

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 2010 für Deutschland. Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um ca. 13 % auf 12,7 Mrd. m³(V_n) zurück. Der Gasverbrauch stieg um etwa 4 % auf rund 96,4 Mrd. m³(V_n) [AGEB 2011].

Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend, insbesondere bei den Kavernenspeichern. 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) berichtet.

Grundzüge 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

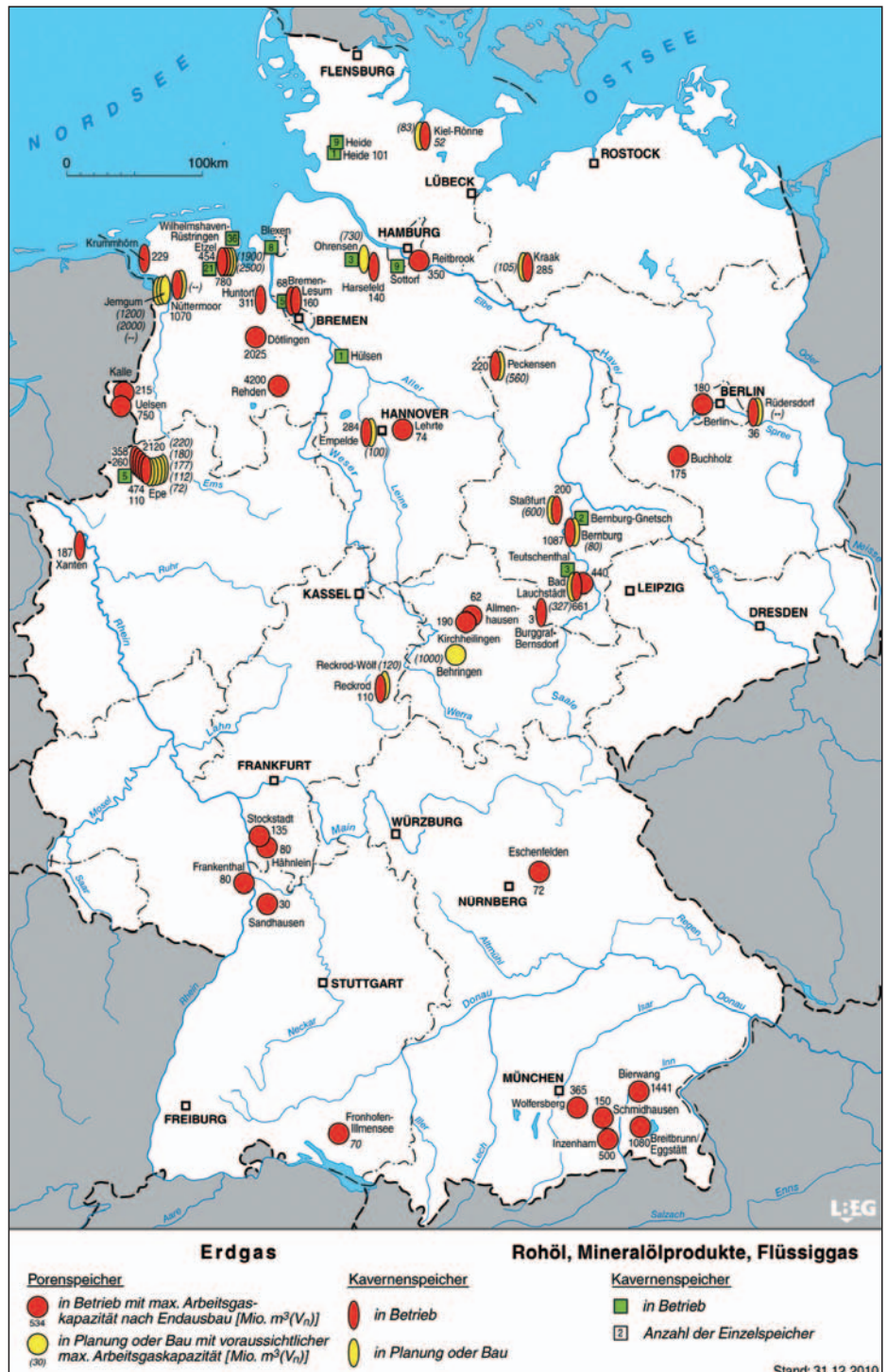


Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

0179-3187/11/11
© 2011 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Tabelle 1 Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland

Bezugsland	Anteil in %	
	2010	2009
Deutschland	14	15
Niederlande	21	16
Norwegen	28	30
Russland	32	33
Dänemark/ Großbritannien/...	5	6

Quelle: WEG

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 Kissen-gasvolumen. 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 Erdgas-speicherung und damit die nationale Energieversorgung.

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

Lage und Kenndaten der Speicher am 31. Dezember 2010

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.

Die Tabelle 3 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland¹⁾. Das technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen betrug am Stichtag 31. Dezember 21,3 Mrd. m³(V_n). Es hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 20,8 Mrd. m³(V_n)). Etwa 60 % des Arbeitsgases sind in Poren-

¹⁾ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H₀ mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als »Reingas« oder »Groningen-Brennwert« bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H₁ als Bezugsgröße verwendet.

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2009/10 in %
	2010	2009	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	124	142	-13
Einfuhr, Mrd. kWh	957	922	4
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.080	1.064	2
Ausfuhr, Mrd. kWh	174	140	25
Speichersaldo ²⁾ , Mrd. kWh	36	-20	-
Verbrauch, Mrd. kWh	942	904	4
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	104,5	100,3	4
Anteil am Primärenergieverbrauch, %	21,8	21,9	-
Inländische Erdgasförderung ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	12,7	14,5	-13
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	110,5	108,9	2
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	96,4	92,5	4

Quellen: AGE, WEG

¹⁾ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2010). 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 H₀ von 9,77 kWh/m³(V_n) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

²⁾ minus entspricht Einspeicherung

speichern und rd. 40 % in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den in Planung oder im Bau befindlichen Projekten wurden 11,3 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas gemeldet. Im Falle der Realisierung aller Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 34 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Die Tabellen 4 und 5 zeigen, ebenfalls zum Stichtag 31. Dezember, die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt. Für die geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Nüttermoor und Rüdersdorf (Tab. 5) liegen keine aktuellen Planzahlen vor.

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

Tabelle 3 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,1	9,2	21,3
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« ^(A)	12,7	9,8	22,5
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	199,0	316,2	515,2
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	61	29	41
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	24	47
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« ^(B) , Mrd. m ³ (V _n)	1,0	10,3	11,3
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	20	21
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m ³ (V _n)	13,7	20,1	33,8

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).
Stand: 31. 12. 2010

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 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 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.

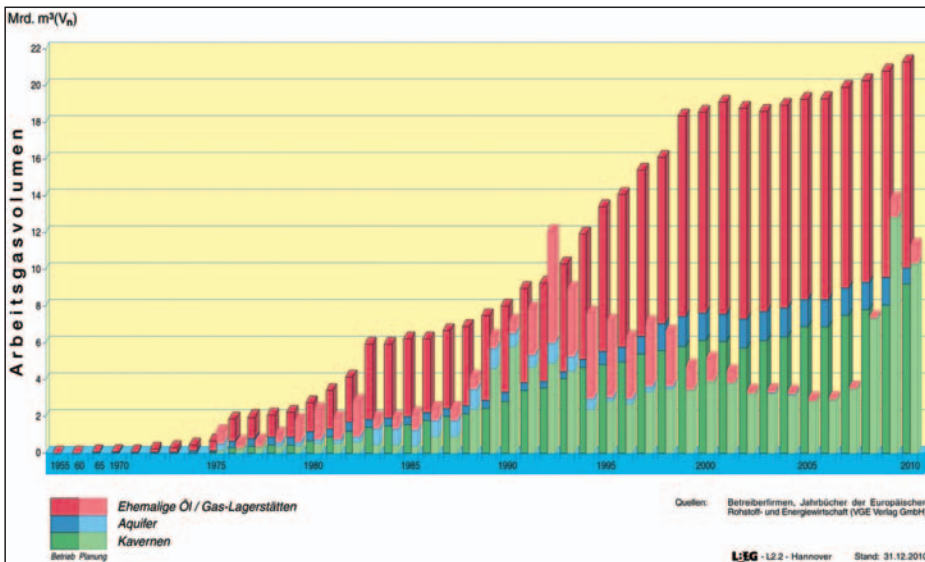


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

Die Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher wurde im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb genommen. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Die in den folgenden beiden Kapiteln zusammen gefassten ergänzenden Angaben über einzelne Speicher wurden über den Stichtag 31. Dezember hinaus soweit möglich aktualisiert.

Porenspeicher: Veränderungen, Aktualisierungen, Projekte

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde Anfang 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt. Auf Grund der Lage im Stadtgebiet sowie der umgebenden Wald- und Seeflächen galten besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Interpretation der Messungen. Nach Auswertung der 3D-Seismik wurde das Lagerstättenmodell des Speichers Berlin aktualisiert. Ab Juni 2009 wurden zwei neue Speicherbohrungen abgeteufelt.

Die Vorbereitungen für das Speicherprojekt **Behringen** in Thüringen, Landkreis Gotha und Wartburgkreis wurden im Jahr 2010 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** wurde die Auswertung der in 2008/2009 aufgenommenen 3D-Seismik fortgesetzt.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland 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.

Ende Januar 2011 hat die GDF SUEZ über ihre Speichertochter Storengy fünf Erdgasspeicher sowie die Beteiligung an einem weiteren Speicher der BEB Speicher GmbH sowie der ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH erworben: **Uelsen**, **Harsefeld** (Kavernenspeicher), **Schmidhausen**, **Bremen-Lesum** (Kavernenspeicher), **Reitbrook**, **Breitbrunn-Eggstätt**.

Kavernenspeicher: Veränderungen, Aktualisierungen, Projekte

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.

Am Speicherstandort **Bernburg** wurde im Zuge der 5. Baustufe eine stillgelegte Kaverne reaktiviert. Die Kaverne ist seit dem 1. Oktober im betriebsbereiten Zustand.

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 Betriebseinrichtun-

gen. 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 Gasspeicher-Gesellschaft Epe hat als neuer Betreiber am Standort Epe Ende November 2008 den Planfeststellungsbeschluss erhalten, um in Zukunft vier Salzkavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt ca. 180 Mio. m³ als Speicher zu nutzen. Zurzeit werden die erforderlichen Gasleitungen verlegt. Die Inbetriebnahme der Kavernen soll im Zeitraum 2012–2014 erfolgen. Die Eneco B. V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und plant nach Übernahme von zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) einen Speicherbetrieb ab Ende 2011.

Die frühere Deutsche Essent GmbH ist inzwischen mit der RWE Gasspeicher GmbH verschmolzen, d.h. die Speicherdaten werden nun unter Epe-RWE (Tab. 5) geführt. Bei den Speichern »in Betrieb« steht dabei »Epe-RWE-L-Gas« für die früheren Meldungen für Epe-Essent.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) hat ihre Speicheranlage Epe um zwei neue Kavernen mit einer maximalen Arbeitsgaskapazität von 179 Mio. m³ auf insgesamt 38 Kavernen (Tab. 5) erweitert. Eine weitere Kaverne mit rd. 72 Mio. m³ Arbeitsgas wird zurzeit befüllt. Parallel zum Ausbau auf der Kavernenseite erweitert EGS mit dem Kooperationspartner KGE die Ein- und Auspeicherleistung seiner obertägigen Anlagen am Standort Epe und steigert die Flexibilität des Speichers durch einen Anschluss an das Transportnetz der Thyssengas GmbH.

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben in den Vorjahren vorgestellt. Eines der beiden Teilprojekte wurde nach seiner Realisierung im Jahr 2010 bei den Speichern »in Betrieb« (Tab. 5) aufgenommen. Hierbei handelt es sich um die erfolgreiche Umrüstung von zehn vorhandenen Ölkavernen auf Gasbetrieb. Das Neubauprojekt von zunächst weiteren 30 Kavernen, für die bereits heute Nutzungsverträge vorliegen, mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 3,4 Mrd. m³ hat begonnen. Die Erweiterung erfolgt für Unternehmen aus der Energiebranche. Seit 2006 wurden in Etzel insgesamt 42 neue Kavernenbohrungen realisiert, von denen bis Ende 2010 zehn Kavernen fer-

Tabelle Erdgas-Porenspeicher

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	Gesamt- volumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas n. Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Plateau-Ent- nahmerate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
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	550	135	180	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.441	1.800	1.200 ²⁾
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
Dötlingen	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 ²⁾
Frankenthal	Enovos Deutschland AG	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I+II	300	80	80	130
Fronhofen- Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–1.800	Muschelkalk	153	33	70	70
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 ²⁾
Inzenham	RWE Dea AG für E.ON Gas Storage	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH,	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	450
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 GmbH, 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 ²⁾
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 ²⁾
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 ²⁾
Uelsen	EMPG* für BEB Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	583	365	365	240
Summe (in Betrieb)					23.725	12.078	12.664	8.290
In Planung oder Bau								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2.300	–	1.000	–
Summe (Planung/Bau)					2.300	–	1.000	–
* MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Germany GmbH; EMGSG – ExxonMobil Gas Storage GmbH								
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen								
²⁾ Maximalrate (kurzzeitig)								
Stand 31. 12. 2010; Quelle: Betreiberfirmen								

tig gesolt und auf Gasbetrieb umgerüstet wurden, weitere 25 befanden sich im Solbetrieb.

Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von weiteren Kavernen, dessen Realisierung auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch möglich erscheint. Insgesamt könnten bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5–10 Rohölkavernen gebaut werden. Bei einem angenommenen Arbeitsgasvolumen von 75 Mio. m³ je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren insgesamt rd. 6 Mrd. m³ zusätzliches Arbeitsgasvolumen theoretisch verfügbar.

Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen sollen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands dienen.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooperation mit der VNG AG und der OMV AG am Standort Etzel ein schon im letzten Jahr berichtetes neues Speicherprojekt unter dem Namen **Erdgasspeicher Etzel (ESE)** gestartet, das nach aktueller Planung den Anschluss von 19 Gaskavernen an die neu zu errichtende Speicherstation vorsieht. Das voraussichtliche Arbeitsgasvolumen beträgt

nach derzeitigem Planungsstand 1,9 Mrd. m³ (V_n). Die Fertigstellung der Speicherstation erfolgt im Jahr 2012. Bis zum Jahr 2014 sollen dann alle 19 Kavernen an die Speicherstation angeschlossen worden sein.

Der Standort Etzel bietet auf Grund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe.

Der in früheren Jahren in den Tabellen sepa-

Tabelle 5 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufem	Speicherformation	Gesamtvolumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Plateau-Entnahmerate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 2	871	661	661	920
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	34	500–700	Zechstein 2	1.406	1.087	1.087	1.000
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	87	73	73	160
Bremen-Lesum-EM	EMPG für MEEG	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	38	1.090–1.420	Zechstein 1	2.585	2.048	2.120	2.894 ³⁾
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	5	1.100–1.420	Zechstein 1	335	260	260	500
Epe-RWE H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	606	474	474	870
Epe-RWE L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	6	1.160–1.280	Zechstein	469	358	358	400
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft mbH & Co. KG	4	1.180–1.500	Zechstein 1	275	210	210	600
Etzel-IVG I	IVG Caverns GmbH	9	900–1.100	Zechstein 2	721	454	454	1.310
Etzel-IVG II	IVG Caverns GmbH	10	800–1.000	Zechstein 2	1.095	780	780	–
Harsefeld	EMPG für BEB Speicher GmbH	2	1.150–1.450	Zechstein	189	119	140	300
Huntorf ²⁾	EWE Energie AG	7	650–1.400	Zechstein	435	311	311	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1.400–1.600	Rotliegend	82	52	52	100
Kraak	E.ON Hanse AG	3	900–1100	Zechstein	205	180	285	200
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	45	30	229 ⁴⁾	200 ³⁾
Nüttermoor	EWE Energie AG	18	950–1.300	Zechstein	1.450	1.070	1.070	1.480
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 Energie AG	1	900–1.200	Zechstein	47	36	36	140
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	4	400–1.130	Zechstein	242	200	200	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1.000	Zechstein	217	187	187	280
Summe (in Betrieb)		196			12.433	9.219	9.764	13.174
In Planung und Bau								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	4	800–860	Zechstein 2	400	–	327	–
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	2	500–700	Zechstein 2	104	–	80	–
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 Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	160	–	112	–
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH, Thyssengas GmbH	4	1.120–1200	Zechstein	285	–	220	–
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	250	–	180	–
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.420	Zechstein 1	90	–	72	–
Etzel-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	19	1.200	Zechstein	2.565	–	1.900	–
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	30	1150	Zechstein 1	3.400	–	2.500	–
Jemgum-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1.150–1.600	Zechstein	2.590	–	2.000	–
Jemgum-EWE ⁵⁾	EWE Energie AG	8	950–1.400	Zechstein	–	–	–	–
Jemgum-WINGAS	Wingas GmbH & Co. KG	11	1.000–1.600	Zechstein	1.620	–	1.200	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1.500–1.800	Rotliegend	118	–	83	–
Kraak	E.ON Hanse AG	1	1.30–1.450	Zechstein	130	–	105	–
Nüttermoor	EWE Energie AG	3	950–1.300	Zechstein	–	–	–	–
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1.100–1.400	Zechstein	840	–	560	–
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700–900	Zechstein 1	150	–	120	–
Rüdersdorf	EWE Energie AG	1	900–1.200	Zechstein	–	–	–	–
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	7	850–1.150	Zechstein	740	–	600	–
Summe (Planung/Bau)		132			13.854	–	10.336	–

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

Stand 31. 12. 2010;

³⁾ Maximalrate (kurzzeitig); ⁴⁾ Nach Reparatur/Nachsollung und Erweiterung in 2011 ⁵⁾ 15 Kavernen in mehreren Baustufen sind geplant

Quelle: Betreiberfirmen

rat geführte Speicher **Neuenhutorf** wurde jetzt in das Projekt **Huntorf** (beide EWE) integriert.

Die EWE ENERGIE AG plant in **Jemgum** die Solung von 15 Kavernen in mehreren Ausbaustufen. In Tabelle 5 sind davon acht Kavernen ausgewiesen. Ende 2010 befanden sich sechs Kavernen der EWE im Solprozess. Die Kavernengröße wird voraussichtlich ein geometrisches Volumen von jeweils maximal 0,7 Mio. m³ erreichen. EWE rechnet mit einer Fertigstellung der ersten Baustufe ab ca. 2013.

Auch die WINGAS GmbH & Co. KG plant am Standort **Jemgum** einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG – Verbundnetz Gas AG ist an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Von WINGAS sind zunächst elf Kavernen mit einem geometrischen Volumen von jeweils ca. 0,75 Mio. m³ vorgesehen. Die Inbetriebnahme ist ab 2013 geplant. Die Rahmenbetriebspläne der EWE und WINGAS wurden bereits in 2008 zugelassen. Beide Unternehmen nutzen beim Bau ihrer beiden Speicher teilweise eine gemeinsame Infrastruktur z. B. für die Frischwasserzuleitung, den Soletransport und die Soleeinleitung sowie für die Energieversorgung. Die gastechnischen Anlagen errichtet jede Firma für sich getrennt.

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. m³. E.ON Gas Storage sieht noch Potenzial im Bereich ihres Standorts Jemgum und konkretisiert dieses durch entsprechende Untersuchungen.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen.

In **Kraak** war eine vierte Kaverne bis Ende 2010 im Solbetrieb. In 2011 soll diese Kaverne dann mit Gas erstmals befüllt werden und zum Beginn des Jahres 2012 am Gasnetz verfügbar sein.

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 2011.

In **Nüftermoor** befinden sich die K19, K20 und K21 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. m³ verfügen.

Bei der Erweiterung des Speichers **Rüdersdorf** befindet sich K102 weiterhin im Solprozess.

Weitere Speicherprojekte in Erkundung oder Planung

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. 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.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde durch das Bergamt Stralsund ein Hauptbetriebsplan zur Aufsuchung zugelassen. Die erste Bohrung konnte Anfang 2008 erfolgreich beendet werden. Zudem erfolgten seismische und in 2009 gravimetrische Untersuchungen. Die Genehmigungsverfahren für das Speicherprojekt laufen.

VNG und Gazprom Export/Gazprom Germania bauen gemeinsam den **UGS Katharina** in Peißen bei Bernburg. Dazu wurde im Mai 2009 die Firma Erdgasspeicher Peissen GmbH gegründet. Bis 2014 soll in Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeitsgasvolumen von knapp 600 Mio. m³ in 12 Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden.

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. m³ Arbeitsgasvolumen. Die Ein- und Auslagerleistung beträgt 1 Mio. m³/h.

Der Speicher **7Fields** in Oberösterreich entsteht nach Angaben der E.ON Gas Storage GmbH durch Umwandlung von sechs leer geförderten Gaslagerstätten (eine weitere als »upside potential«) zu einem gemeinsamen Speicher mit Anbindung an das deutsche Leitungsnetz. Das Projekt 7Fields wird von einem Joint Venture mit den Partnern Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und E.ON Gas Storage GmbH entwickelt. Der Speicher wird in drei Phasen ausgebaut, wovon die erste Phase im April 2011 in Betrieb gegangen ist. Die erste Ausbauphase verfügt über ein Arbeitsgasvolumen von 1,165 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 405.000 m³/h bzw. 607.000 m³/h. Nach Endausbau in 2017 wird der Speicher über ein Arbeitsgasvolumen von 2,075 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 721.000 m³/h bzw. 1,08 Mio. m³/h verfügen. Der Speicher ist über die Austrian-Bavarian-Gasline (ABG) an das

deutsche Marktgebiet Net Connect Germany angeschlossen.

Internationale Aktivitäten

Weltweit stehen derzeit etwa 353 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 630 Gasspeichern zur Verfügung. Damit hat sich gegenüber den beiden Vorjahren wenig verändert (siehe Tabelle 7 in: EEK 125, 11/2009, S. 422 und EEK 126, 11/2010, S. 402). 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 ³	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

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, 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. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com).

Deutschland wird mit seinem erheblichen Speicherpotenzial künftig eine wesentliche Rolle als Erdgasdrehscheibe für Westeuropa spielen. Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas, der Bedeutung von LNG, infrastruktureller Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa sowie der zukünftigen Rolle Russlands für die Erdgasversorgung von Europa finden sich u.a. bei [Ulbrich 2005] sowie bei [Bittkow & Rempel 2008 u. 2009].

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 Salzkaavernen installiert.

Die Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committees der International Gas Union (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wall-

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	5	Rohöl, Mineralölprodukte
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	21	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	3	Ethylen, Propylen
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	36	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				103	
* außer Betrieb				Stand 31. 12. 2010;	Quelle: Betreiberfirmen

brecht, 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 2012 erscheinen.

Ausschuss KUGS – Kavernen und Untertagspeicher

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 »Untertagespeicherung« 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 Untertagspeicher, dessen Mitglieder rund 95 % der deutschen Speicherkapazitäten operieren, statt.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 1 und Tabelle 6 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2010 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

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 Erdölbevorratungsverband (EBV) gibt in seinem Bericht für das abgelaufene Haushaltsjahr (4/09–3/10) eine Vorratspflicht von 20,5 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen »Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle« an [EBV 2010]. Zum 31. März 2010 betragen die Bestände des EBV 25,5 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. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001. Der EBV will den Speicher in **Wilhelmsha-**

ven-Rüstringen, den größten seiner vier Lagerstandorte, um zunächst vier Kavernen erweitern. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hatte Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Bis 2018 sollen die vier Kavernen mit einem Gesamtvolumen von rd. 3,8 Mio. m³ fertig gestellt sein.

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

Quellen

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2011): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010. Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- Bittkow, P., Rempel, H. (2008/09): Edelennergie 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) (2010): Geschäftsbericht 4/09–3/10. 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 Untertagspeicherung für Erdgas und CO₂ 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) (2011): Jahresbericht 2010, Zahlen und Fakten. Hannover. www.erdoel-erdgas.de.