

Untertage-Gasspeicherung in Deutschland

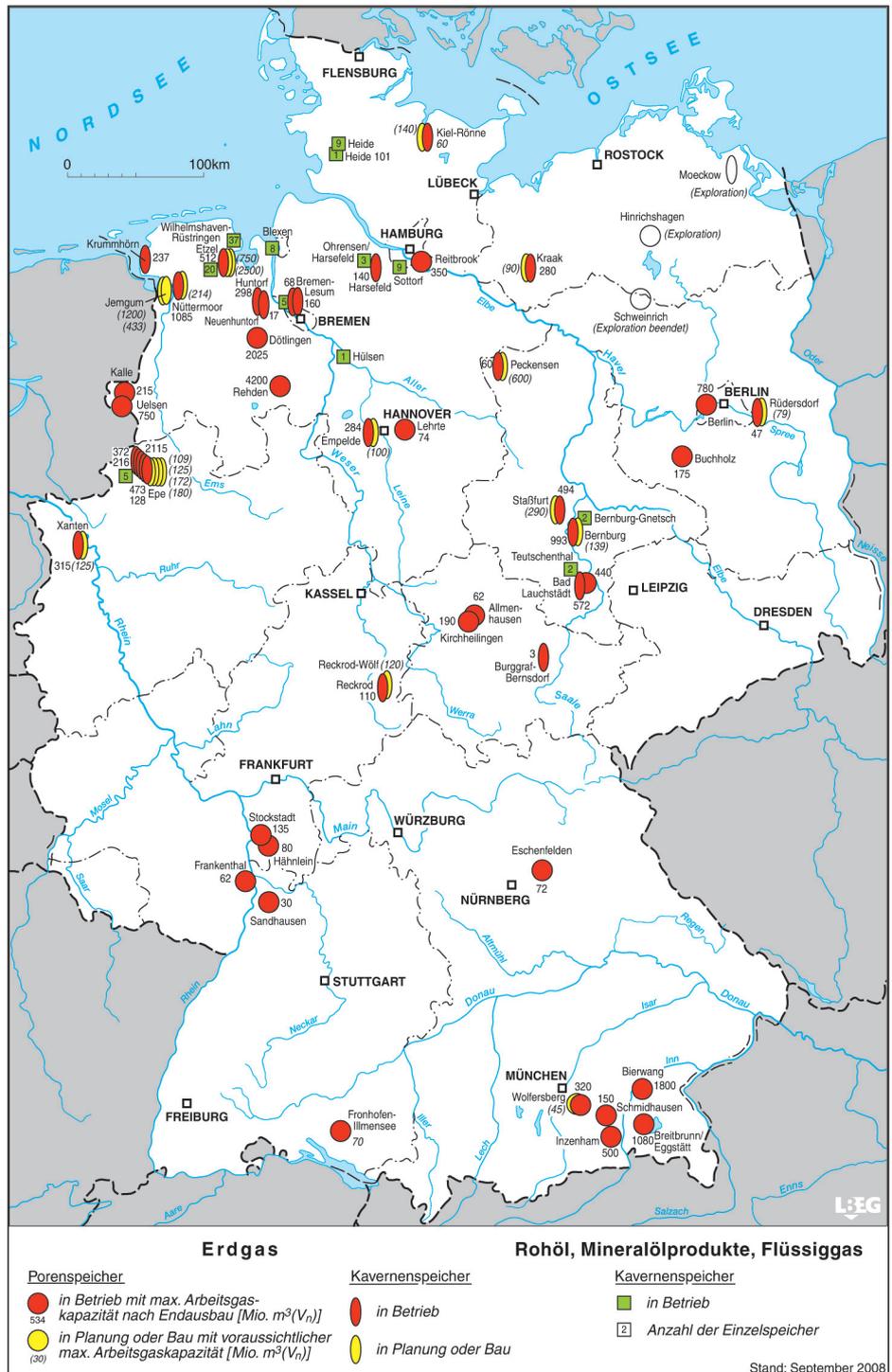
Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

E inleitung

Die sichere Versorgung mit Energie ist eine der wichtigsten Säulen für Fortschritt, Mobilität und Wohlstand einer Nation.

Beim Energierohstoff Erdgas wird diese Prämisse durch die Summe der drei Faktoren Import, heimische Förderung und Untertage-Erdgasspeicherung sicher gestellt. Das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) – Bergbehörde für die Länder Niedersachsen, Bremen, Hamburg und Schleswig-Holstein und Geologischer Dienst für Niedersachsen – berichtet seit vielen Jahren in dieser Zeitschrift über den Status der Untertage-Gasspeicherung sowie über die Speicherung von Rohöl und Mineralölprodukten in Deutschland. Da die europäische Erdgas- und Speicherwirtschaft auf Wachstumskurs ist, werden länderbezogene Speicherinformationen über existierende und geplante Projekte zunehmend nachgefragt. Unter anderem durch die Energieversorger, Ingenieurbüros, Servicefirmen, Finanzdienstleister sowie durch Politik, Öffentlichkeit und Presse. Allen Prognosen zufolge wird die Importabhängigkeit Deutschlands und Westeuropas in den nächsten Jahrzehnten zunehmen. Russland wird dabei weiterhin eine exponierte Rolle als Lieferant spielen. Im vergangenen Winter rückte die Gasspeicherung wieder einmal in den Fokus der Berichterstattung und öffentlichen Wahrnehmung. Der sich wiederholende Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine führte auf Grund der kalten Witterung in einigen Staaten Osteuropas zu einer dreiwöchigen Notstandssituation. Das Thema einer nationalen Krisenvorratung für Erdgas stand auf der Agenda im Bundeswirtschaftsministerium, den Verbänden und in der Presse. Solche Krisen verdeutlichten, dass der Faktor Energie als globales Machtinstrument benutzt werden kann. Die Energieversorger in Deutschland zeigten sich auf Grund der heimischen Gasproduktion in Verbindung mit umfangreichen Speicher-



* Dipl.-Ing. Robert Sedlacek, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Referat L2.2 »Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen«, Hannover, E-mail: Robert.Sedlacek@lbeg.niedersachsen.de

0179-3187/09/11
© 2009 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

mengen gelassen und – im Hinblick auf Versorgungsengpässe – gut aufgestellt. Selbst bei einer fortwährenden Auseinandersetzung sollte es nicht zu Liefer einschränkungen für Haushalte und Endverbraucher kommen. Erst wenn die Lieferkürzungen lang andauern sollten und der Winter besonders kalt würde, könnten auch die derzeitigen Ausgleichsmöglichkeiten der Energieversorger an ihre Grenzen stoßen. Damit lautet die zentrale Frage nicht: »Ist die Gasversorgung in Deutschland überhaupt sicher?«, sondern: »Wie würde man einer bisher noch nie dagewesenen Versorgungsstörung bei einem wochenlang andauernden besonders kalten Winter begegnen und ist dafür eine nationale Krisenbevorratung erforderlich?«. Die Gaskrise machte sehr deutlich, wie wichtig es für Deutschland ist, Erdgas aus verschiedenen Lieferländern zu importieren, eigene Energierohstoffe zu besitzen, auch künftig auf sie zu explorieren sowie Speicher für Öl und Gas in erheblichem Umfang vorzuhalten und weiter auszubauen. Dieser Artikel steht nach seinem Erscheinen auch als download auf der Website des LBEG (www.lbeg.niedersachsen.de).

G rundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird unter anderem durch Untertage-Erdgasspeicher ge-

Tabelle 1 Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland

Bezugsland	Anteil in %	
	2008	2007
Deutschland	16	18
Niederlande	18	17
Norwegen	26	25
Russland	36	36
Dänemark/Großbritannien	4	4
nach WEG (2009)		

Tabelle 2 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland

Energieträger	Anteile in %	
	2008	2007
Mineralöl	34,7	33,3
Erdgas	22,1	22,6
Steinkohle	13,1	14,3
Braunkohle	11,1	11,6
Kernenergie	11,6	11,1
Wasser- und Windkraft	7,4	7
nach AGEB (2009)		

währleistet. 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 im letzten Jahr einen besonderen Aufschwung.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist auf Grund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert, d. h. sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch 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 kapilla-

ren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese in ihrer Ein- und Ausspeicherleistung leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck 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 Kissengas 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].

E rdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹⁾

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 2 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge [AGEB 2009].

Tabelle 3 zeigt die statistischen Angaben der

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

Einheit	Jahr		Veränderung 2007/08 in %
	2008	2007	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	152	166	-9
Einfuhr, Mrd. kWh	969	924	5
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.121	1.090	3
Ausfuhr, Mrd. kWh	177	163	8
Speichersaldo, Mrd. kWh	7	34	-
Verbrauch, Mrd. kWh	951	961	-1
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t. SKE	105,5	106,6	-1
Inländische Erdgasförderung ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	15,5	17,0	-9
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	114,7	112,1	3
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. m ³ (V _n)	97,3	98,3	-1
nach AGEB (2009) und WEG (2009)			
¹⁾ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2009). 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 ₀ von 9,77 kWh/m ³ (V _n) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.			

AGEB für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Die heimische Förderung ging durch natürliche Erschöpfung der Lagerstätten um etwa 9 % auf 15,5 Mrd. m³(V_n) zurück. Der Gasverbrauch reduzierte sich um 1 % und betrug etwa 97 Mrd. m³(V_n).

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2008

(Stichtag: 31. Dezember 2008)

Die Speicherdaten in diesem Artikel wurden auf der Grundlage einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den Speicherfirmen und in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer erstellt. Man findet sie u. a. in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums »Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland« sowie im Jahresbericht »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland«, der im Frühjahr des jeweiligen Jahres erscheint und auf der website des LBEG bereit gestellt wird. Die bundesweite Datenerhebung geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, dem BMWi, BDEW, WEG, der Bundesnetzagentur sowie weiteren Nutzern in Wirtschaft und Politik als Nachweis- und Informationsquelle.

Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden bevorzugt in Sandstein-Formationen, ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Aquiferen angelegt. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Sie haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine hohe Bedeutung. Prominentestes Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit über 15 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden. Dies gilt für die Größe des Aquifer-Porenvolumens, Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, Nachweis von

¹⁾ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o 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 Wärmegehalten für Erdgas wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

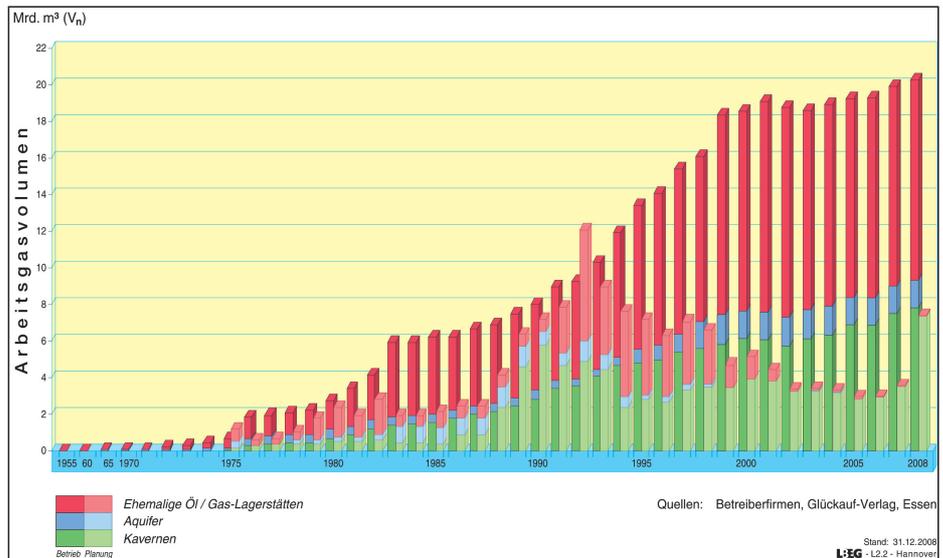


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Deutschland seit 1955

Störungsbahnen, Druck-Volumen-Verhalten im Betrieb, usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und Abteufen erster Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich Strukturbau, Speichervolumen und maximalem Druck abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d. h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko die anspruchvollsten Speichertypen. Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Ihre Lage ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage sind Standorte in Küstennähe, wo der Bau von Leitungen für eine Soleentsorgung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung möglich ist. Ak-

tuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei Langer & Schütte (2002). Das LBEG hat in 2009 auf seinem Kartenserver unter der Thematik »Geologie« eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Autorin: BGR, Maßstab 1 :500.000) online bereit gestellt.

Tabelle 4 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,3 Mrd.m³(V_n). Es hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 19,9 Mrd. m³(V_n)). Das Arbeitsgasvolumen in Porenspeichern blieb etwa auf Vorjahresniveau. Bei den Kavernenspeichern stieg der Arbeitsgaswert um etwa 4 % oder 0,3 Mrd. m³(V_n). Dies ist durch die Erweiterung bestehender Speicher, Inbetriebnahme weiterer Kavernen sowie durch neue Speicherprojekte begründet. Etwa zwei Drittel des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und ein Drittel in Kavernenspeichern vorhanden. Die Entwicklung bei den Kavernenspeichern, die in Bau oder Planung sind, zeigte

Tabelle 4 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	12,5	7,8	20,3
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« ^(A)	13,6	9,0	22,6
Plateau-Entnahmerate, Mio. m ³ (V _n)/d	192,1	296,5	488,6
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases*, Tage	65	26	42
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	24	47
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« ^(B) , Mrd. m ³ (V _n)	0,05	7,4	7,5
Anzahl der Speicher (Planung oder Bau)	1	18	19
Summe Arbeitsgas (A + B), Mrd. m ³ (V _n)	13,7	16,4	30,1

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas/Plateau-Entnahmerate).
Stand: 31. 12. 2008

einen erheblichen Zuwachs von 3,6 auf 7,4 Mrd. $m^3(V_n)$ Arbeitsgas. Für den Standort Epe wurden ein weiterer Betrieb (KGE, Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG), in Etzel zwei Teilprojekte (IVG AG) und in Jemgum (EWE AG) ein weiteres Projekt gemeldet. Bei der Realisierung aller Vorhaben wird künftig ein maximales Arbeitsgasvolumen von etwa 30 Mrd. $m^3(V_n)$ verfügbar 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 genehmigter Betriebsplan vorliegt.

Weitere Projekte mit einem erheblichen Arbeitsgasvolumen sind in Projektierung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (Informationen siehe in diesem Artikel im Kapitel »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 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. Auf Grund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt. Die Namen der Betreiberfirmen in den Tabellen 5 und 6 entsprechen dem Stand vom 31. 12. 2008.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Die Gasspeicherung begann im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel, der Ende der 90-er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde.

Zu einigen der Speicher liegen folgende ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus der Presse vor:

Porenspeicher

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. Im Juni 2009 begann die Bohrkampagne für zwei neue Speicherbohrungen, die beide zum Jahresende in Betrieb gehen sollen.

Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten

der beiden im Verbund fahrenden Speicher in **Bad Lauchstädt** beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,020 Mio. m^3/h . Der Porenspeicher kann eine Maximalrate von 238.000 m^3/h darstellen. Die abnehmende Ausspeicherrate kann zeitweise vom Kavernenspeicher kompensiert 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 Daten der Seismikakquisition werden derzeit ausgewertet.

Die in Tabelle 5 aufgeführte geplante Erweiterung von **Wolfersberg** wurde im Sommer 2009 in Betrieb genommen.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z. B. von GDF SUEZ E&P in **Anzing**, einer ehemaligen Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S101) durchgeführt und ein Betriebsplan für einen Speicherbetrieb eingereicht. Die E.ON Gas Storage hat ebenfalls einen Betriebsplan für den Betrieb eines Untertagespeichers im Bereich der Bewilligung **Schnaitsee I** beim Bergamt Südbayern eingereicht. Für die letzteren beiden Projekte wurden dem LBEG keine Zahlenangaben gemeldet.

Kavernenspeicher

Der Speicher **Empelde** mit seinen vier Kavernen soll um drei weitere Kavernen erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. $m^3(V_n)$ Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Die bestehenden drei Kavernen in Empelde sollen bis 2018 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich in der Gaserstbefüllung, eine fünfte neue Kaverne wird zur Zeit erbohrt. Das Konzept für die Erweiterung sieht vor, zeitlich nacheinander jeweils eine neue Kaverne zu solen und parallel dazu eine alte Kaverne zu sanieren und zu vergrößern. Diese Maßnahmen sollen bis Ende 2018 abgeschlossen sein. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen werden die vorhandenen Solanlagen und Fernleitungen weiter genutzt. Die anfallende Sole wird seit 2005 in das Grubengebäude der K+S Aktiengesellschaft in Sehnde/Lehrte eingeleitet. Durch Ablenkung der Bohrungen werden die neuen Kavernen in einer Tiefe von circa 1.300 bis 1.700 m erstellt, d. h. über den Kavernen finden obertägig keine Veränderungen oder Beeinflussungen statt. Für die fünfte Kaverne erfolgte eine Bekanntmachung gemäß Bundesberggesetz im Sommer 2008. Die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazu gehörigen gastech-nischen Betriebseinrichtungen wurden ebenfalls in 2008 begonnen und der nach Bundesberggesetz erforderliche Rahmenbetriebsplan durch das LBEG zugelassen. Für

die Erweiterung werden insgesamt 410 Mio. $m^3(V_n)$ Arbeitsgasvolumen geplant.

Am Standort **Epe**, der größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind sechs Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt. 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 ihren Speicher seit dem 1. 10. 2008 in der Baustufe I mit drei Kavernen in den Regelbetrieb genommen und plant eine weitere Kaverne. Die Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe (KGE) hat als neuer Betreiber am Standort Epe ebenfalls einen Antrag für ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren für einen Speicher mit vier Kavernen gestellt. Weitere Unternehmen werden als Betreiber hinzukommen (siehe nachfolgendes Kapitel und bei Grigo, W & Dörne, P. (2009)).

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben bereits im Vorjahr vorgestellt und nun mit zwei Teilprojekten in Tabelle 6 aufgenommen. 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, für die bereits heute Nutzungsverträge vorliegen. Die Arbeiten zur Speichererweiterung der 40 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 3,3 Mrd. $m^3(V_n)$ haben begonnen. Die Erweiterung erfolgt für Unternehmen aus der Energiebranche (u. a. für E.ON Gas Storage GmbH). In 2008 wurden in Etzel 19 neue Bohrungen mit bis zu vier Bohranlagen abgeteuft, bis Ende 2009 werden sechs weitere Bohrungen hinzukommen. Seit 2006 wurden in diesem Großprojekt bis Mitte 2009 insgesamt 37 neue Kavernenbohrungen realisiert von denen sich bereits 26 im Solbetrieb befinden. Die Realisierung der beiden Teilprojekte und die Verfügbarkeit des o. g. Arbeitsgasvolumens sollen bis zum Jahr 2013 erfolgen. 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. Den Kunden der IVG dient die Lagerung von Öl und Gas zur Deckung von Verbrauchsspitzen und Zwischenlagerung von Import-Lieferströmen. Die Rohöllagerung dient mit ihren strategischen Reserven der Versorgungssicherheit. Das mit dem Ausbau geschaffene neue Potenzial erfordert einen entsprechenden Ausbau des Transportsystems. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch realisierbar wäre. Insgesamt könnten bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5–10 Rohölkavernen gebaut

Tabelle 5 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	1.085	780	780	250
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.425	1.800	1.200
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	EMPG*	ehem. Gasfeld	2.650	Buntsandstein	4.058	1.600	2.025	840
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I+II	290	62	62	100
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
Inzenham	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	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, MEEG	ehem. Ölfeld	640–725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
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
Stockstadt	E.On Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG	ehem. Gasfeld	1.500	Buntsandstein	1.220	520	750	245
Wolfersberg	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	538	320	320	210
Summe (in Betrieb)					24.205	12.456	13.560	8.005
In Planung oder Bau								
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	45	–	45	–
Summe (Planung/Bau)					45	–	45	–
* MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Germany GmbH; EMGSG – ExxonMobil Gas Storage GmbH								
¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen					Stand 31. 12. 2008; Quelle: Betreiberfirmen			

werden. Bei einem angenommenen Arbeitsgasvolumen von 75 Mio. m³(V_n) je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren insgesamt etwa 6 Mrd. m³(V_n) zusätzliches Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen sollen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands dienen. Der Standort Eitzel hat damit eine weiter zunehmende und herausragende Bedeutung für das nationale Speichergeschäft und die Energieversorgung Deutschlands bekommen.

Im Speicherprojekt **Jemgum** der WINGAS GmbH & Co. KG sollen in einer ersten Ausbaustufe zunächst 18 Kavernen errichtet werden. Auch die EWE AG plant die Solung von weiteren 15 Kavernen in drei Ausbaustufen von jeweils fünf Kavernen. In Tabelle 6 sind bei EWE fünf Kavernen für die erste Baustufe berücksichtigt. WINGAS und EWE führen den Bau (Solbetrieb) ihrer beiden Speicher gemeinsam durch und verfügen über einen gemeinsam eingereichten und vom LBEG genehmigten Rahmenbetriebsplan. Inzwischen wurden auch die

wasserrechtlichen Genehmigungen für die Entnahme von Frischwasser aus der Ems und die Einleitung von Sole in die Außennems erteilt. Die gemeinsamen Betriebseinrichtungen umfassen z. B. die Wasserentnahme und Soleeinleitbauwerke, Wasserleitung, Pumpenstation, Soletransportleitung und die Energieversorgung. Es ist geplant, Kavernen mit einem geometrischen Volumen von maximal 0,75 Mio. m³ zu errichten. Nach Fertigstellung ab 2011 sollen beide Speicher unabhängig voneinander betrieben werden.

Auch die E.ON Gas Storage GmbH plant als drittes Projekt auf dem Salzstock **Jemgum** einen Untergrundspeicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen. Ein Betriebsplan wurde eingereicht. Im Falle einer Realisierung aller 20 Kavernen könnte hier ein geschätztes Arbeitsgasvolumen von über 1 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Nach Abschluss aller drei Teilprojekte in Jemgum werden dort künftig weitere 3 bis 3,5 Mrd. m³(V_n) an Arbeitsgas bereit stehen. Der Salzstock Jemgum verfügt über Potenzial für die Solung weiterer Kavernen, das durch Standortuntersuchungen konkretisiert werden müsste. Der Standort Jemgum wird damit neben Etzel und weiteren Speicherprojekten, die bei positiver Exploration gebaut werden sollen künftig zu einem erheblichen Anstieg des Arbeitsgasvolumens in Deutschland beitragen.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen. Eine weitere Kaverne, für die ein genehmigter Rahmenbetriebsplan vorliegt, ist in Planung und soll bei positiver Entscheidung für einen Bau die gleichen Planungsdaten aufweisen wie K103.

In **Kraak** ist eine vierte Kaverne im Solbetrieb und eine weitere angedacht (Obst 2008).

Bei **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

In **Nüttermoor** wurde die Solung der Kavernen K17 und K18 Anfang 2008 beendet. Drei weitere (K19, K20, K21) befinden sich im Solprozess.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Die Planungen für die dritte Kaverne sehen ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mio. m³ und eine tägliche Entnahmeleistung von 4 Mio. m³ vor. Kaverne K1 ist seit 2001 in Betrieb, K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Für die geplanten Kavernen 4 und 5 wurden von Storengy Deutschland GmbH bereits vermarktet. Sie sollen in 2013/2014 bzw. 2015/2016 mit einem Arbeitsgasvolumen von jeweils 80 Mio. m³ in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu zehn Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von 700–800 Mio. m³ verfügen.

Bei der Speichererweiterung in Rüdersdorf befindet sich K102 seit 2005 im Solprozess. Eine weitere Bohrung wurde abgeteuft.

W weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

In Norddeutschland hängen weitere Speicherprojekte unmittelbar mit dem Bau der Ostseepipeline durch das deutsch-russische Konsortium Nord Stream AG vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Peters-

burg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine wichtige Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland. Die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland haben Ende 2005 begonnen. Mitte 2009 wurden die ersten Rohre für die Seetrasse nach Karlskrona in Schweden, einem der Zwischenlager, geliefert. Die Seetrasse wird eine Länge von rund 1200 km aufweisen. Das Projekt soll aus zwei parallelen Strängen bestehen, die Ende 2011 bzw. 2012 fertig gestellt sein und über je 27,5 Mrd. m³/a Transportkapazität verfügen sollen. Die Gesamtinvestitionen für das Projekt werden mit über 7 Mrd. Euro angegeben. Die Nord Stream AG hat für den etwa 80 km langen Trassenabschnitt in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Ende 2008 einen Antrag gestellt. Die Unterlagen für die öffentliche Beteiligung wurden ausgelegt. Bis Mitte 2010 sollen im Greifswalder Bodden die Verlegearbeiten beginnen. Mit dem Bau der »Nord Stream« wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet. Dieses wird zusätzliche Untertagespeicherkapazitäten erfordern und hat zu Untersuchungen von weiteren Speicherstandorten geführt. Mit der Ostseeleitung kann langfristig die Lieferung großer Erdgasmengen für die Europäische Union ohne Transitstaaten wie der Ukraine, Polen oder Weißrussland gesichert werden. Deutschland würde dann selbst zu einem Erdgas-Transitland werden, da die durch die Ostseeleitung ankommenden Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa von Bedeutung sein werden.

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 gravimetrische Untersuchungen.

Zur Realisierung des Speicherprojektes Moeckow sind derzeit beim Bergamt Stralsund weitere Genehmigungsverfahren anhängig.

Die ZMB GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH (seit August 2009 Verschmelzung mit GAZPROM Germania), führt auf der Struktur **Hinrichshagen** bei Waren in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durch. 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 (ausführliche Beschreibung bei OBST (2008)).

Nach Mitteilung der GAZPROM Germania GmbH an das Bergamt Stralsund besitzt das Speichergestein die für eine Erdgasspeiche-

rung notwendigen Eigenschaften. Die Abdeckung des Speichergesteins ist gegeben. Allerdings fragmentieren geologische Störungen die Gesamtstruktur, so dass nur Teilbereiche des Erdgasspeichers geeignet sind. Weitere Arbeitsschritte und Untersuchungen sollen die tatsächlichen Nutzungsmöglichkeiten des Speichers Hinrichshagen unterlegen.

Die Erkundung der Aquiferstruktur **Schweinitz** bei Wittstock durch die GAZPROM Germania [Obst 2008] wurde Mitte 2009 eingestellt. 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.

Am Standort **Epe** bereiten sich zwei weitere Firmen auf eine Gasspeicherung vor [Grigo, W & Dörne, P., 2009]. Die Continental Gas Storage Deutschland GmbH (CGS) plant den Betrieb von drei Kavernen. Das Antragsverfahren soll noch in 2009 beginnen. Die Energie Baden Württemberg AG (EnBW) plant einen Gasspeicher mit drei Kavernen. Auch hier läuft die Vorbereitung des Antragsverfahrens.

Die Storengy Deutschland GmbH (bis 30. 1. 2009 Gaz de France Erdgasspeicher Deutschland GmbH) plant die Errichtung eines Erdgas-Kavernenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 730 Mio. m³ in **Ohrensen** bei Stade. In einer ersten Projektphase ist die Errichtung von vier Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt ca. 400 Mio. m³ vorgesehen. Die Inbetriebnahme der Kavernen soll im Jahrestakt im Zeitraum 2015–2018 erfolgen. Der weitere Ausbau findet in Abhängigkeit von der zukünftigen Vermarktung statt. Der Speicher soll über einen Netzanschluss an das Netz der Gasunie Deutschland angeschlossen werden.

Nach Presseberichten wird ein weiteres Kavernenspeicher-Projekt derzeit durch VNG und Gazprom Export über eine gemeinsame Gesellschaft »Erdgasspeicher Peissen GmbH« vorbereitet. In den kommenden 15 Jahren soll ein Speicher »**Katharina**« im »Bernburger Sattel«, einer Steinsalzlagerstätte in der Magdeburger Börde in Sachsen-Anhalt, errichtet werden. Das Arbeitsgasvolumen in zehn Kavernen soll 600 Mio. m³ (V_n) betragen 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 eingerichtet, im Mai 2007 in Betrieb genommen und ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher kann somit für den saisonalen Aus-

Tabelle 6 Erdgas-Kavernenspeicher

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamtvolumen ¹⁾ Mio.m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas Endausbau Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas n. Plateaunahmerate 1.000 m ³ /h
In Betrieb								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780–950	Zechstein 2	852	572	572	1.020 ²⁾
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	32	500–700	Zechstein 2	1.290	993	993	1.450
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co KG	2	1.050–1.350	Zechstein	83	68	68	160
Bremen-Lesum	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	3	1.300–1.800	Zechstein 2	173	136	284	360
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1.100–1.420	Zechstein 1	285	216	216	400
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	34	1.090–1.420	Zechstein 1	2.209	1.744	2.115	2.900
Epe-RWE	RWE WVE Netzservice GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	606	473	473	520
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	6	1.160–1.280	Zechstein	469	372	372	400
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1.180–1.500	Zechstein 1	161	128	128	300
Etzel	IVG Caverns GmbH	9	900–1.100	Zechstein 2	770	512	512	1.310
Harsefeld	EMPG	2	1.150–1.450	Zechstein	186	129	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650–1.400	Zechstein	405	298	298	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1.250–1.600	Rotliegend	100	60	60	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	73	51	237	100
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750–1.000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE AG	16	950–1.300	Zechstein	1.498	1.085	1.085	1.300
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	1	1.300–1.450	Zechstein	105	60	60	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 WVE Netzservice GmbH	4	400–1.130	Zechstein	242	204	494	250
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH	8	1.000	Zechstein	217	188	315	280
Summe (in Betrieb)		173			10.461	7.816	9.039	12.355
In Planung und Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	3	500–700	Zechstein 2	183	–	139	–
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1.300–1.800	Zechstein 2	125	–	100	–
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-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	1	1.060–1.400	Zechstein 1	153	–	109	–
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	250	–	180	–
Etzel	IVG Caverns GmbH	30	1.150	Zechstein 1	3.400	–	2.500	–
Etzel	IVG Caverns GmbH	10	800–1.000	Zechstein 2	1.100	–	750	–
Jemgum	Wingas GmbH & Co. KG	18	1.000–1.600	Zechstein	1.620	–	1.200	–
Jemgum	EWE AG	5	950–1.400	Zechstein	650	–	433	–
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	1.250–1.600	Rotliegend	234	–	140	–
Kraak	E.ON Hanse AG	1	1.30–1.450	Zechstein	110	–	90	–
Nüttermoor	EWE AG	3	950–1.300	Zechstein	321	–	214	–
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	94	–	79	–
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WVE Netzservice GmbH	4	850–1.150	Zechstein	380	–	290	–
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	5	1.000	Zechstein	150	–	125	–
Summe (Planung/Bau)		105			10.365	–	7.366	–

¹⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissen gasvolumen; ²⁾ Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt

Stand 31. 12. 2008; Quelle: Betreiberfirmen

gleich in Deutschland aber auch in Österreich genutzt werden. Er wird derzeit im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 Mrd. m³ auf 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa ausgebaut. Durch den Ausbau erfolgt eine Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500.000 m³/h auf 1.000.000 m³/h. Die Fertigstellung ist für April 2011 geplant.

Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 352 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 630 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 7). 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. 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 61 % der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 39 % 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 Visualisierung der Daten wurde mit wesentlicher Unterstützung durch das LBEG mittels des interaktiven ArcReader-Programms realisiert. Neben den statistischen Daten und den Speicherkarten wurden ein Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. 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 sollen demnächst über die IGU-Website zugänglich gemacht werden.

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). Die deutschen Vertreter haben hierzu einen wesentlichen Beitrag geleistet. Die UN ECE Working Party on Gas hat in 2008 die Überarbeitung und Aktualisierung dieser Studie initiiert. Das Update berücksichtigt das veränderte Umfeld des liberalisierten Gasmarktes und würdigt die gestiegene Bedeutung der Gasspeicherung und die technologische Entwicklung in der Speicherindustrie. Zur Zeit befindet sich der Fragebogen für die Überarbeitung der Studie in Abstimmung. Dies erfolgt wieder unter Beteiligung deutscher Vertreter, die auf eine aktive Unterstützung durch die deutschen Speicherunternehmen angewiesen sind. Ein Abschluss der Studie ist in 2010 geplant.

Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die deutschen Speicherunternehmen haben sich im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) zu einer Organisation der Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG »Untertagegasspeicherung« und des WEG-Arbeitskreises »Untertagespeicherung« zusammen geschlossen. Der K-UGS dient 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 werden Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen sowie die gemeinsame Bearbeitung vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung verfolgt. Die Geschäftsstelle ist beim WEG in Hannover angesiedelt und organisiert im halbjährlichen Turnus Tagungen der K-UGS-Mitglieder. Derzeit wird eine Neuausrichtung des K-UGS zur effektiveren Vertretung der technisch-wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber angestrebt. Es ist geplant, die Re-Organisation mit dem Anschluss an einen Verband und der Gründung eines Speicherfachausschusses in diesem Verband im Frühjahr 2010 abzuschließen.

Auf Europäischer Ebene wurde im Juni 2003 die entscheidende Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes mit der Gasdirektive geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirektive möglichen Alternativen hat Deutschland den verhandelten Speicherzugang (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt. Nach

Tabelle 7 Erdgasspeicher in der Welt

Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen, Mio. m ³	Anzahl Speicherbetriebe
USA	110.674	389	Turkey	1.600	2
Russia*	93.561	22	Spain	1.459	2
Ukraine*	31.880	13	Azerbaijan*	1.350	2
Germany¹⁾	20.272	47	Australia	1.134	4
Italy	16.755	11	China	1.140	6
Canada	16.413	52	Denmark	820	2
France	11.913	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5.000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4.600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4.203	3	Japan	550	4
Austria	4.184	6	Bulgaria	500	1
Hungary	3.720	5	Ireland	210	1
United Kingdom	3.700	6	Portugal	150	1
Czech Republic	3.073	8	Armenia*	110	1
Romania	2.760	6	Argentina	100	1
Slovakia	2.720	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2.300	1	Schweden	9	1
Poland	1.556	6			
			Summe	352.438	631

Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2008 ergänzt. Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas »in Betrieb«.
 * Staaten der GUS

Quelle: IGU (2009)

Tabelle 8 **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	5 / 3	Rohöl / Benzin
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl
Epe	Deutsche BP AG	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	37	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				102	
* außer Betrieb				Stand 31. 12. 2008;	Quelle: Betreiberfirmen

der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den »Guidelines for Good Practice for Storage System Operators« (GGPSSO) der ERGEG (European Regulatory Group for Electricity and Gas) niedergelegt; sie gelten seit April 2005.

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des »Madrid-Forums« verfolgt. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der GSE zusammengeschlossen haben.

Die Neufassung der Gasdirektive von 2003 erfolgte mit der Verabschiedung des 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paketes in 2009, das eine stärkere Regulierung, verbunden mit größerer Transparenz, wie z. B. durch ein Gesetz gemäß GGPSO für eine Stärkung der nationalen Regulierungsbehörden verfolgt. Wesentlich ist, dass derzeit keine Tarifregulierung vorgesehen ist. Eine Umsetzung in nationales Recht hat bis zum 3. März 2011 zu erfolgen.

Die Europäischen Speicherbetreiber sind in der Gas Storage Europe (GSE) organisiert. Sie ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Der Verband veröffentlicht seit mehr als zwei Jahren Speicherfüllstände der verschiedenen Märkte Europas. Bislang werden diese Daten von den jeweiligen Spei-

cherbetreibern auf freiwilliger Basis gemeldet. Eine Auswertung der Speicher-Füllstände für Deutschland erfolgt seit kurzem auf der website www.teamconsult.net. Die GSE vertritt u. a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 33 Betreiber von 17 Nationen mit etwa 110 Speichern organisiert, die ca. 85 % der gesamten Speicherkapazität in Europa darstellen. Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Auf Grund 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 60 Mrd. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com).

In der oben beschriebenen IGU UGS-Studie 2009 wurden geplante UGS-Projekte umfangreich berichtet und zusammengetragen. Für Europa wurden zusätzlich zu dem existierenden Arbeitsgasvolumen von rd. 84 Mrd. m³ Speicherprojekte berichtet, die bis 2015 ein zusätzliches Arbeitsgasvolumen von 50 Mrd. m³ und die bis 2020 ein zusätzliches Arbeitsgasvolumen von insgesamt 76 Mrd. m³ entwickeln könnten.

Deutschland wird hier 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, 2009).

Durch das existierende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. Die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, ist ebenso gegeben. Das Speichervolumen ist bei Bedarf erweiterbar. Allein in Niedersachsen existieren in Küstennähe zahlreiche große Salzstöcke, die ein geologisches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem möglichen Arbeitsgasvolumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich zukünftig als Porenspeicher an. Ebenso tiefe saline Aquifere, die derzeit z. B. in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erkundet werden.

Auf Grund der größeren Importabhängigkeit hinsichtlich der Gasversorgung und der zu erwartenden Verlagerung der künftigen Versorgung durch Erdgas aus Russland und durch LNG sowie dem gleichzeitigen Rückgang der Anteile aus Westeuropa gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Bei zunehmender Gasnutzung, denkbarer Terrorangriffe auf Gasnetze, Zunahme der Bedeutung von Energierohstoffen als Machtfaktor und der Leitungsgebundenheit von Erdgas ist der Wunsch nach einer rein strategischen Gasreserve für den Krisenfall, wie beim Erdöl, verständlich. Gemäß einer Richtlinie der Europäischen Union von 2004 sollen Mit-

gliedstaaten nationale Maßnahmen festlegen, um Versorgungsunterbrechungen von Erdgas für acht Wochen zu begegnen. Hierfür stehen Möglichkeiten, wie z. B. die Nutzung von Speichern, Diversifizierung der Versorgung, unterbrechbare Verträge, Verwendung von Ersatzbrennstoffen in Kraftwerken und andere Maßnahmen zur Verfügung. Anlässlich der Gaskrise im Januar 2009 wurde eine nationale Arbeitsgruppe zur Frage einer strategischen Erdgasreserve eingerichtet. Sie bestand aus Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Gaswirtschaft. Die Arbeitsgruppe hat ein Dokument vorgelegt (Deutscher Bundestag, Drucksache 16/13922 vom 21. 8. 2009) und sieht darin als Fazit keine Notwendigkeit zur Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve. Die vorhandenen kommerziellen Speicherkapazitäten werden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für ausreichend angesehen. Wie die in der hier vorgelegten Veröffentlichung beschriebenen Projekte zeigen, ist weiteres kommerzielles Speichervolumen in Milliardenhöhe derzeit in der Explorationsphase sowie in Planung und Bau, das einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Westeuropa leisten wird.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Abbildung 1 und Tabelle 8 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2008 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu 97 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher einer Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorrattungsgesetz 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 aktuellen Bericht für das Haushaltsjahr 2007/2008 eine Vorratspflicht von 21,1 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen »Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle« an [EBV 2008]. Diese Menge liegt auf Vorjahresniveau. Für das zum 1. 4. 2008 beginnende Haushaltsjahr 2008/2009 wurde die Pflichtmenge mit 19,9 Mio. t angegeben.

Die tatsächlichen anrechenbaren Bestände betragen 22,2 Mio. t und lagen 5,6 % über der Pflichtmenge. 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.

Die Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hat Ende August 2008 in Wilhelmshaven-Rüstringen eine Aufsuchungsbohrung (K801) beendet. Ein Solbetrieb im Jahr 2009 ist in Vorbereitung.

Die Ölkavernen des EBV in Wilhelmshaven und der IVG AG in Etzel sind über die Nord-West-Ölleitung mit dem Ölterminal in Wilhelmshaven verbunden, das am 29. November 2008 sein 50-jähriges Bestehen feierte. Etwa 17.000 Tanker haben in diesem Zeitraum in Wilhelmshaven angedockt und etwa 900 Mio. t Rohöl gelöscht.

Der Autor bedankt sich bei Vertretern von Industrie und Behörden für aktuelle Angaben zu Speicherprojekten, bei Herrn Joachim Wallbrecht (BEB, Hannover, Vertreter der Internationalen Gas Union) für die Informationen zur weltweiten Speicherung und der Tätigkeit in Gremien sowie bei Frau Renate Mends (Berlin) für die Durchsicht des Manuskriptes

Literatur und nützliche Links

AFM+E (2008): Gasbevorratung in Deutschland, Sicherheitsrisiko? Ein Diskussionsbeitrag, Außenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V., Hamburg, Juni 2008, www.afm-verband.de.

Alvermann, A. & Wallbrecht, J. (2005): Quo Vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher. Erdöl Erdgas Kohle 121, Heft 11, Hamburg.

American Gas Association (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. Arlington.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2009): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008. Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de

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

Bittkow, P., Rempel, H. (2009): Edelenenergie Erdgas – Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). Erdöl Erdgas Kohle 125, 1, S. 11–19; Hamburg, Wien.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. EWI/ Prognos-Studie, Kurzfassung.

Bundesnetzagentur (2008): Monitoringbericht. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de>.

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

EG-Richtlinie 2009/31/EG (2009), veröffentlicht im Amtsblatt der EU Nr. L140 vom 5.6.2009, S.114

Erdölbevorratungsverband (EBV) (2008): Geschäftsbericht 2007/2008. Hamburg. www.ebv-oil.de.

Grewe, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. Sonderpunkt-Verlag, Münster.

Grigo, W & Dörne, P. (2009): Von der Salzgewinnung zur Energierohstoffspeicherung – Die Entwicklung des Kavernenfeldes Epe im Spannungsfeld zwischen Naturschutz, Rohstoffversorgung und Beitrag zur Sicherung der deutsch-niederländischen Erdgasversorgung. Vortrag und Veröffentlichung anlässlich Tagung Energie und Rohstoffe, 9.–11. 9. 2009, Goslar.

Höffler, F. & Kübler, M. (2006): Demand for storage of natural gas in northwestern Europe. A simulation based forecast 2006–2030. Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9.

International Gas Union (IGU) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.–9. 6. 2006), u. a. Speicherglossar und Statusbericht weltweiter Gasspeicherung <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>.

Kurstedt, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. Bergbau 9/2007; Essen.

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

Lecarpentier, A. (2006): Underground Gas Storage in the World – Serving Market Needs. Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html.

Obst, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands. Zeitschrift für Geologische Wissenschaften, Band. 36 , S. 281–302, Berlin.

Porth, H., Bandlowa, T., Guerber, B., Kosinowski, M. & Sedlacek, R. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration – Produktion (Glossar). Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.

Schiffer, H.W. (2005): Energiemarkt Deutschland. TÜV-Verlag GmbH; Köln.

Sibbe, S. (2007): Potentiale von Leistungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.

Ulbrich, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG, Vortrag GAT 2005, 8.–9. 11. 2005, Leipzig.

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

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2009): Jahresbericht 2008, Zahlen und Fakten. Hannover. www.erdoel-erdgas.de.