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 auf 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa ausgebaut. Durch den Ausbau erfolgt eine Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500.000 m<sup>3</sup>/h auf 1 Mio. m<sup>3</sup>/h. Die Fertigstellung ist für April 2011 geplant.

Ein weiteres Speicherprojekt, das in den Tabellen nicht berücksichtigt ist, aber eine entscheidende Bedeutung für die deutsche Speichersituation darstellt, ist der Speicher **7Fields** in Oberösterreich. Das Projekt umfasst nach Angaben der E.ON Gas Storage GmbH (EGS) die Umwandlung von sechs leer geförderten Gaslagerstätten (eine als »upside potential«) zu einem gemeinsamen Speicher mit Anbindung an das deutsche Leitungsnetz. Das Projekt 7Fields wird von einem Joint Venture mit den Partnern RAG und EGS entwickelt. Der Speicher wird in drei Phasen ausgebaut, wovon die erste Phase zum 1. April 2011 in Betrieb gehen wird. Die erste Ausbauphase wird über ein Arbeitsgasvolumen von 1,155 Mrd. m<sup>3</sup> und Ein- und Auslagerleistungen von 400.000 bzw. 600.000 m<sup>3</sup>/h verfügen. Nach Endausbau in 2017 wird der Speicher über ein Arbeitsgasvolumen von 2,075 Mrd. m<sup>3</sup> und Ein- und Auslagerleistungen von 721.000 bzw. 1,081 Mio. m<sup>3</sup>/h verfügen.

### Internationale Aktivitäten

Weltweit stehen derzeit etwa 352 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen in über 630 Gasspeichern zur Verfügung gegenüber dem Vorjahr

bedeutet dies eineleichte Zunahme des Arbeitsgasvolumens um ca. 0,5 Mrd. m<sup>3</sup> bei gleichbleibender Speicheranzahl (s. Tabelle 7 in: EEK 125, 11/2009, S. 422). Von diesen Speichern befinden sich etwa 28 % 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 36 % 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 (Auszug aus IGU (2009):

	Mrd. m <sup>3</sup>	Anzahl
USA	110.674	389
Russia	95.561	22
Ukraine	31.880	13
Germany	20.800	47
Italy	16.755	11
Canada	16.413	52
France	11.913	15
Netherlands	5.000	3
...		
Sonstige (27 Staaten)	43.970	89
Gesamt	352.966	631

In der Welt dominieren mit etwa 83 % die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 12 % sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 95 % der Speicher im Vergleich zu den nur 5 % der Kavernenspeicher. Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 60 % der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 40 % in Salzkavernen installiert.

Die Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committee der International Gas Union (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) hat im Oktober 2009 auf der 24. Welt Gas Konferenz in Buenos Aires ihren aktuellen Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt vorgelegt. Die »UGS Data Bank« und die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Die Unterlagen sind über die IGU-Website zugänglich [IGU 2009].

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 Studiesoll in 2011 erscheinen.

### Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in der Abbildung 1 und in der Tabelle 7 die geografische Lage und die Kenn-daten der im Jahr 2009 in Betrieb befindli-

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 Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	20	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 Central Germany Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–800	2	Ethylen, Propylen
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	36	Rohöl, Mineralölprodukte
<b>Summe Einzelspeicher</b>				<b>101</b>	
* außer Betrieb				Stand 31. 12. 2009;	Quelle: Betreiberfirmen

chen 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 (ErdölBeVG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3). Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, gibt in seinem Bericht für das abgelaufene Haushaltsjahr (4/08-3/09) eine Vorratspflicht von 19,9 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen »Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle« an [EBV 2009]. Diese Menge liegt über dem Vorjahresniveau (21,1 Mio. t). Für das zum 1. 4. 2009 beginnende Haushaltsjahr 2009/2010 wurde die Pflichtmenge mit 20,5 Mio. t angegeben. Zum 31. 3. 2009 be-

trugen die Bestände des EBV 24,8 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. Der EBV will den Speicher in **Wilhelmshaven-Rüstringen**, den größten seiner vier Lagerstandorte, um zunächst vier Kavernen erweitern. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hat Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Bis 2018 sollen die vier Kavernen mit einem Gesamtvolumen von rund 3,8 Mio. m<sup>3</sup> fertig gestellt sein.

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

**Quellen**  
 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009. Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de

Bittkow, P., Rempel, H. (2008): Edelennergie Erdgas – Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1). ERDÖL ERDGAS KOHLE 124, 11, S. 444–452; Hamburg, Wien.

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

Erdölbevorratungsverband (EBV) (2009): Geschäftsbericht 2007/2008. 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>.

Langer, A & Schütte, H (2002): Geologie norddeutscher Salinare, Akademie der Geowissenschaften, Veröffentlichung 20, S. 63–69, Hannover.

Obst, K. (2008): Möglichkeiten der Untergrundspeicherung 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) (2010): Jahresbericht 2009, Zahlen und Fakten. Hannover. www.erdoel-erdgas.de.