

Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

Von R. SEDLACEK*

EINLEITUNG

Im Umfeld eines steigenden Gasaufkommens sowie der eingeleiteten Liberalisierung des deutschen Erdgasmarktes haben die Untertage-Erdgasspeicher eine zunehmende Bedeutung für die nationale Erdgasversorgung erlangt. Dies zeigt sich besonders an einem ständigen Zuwachs des maximal verfügbaren Arbeitsgasvolumens. Die zunehmende Anzahl der Anfragen von Beratungsfirmen, Ingenieurbüros, Maschinenherstellern und Speicherunternehmen aus dem In- und Ausland beim Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung (NLFb) bestätigt dieses.

Das NLFb erstellt im Rahmen von bergbehördlichen Genehmigungsverfahren regelmäßig Gutachten und Stellungnahmen zur bergbaulichen (geologisch-lagerstättentechnischen) Sicherheit von Erdgasspeichern. Das Referat »Kohlenwasserstoffgeologie« im NLFb ist dabei neben den traditionellen Tätigkeiten eines »Erdölgeologischen Dienstes« (Exploration, Produktion) für die Porenspeicher, d. h. Aquifere und ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten, zuständig. Traditionell werden in der Novemberausgabe dieser Zeitschrift die Daten und relevanten Informationen des NLFb zur Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland veröffentlicht. Die hier verwendeten Daten stammen zum größten Teil aus den Meldungen der Speichergesellschaften an das NLFb. Sie wurden im Rahmen der jährlichen Berichterstattung vom NLFb für den Stichtag 31.12.2001 kompiliert. Ergänzend dazu wurden Informationen zum Gasaufkommen in Deutschland, zur Untertage-Gasspeicherung im weltweiten Vergleich sowie zur Gremienarbeit berücksichtigt.

BEDEUTUNG DER ERDGASSPEICHERUNG FÜR DIE NATIONALE ERDGASVERSORGUNG

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf grundsätzlich nur begrenzten, technisch bedingten Schwankungen, da Erdgas-Aufbereitungsanlagen für bestimmte Förderkapazitäten ausgelegt sind und die in ihnen durchgesetzten Mengen nicht beliebig nach oben bzw. unten verändert wer-

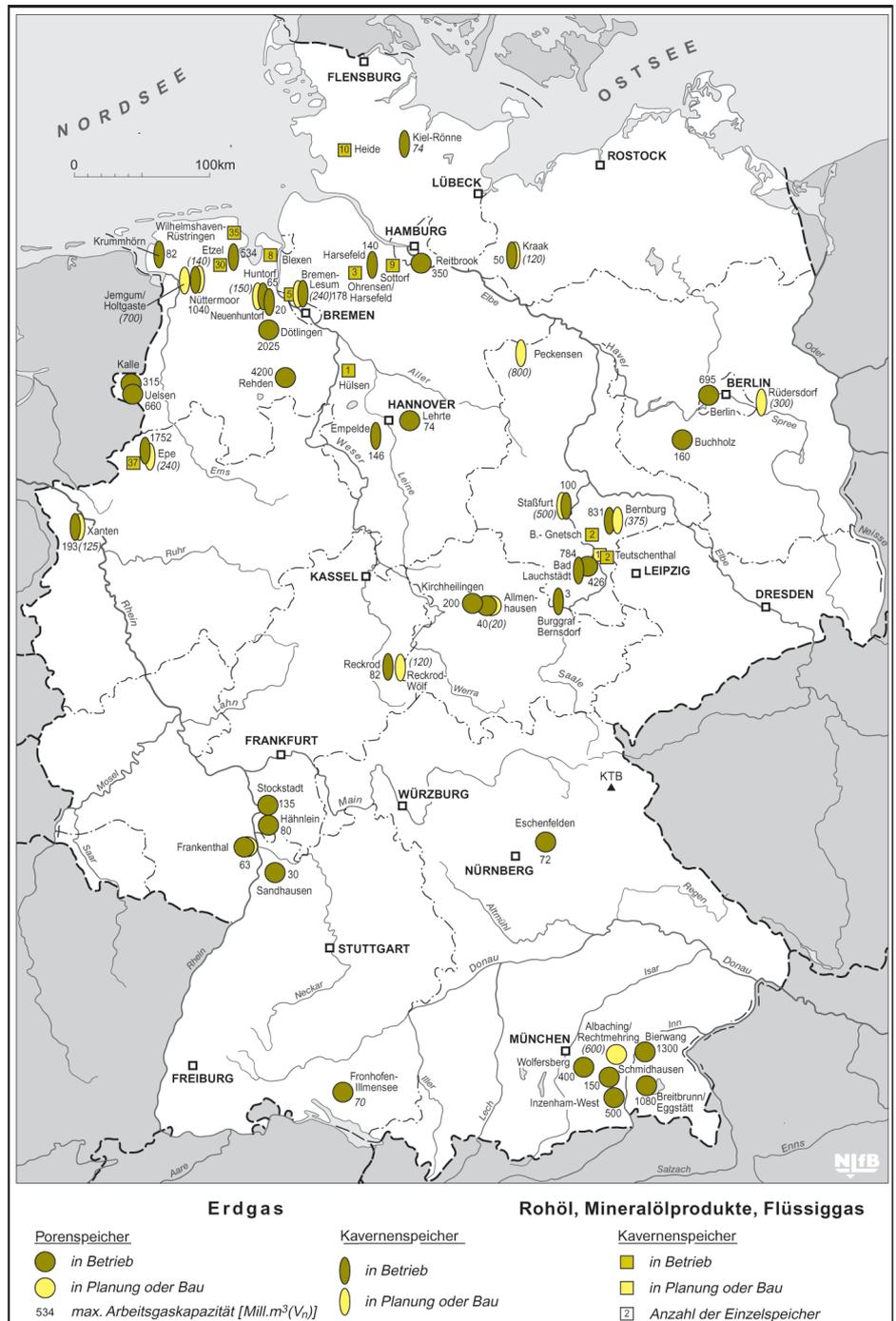


Abb. 1 Speicherlokationen in Deutschland

den können. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich im Voraus festgelegt und orientieren sich an der jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren – Nachfrage der einzelnen Energieversorger. In einer Großstadt wie etwa Berlin können Bedarfsspitzen im Winter das Fünfzehnfache des Sommerbedarfes betragen. Die Ver-

tragspartner verpflichten sich in der Regel zur Lieferung und Abnahme der für den jeweiligen Zeitraum festgelegten Menge. Das Erdgasangebot (Importe und Eigenförderung) ist über eine bestimmte Periode damit vergleichsweise konstant. Da der Erdgasverbrauch besonders temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Veränderungen unterliegt, ist zwischen Versorger und

*Dipl.-Ing. R. Sedlacek, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Referat »Kohlenwasserstoffgeologie«, Stilleweg 2, D-30655 Hannover (E-mail: Robert.Sedlacek@nlfb.de).

Verbraucher ein Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher erforderlich. Diese werden vom Typ her in Poren- und Kavernenspeicher unterschieden und in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. In einigen Staaten (z. B. den USA) sind auch Mehrfachumschläge pro Jahr üblich.

Als Porenspeicher dienen ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten sowie Aquifere in Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süd-Deutschland, bei denen Sandsteine als poröse Speicherhorizonte dominieren. Salzkavernenspeicher werden durch Aussolen zylindrischer Hohlräume hergestellt. Ihre Lage ist durch die Vorkommen besonders mächtiger Salinare des Zechsteins (Salzstöcke) auf Norddeutschland beschränkt.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen der Speicher stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Als Arbeitsgasvolumen wird das aktiv eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen bezeichnet. Das Kissengas bildet das Energiepolster eines Speichers und soll konstant hohe Entnahmeraten über einen möglichst langen Zeitraum sicherstellen. Arbeitsgasvolumen und maximale Entnahmerate sind ein Maßstab für die Leistungsfähigkeit eines Speichers sowie für die Sicherheit der nationalen Energieversorgung. Beide Größen müssen die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage, aber auch strategische Risiken, wie z. B. den Ausfall eines Versorgers, abpuffern. Je länger eine Versorgung mit konstanter und hoher Rate erfolgen kann, desto leistungsfähiger ist ein Speicher und umso sicherer ist die Erdgasversorgung. Theoretisch werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher

Tabelle 1 **Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland (in %)**

	2001	2000
Mineralöl	38,5	38,4
Erdgas	21,5	21,0
Steinkohle	13,1	14,1
Braunkohle	11,2	10,8
Kernenergie	12,9	13,0
Wasser- und Windkraft	0,8	0,7
Sonstige	2,0	2,0
nach DIW (2002)		

Tabelle 2 **Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens in Deutschland (Anteile in %)**

	2001	2000
Deutschland	18	19
Niederlande	19	17
Norwegen	21	21
Russland	36	37
Dänemark/Großbritannien	6	6
nach DIW (2002), Bundesamt für Wirtschaft, BGW, Ruhrgas AG, Verbundnetz Gas AG		

Tabelle 3 **Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch in Deutschland**

	Jahr		Veränderung in %
	2000	2001	
Inländische Erdgasförderung, Mrd. kWh	196,3	198,2	1
Einfuhr, Mrd. kWh	825,5	873,4	5,8
Erdgasaufkommen, Mrd. kWh	1.021,8	1.071,6	4,9
Ausfuhr, Mrd. kWh	90	129,1	43,4
Speichersaldo, Mrd. kWh	-10,4	19	-
Verbrauch, Mrd. kWh	921,5	961,5	4,3
Primärenergieverbrauch von Erdgas, Mio. t SKE	101,2	106,6	4,3
Erdgasaufkommen ¹⁾ , Mrd. m ³ (Vn)	104,6	109,7	4,9
Verbrauch ¹⁾ , Mrd. m ³ m (Vn)	94,3	98,4	4,3

¹⁾ durch NLFb ergänzt. Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z. B. in kWh, Petajoule oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der »Groningen-Qualität« mit einem Heizwert von H₀ von 9,77 m³ (Vn) entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch. nach DIW (2002)

besonders für Spitzenlastabdeckungen (bei Minusgraden) genutzt. Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren ab wie z. B. Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotenzial heimischer Lagerstätten, usw. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme sowie das resultierende Druckspiel. Grundsätzlich führt ein über lange Zeiträume zu tief abgesenkter Speicherdruck zu einer stärkeren Volumenverringern (Konvergenz) des Salzes, die nicht reversibel ist. Bei Porenspeichern stehen dagegen lagerstättentechnische Aspekte wie Förderpotenzial der Sonden, Zufluss von Lagerstättenwasser u. a. Faktoren im Vordergrund.

LEICHTER ANSTIEG DES ERDGAS-ANTEILS AM ENERGIEVERBRAUCH

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW 2002) berichtete, dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um 1,6 % angestiegen ist. Ursache war die deutlich kühlere Witterung gegenüber dem Vorjahr. Ohne den Temperatureinfluss wäre der PEV aber um ca. 0,8 % niedriger ausgefallen, welches einer insgesamt schwachen Konjunktur zugeordnet wird.

Die Anteile der Energieträger am PEV im Jahr 2001 sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Die Anteile haben sich auch im vergangenen Jahr kaum verändert. Erdgas bleibt in der Rangfolge hinter dem Erdöl der zweitwichtigste Energieträger.

Entsprechend dem witterungsbedingten Anstieg des PEV stiegen auch das Erdgasaufkommen und der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr an. Das Erdgasaufkommen (Importe und heimische Förderung) Deutschlands wurde im Jahr 2001 durch 20,1 Mrd. m³ (V_n) inländische Förderung¹⁾ aus 91 Erdgaslagerstätten und zu 89,4 Mrd. m³ (V_n) durch Importe²⁾ aus fünf Ländern (Tab. 2) sichergestellt. Der Gasverbrauch betrug rd.

Tabelle 4 **»Milestones« der Untertage-Erdgasspeicherung**

1915	erster Porenspeicher der Welt, Ontario, Kanada
1916	ehem. KW-Lagerstätte, Staat New York, USA
1946	Aquiferspeicher, Kentucky, USA
1949	Pilottest (Luftinjektion bei Gifhorn, DEA und Ruhrgas AG)
1953	Aquiferspeicher Engelbostel (aufgegeben 1997)
1961	Kavernenspeicher (erster Erdgas-Kavernenspeicher, Michigan, USA)
1971	erster deutscher Kavernenspeicher, Kiel-Rönne
1976	ehem. Salzbergwerk Burggraf-Bernsdorf
1976	UGS Epe (größter Kavernenspeicher)
1992	UGS Rehden (größter UGS in ehem. Gaslagerstätte)
1992	Speicherbeginn UGS Berlin (größter UGS in Aquifer)

98 Mrd. m³ (V_n). Tabelle 3 zeigt die Erdgasförderung, -importe, -aufkommen und -verbrauch in Deutschland.

KURZE HISTORIE DER GASSPEICHERUNG

Die Geschichte der Gasspeicherung begann vor ca. 80 Jahren in den USA, dem Land mit dem ältesten Gasmarkt. In Deutschland erfolgten erste Speicherversu-

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. Daneben ist in Statistiken 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 H_u als Bezugsgröße verwendet.

²⁾ vorläufige Zahlen nach DIW, www.diw.de (Rubriken: Publikationen, Wochenberichte)

Tabelle 5 Erdgas-Porenspeicher in Betrieb bzw. Planung oder Bau

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	Gesamt Volumen Mio.m ³ (V _n)	Arbeits- gas Mio.m ³ (V _n)	Kissen- gas Mio.m ³ (V _n)	Entnahme- rate 1000 m ³ /h
In Betrieb								
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	269	40	229	40
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 800	Rotliegend	657	426	231	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750–1.000	Buntsandstein	1.000	695	305	450
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	1.560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.300	1.157	1.200
Breitbrunn/ Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas- Erdöl GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	ca. 1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	1.080	995	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570–610	Buntsandstein	210	160	50	100
Dötlingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	2.650	Buntsandstein	4.383	2.025	2.358	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG, Energie- und Wasserversorgungs AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	96	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Tertiär	170	63	107	100
Fronhofen	Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Öllagerstätte	1.750–1.800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	120	70	50	70
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	680–880	Tertiär (Aquitain)	880	500	380	300
Kalle	RWE-Gas AG	Aquifer	2.100	Buntsandstein	630	315	315	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 900	Zechstein	250	200	50	187
Lehrte / Hannover	Preussag Energie GmbH für Avacon	Öllagerstätte	1.000–1.150	Dogger (Cornbrash)	120	74	46	130
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1.900–2.250	Zechstein	7.000	4.200	2.800	2.400
Reitbrook	Preussag Energie GmbH u. Mobil Erdgas-Erdöl GmbH für Hamburger Gaswerke	Öllagerstätte mit Gaskappe	640–725	Oberkreide	500	350	150	350
Sandhausen	Ruhrgas AG/Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Preussag, Mobil und BEB für Stadtwerke München	Gaslagerstätte	1.000	Tertiär (Aquitain)	300	150	150	150
Stockstadt	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	49	135
Stockstadt	Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	
Uelsen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1.500	Buntsandstein	1.220	660	560	310
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	Gaslagerstätte	2.930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	618	400	218	210
Summe (in Betrieb)					23.521	13.025	10.496	
In Planung oder Bau					Volumen ¹⁾			
Allmenhausen	Contigas Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	420	Buntsandstein	104	20	84	
Albaching- Rechtmehring	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1.950	Lithothamnienkalk	1.350	600	750	
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	975	Tertiär				
Summe (Planung/Bau)					1.454	620	834	
¹⁾ Zusätzliches oder geplantes Speichervolumen;					Stand 31.12.2001 Quelle: Betreiberfirmen			

Tabelle 6 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb bzw. Planung oder Bau

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicherformation	Teufe m	Speicher-Volumen Mio.m ³ (V _n)	Arbeitsgas Mio.m ³ (V _n)	Entnahmerate 1000 m ³ /h
In Betrieb							
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	Zechstein 2	780–950	900	784	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	Zechstein 2	500–700	937	831	1458
Bremen-Lesum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	1	Zechstein	1.250–1.750	134	100	120
Bremen-Lesum	swb Norvia GmbH & Co KG	2	Zechstein	1.050–1.350	94	78	160
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	Zechstein 2	rd. 580	5,1	3,4	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	Zechstein 2	1.300–1.800	183	146	300
Epe	Ruhrgas AG	32	Zechstein 1	1.090–1.420	2.200	1.567	2125
Epe	Thyssengas GmbH	5	Zechstein 1	1.100–1.420	236	185	520
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	Zechstein 2	900–1.100	890	534	1310
Harsefeld	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	Zechstein	1.150–1.450	186	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	650–850	120	65	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	Rotliegend	1.250–1.600	113	74	180
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	1	Zechstein	900–1100	56	50	250
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	Zechstein 2	1.500–1.800	172	82	100
Neuenhuntorf	EWE AG für E.ON Kraftwerke GmbH	1	Zechstein	750–1.000	32	20	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	Zechstein	950–1.300	1.300	1.040	1000
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	Zechstein 1	800–1.100	130	82	100
Stäbfurt	Kavernenspeicher Stäbfurt GmbH	3	Zechstein	400–1.130	125	100	220
Xanten	Thyssengas GmbH	8	Zechstein	1.000	223	193	280
Summe (in Betrieb)		140			8.036	6.074	
In Planung und Bau							
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	9	Zechstein 2	500–700	504	375	
Bremen-Lesum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2	Zechstein	1.250–1.750	ca. 240	ca. 260	
Epe	Thyssengas GmbH	4	Zechstein 1	1.300	ca. 300	ca. 240	
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	1.000–1.400	ca. 250	ca. 150	
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	Zechstein	1.000–1.300	ca. 1.000	ca. 700	
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	2	Zechstein	900–1.100	ca. 150	ca. 120	
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	950–1.300	ca. 210	ca. 140	
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	10	Zechstein	1.100–1.400	1.100	ca. 800	
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	Zechstein 1	700–900	ca. 150	ca. 120	
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	ca. 900–1.200	ca. 400	ca. 300	
Stäbfurt	Kavernenspeicher Stäbfurt GmbH	4	Zechstein	850–1.150	500	500	
Xanten	Thyssengas GmbH	5	Zechstein	1.000	ca. 150	ca. 125	
Summe (Planung/Bau)		58			4.954	3.830	
¹⁾ Zugelassenes Speichervolumen;					Stand 31.12.2001	Quelle: Betreiberfirmen	

Tabelle 7 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe, m	Anz. der Einzelspeicher	Füllung
Bernburg-Gnetsch	Kali und Salz GmbH, Werk Bernburg	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	4 / 1 / 3	Rohöl / Gasöl / Benzin
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH für Aral Logistik Service GmbH	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	30	Rohöl
Heide	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan
Hülsen	Wintershall AG	stillgelegtes Bergwerk	550–600	(1)	Rohöl
Ohrensen/Harsefeld	Dow Deutschland Inc.	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1 / 1 / 1	Ethylen / Propylen / EDC
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte
Teutschenthal	DOW Central Germany	Salzlager-Kavernen	700–800	2 / 1*	Ethylen/Propylen*
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorratungsverband (EBV)	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	35	Rohöl, Mineralölprodukte
Summe Einzelspeicher				111	
* im Bau				Stand 31.12.2001	Quelle: Betreiberfirmen

che Ende der 40er Jahre durch eine Luftinjektion als Eignungs (Dichtheits)-Untersuchung untertägiger Strukturen (Tab. 4). Der erste Gasspeicher (damals für Stadtgas) war der Aquiferspeicher Engelbostel bei Hannover, der später auf Erdgas umgestellt und inzwischen aufgegeben wurde. Die erste deutsche Salzkaverne wurde 1971 in Kiel-Rönne in Betrieb genommen. Als größter Kavernenspeicher Deutschlands (und der Welt) folgte 1976 der Kavernenspeicher Epe. Der größte deutsche und europäische Porenspeicher, die ehemalige Gaslagerstätte Rehden, wurde im Jahr 1992 in Betrieb genommen. Im gleichen Jahr begann die Befüllung des Speichers Berlin, dem zur Zeit größten Aquiferspeicher Deutschlands.

ORDNUNGSRAHMEN FÜR DIE ZULASSUNG VON GASSPEICHERN IN DEUTSCHLAND

Der gesetzliche Ordnungsrahmen für die Zulassung von Speichern in Deutschland sind das Bundesberggesetz und die daran angeschlossene Verordnungen sowie Verwaltungsvorschriften der Bergbehörden. International existieren neben den nationalen Berggesetzen Regelwerke und Normen, die als funktionale Empfehlungen zu werten sind. In Europa ist dies die EN-Norm 1918, die in den jeweiligen Ländern den Status einer nationalen Norm hat. Die Anwendung dieser Norm ermöglicht es, Speicher so zu betreiben und zu überwachen, dass der jeweilige Speicher mit seiner Leistungsfähigkeit europäischen Anforderungen entspricht. In anderen Staaten existieren ähnliche Regelwerke.

KENNDATEN DER ERDGAS-SPEICHERUNG IN DEUTSCHLAND

Die Tabellen 5 bis 7 sowie die Abbildung 1 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Als ergänzende Information zu den Erdgasspeichern wurden auch die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt. Die für den Stichtag 31.12.2001 gültigen Angaben beruhen auf den jährlichen Meldungen der jeweiligen Speichergesellschaften an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung. Die deutsche Erdgasspeicherung wird durch die Kenndaten in Tabelle 8 beschrieben. Im Jahr 2001 waren für Erdgas 23 Porenspeicher und 19 Kavernenspeicher, letztere mit insgesamt 140 Einzelkavernen, in Betrieb. Diese Anzahl entspricht dem Stand des Vorjahres. Das Arbeitsgasvolumen hat sich um 0,5 Mrd. m³ (V_n) auf 19,1 Mrd. m³ (V_n) erhöht. Etwa zwei Drittel des Arbeitsgases sind in Porenspeichern- und ein Drittel in Kavernenspeichern verfügbar. Trotz des kleineren Anteils der Kavernenspeicher weisen diese eine deutlich höhere Entnahmerate auf als Porenspeicher. Anders als in Porenspeichern haben Kavernenspeicher keine Fließrestriktionen durch den natürlichen Porenraum der genutzten Speichergesteine. Die historische

Tabelle 8 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«, Mrd. m ³ (V _n)	13,0	6,1	19,1
Maximale Entnahmerate/Tag, Mio. m ³ (V _n)	201,7	236,2	437,9
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, Tage ¹⁾	65	26	44
Anzahl der Speicher »in Betrieb«	23	19	42
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau«, Mrd. m ³ (V _n)	0,6	3,8	4,5
Anzahl der Speicher (Planung und Bau) ²⁾	2	12	14
Summe Arbeitsgas, Mrd. m ³ (V _n)	13,6	9,9	23,5

Stand: 31.12.2001

¹⁾ rechnerischer Wert; in der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.
²⁾ einschließlich Speichererweiterungen bestehender Betriebe.

Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt Abbildung 2. Die Arbeitsgasmenge ist gegenüber dem Vorjahr in o. g. Umfang gestiegen. Ursache für den steilen Anstieg der letzten Jahre waren u. a. der Ausbau der ehemaligen Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Europa sowie die Realisierung einiger anderer Poren- und Kavernenspeicherprojekte.

Auf dem Sektor der **Porenspeicher** (Tab. 5) gab es keine größeren Aktivitäten. Die Erhöhung des Arbeitsgasvolumens gegenüber dem Vorjahr um rd. 0,6 Mrd. m³ (V_n) ist wesentlich durch die abgeschlossene Erweiterung des Speichers Breitbrunn-Eggstätt und die Inbetriebnahme des Speichers Lehrte begründet. Letzterer wird während der Befüllphase bereits zur Deckung von Bedarfsspitzen im Winter genutzt und ist daher in die Rubrik »in Betrieb« aufgenommen worden. In einigen Speichern wurden neue Speicherbohrungen zur Sicherung oder Erhöhung der Einpress- und Entnahmekapazität abgeteuft. Nach Pressemitteilungen soll die Eignung des derzeit produzierenden Erdölfeldes Eich im Oberhainthal untersucht werden.

Die geplanten oder im Bau befindlichen Porenspeicher-Projekte sollen ein zusätzliches Arbeitsgasvolumen von 0,6 Mrd. m³ (V_n) zur Verfügung stellen. Gegenüber dem Vorjahr war durch die Realisierung der Projekte Breitbrunn-Eggstätt und Lehrte ein Abgang

von 0,6 Mrd. m³ (V_n) in der Rubrik »in Planung oder Bau« zu verbuchen, welcher die Erhöhung des aktuellen Arbeitsgasvolumens zur Folge hatte. Die Projekte Allmenhausen und Frankenthal sind bestehende Speicher, die erweitert werden sollen. Albaching-Rechtmeiring hat Planungsstatus, wobei ein Zeitpunkt des Baubeginns gegenwärtig nicht absehbar ist.

Bei den **Kavernenspeichern** in Betrieb (Tab. 6) gab es keine nennenswerte Veränderung des summarischen Arbeitsgasvolumens. Bei einzelnen Speichern erfolgten Veränderungen in der Höhe des Arbeitsgasvolumens sowie der maximalen Entnahmerate. Hervorzuheben ist der Speicher Epe (Thyssengas GmbH), für den die Inbetriebnahme eines sog. Wirbelrohr-Trocknungsverfahrens zu einer erheblichen Steigerung der Entnahmerate und damit der Speicherleistung führte. Viele der Speicher sollen durch den Bau zusätzlicher Kavernen erweitert werden (Tab. 6, Rubrik: »in Planung oder Bau«). Das zusätzliche Arbeitsgasvolumen soll 3,8 Mrd. m³ (V_n) betragen und zu einem wesentlich höheren Anstieg führen als bei den Porenspeichern. Gegenüber dem Vorjahr sind die Speichererweiterungen in Reckrod und Kiel-Rönne in der aktuellen Planung nicht mehr enthalten. Presseberichten zufolge wird über eine Erweiterung des Speichers Empelde nachgedacht.

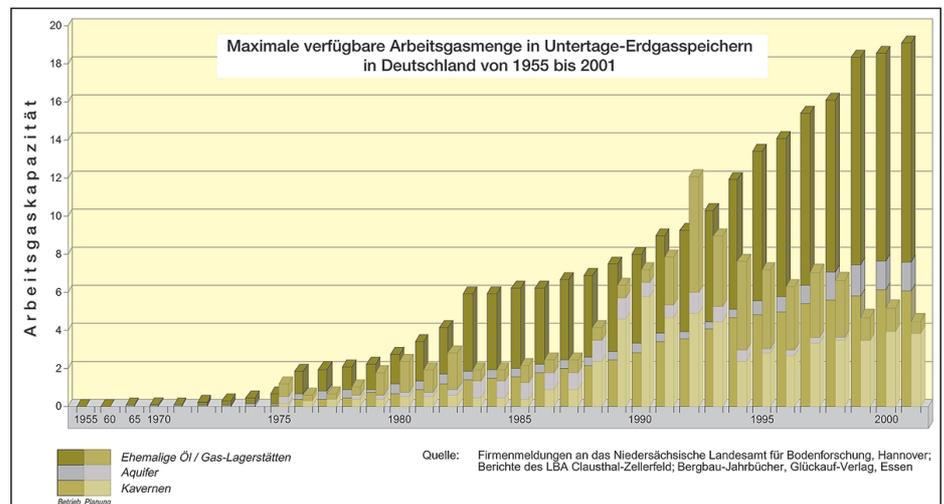


Abb. 2 Entwicklung der Arbeitsgaskapazität in Deutschland

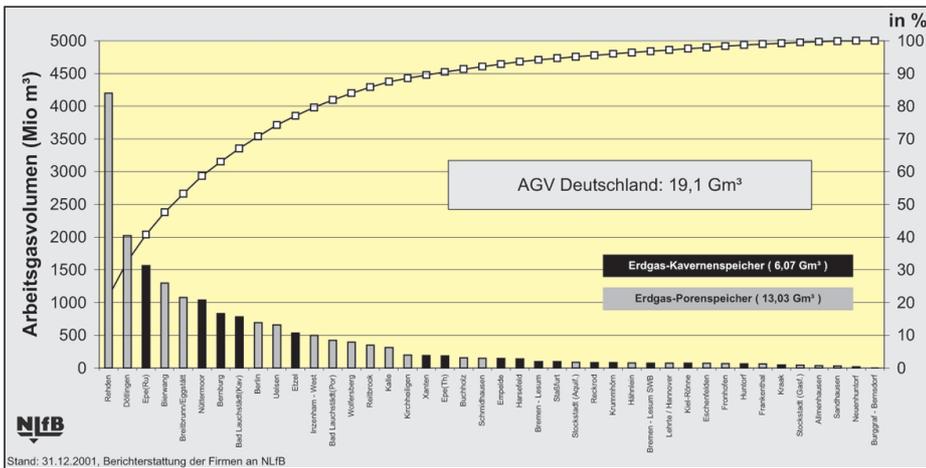


Abb. 3 Verteilung des Arbeitsgasvolumens in deutschen Erdgasspeichern

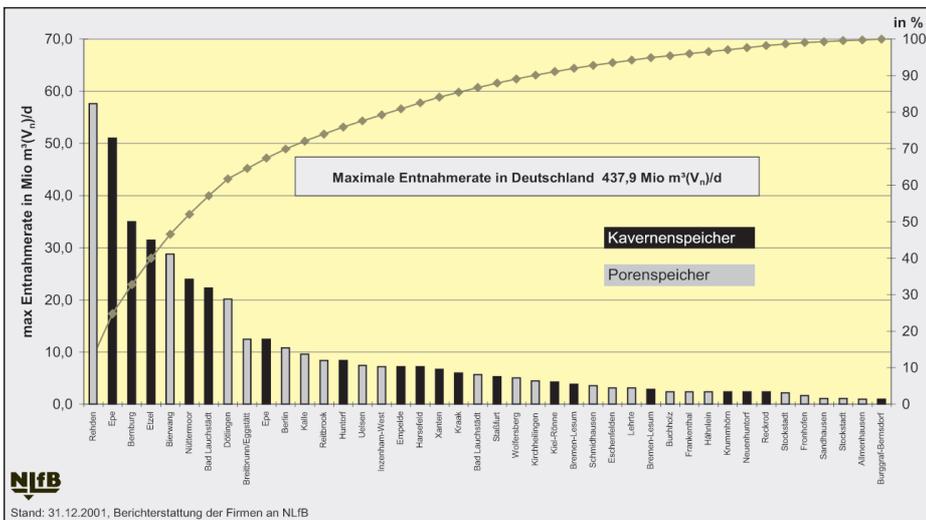


Abb. 4 Verteilung der maximalen Entnahmeraten in deutschen Erdgasspeichern

HÄLFTE DES ARBEITSVOLUMENS IN VIER ERDGASSPEICHERN

Abbildung 3 zeigt grafisch die in den Tabellen 5 und 6 aufgelisteten maximalen Arbeitsgasinhalte aller 42 derzeit in Betrieb befindlichen Speicher in absteigender Sortierung. Allein die Hälfte des Arbeitsgases von rd. 19 Mrd. m³ (V_n), befindet sich in den vier Speichern Rehden, Dötlingen, Epe und Bierwang. Der Rest verteilt sich auf kleinere Speicher, deren Arbeitsgas mengen überwiegend unter 500 Mio. m³ (V_n) liegen und bis unter 100 Mio. m³ (V_n), reichen.

Abbildung 4 zeigt, dass die Hälfte der maximal möglichen Entnahmerate von etwa 440 Mio. m³ (V_n) durch nur sechs Speicher bereitgestellt wird. An erster Stelle steht der Porenspeicher Rehden.

AUSNUTZUNGSGRAD DER GASSPEICHER IN DEUTSCHLAND

Ein Indikator, der im Umfeld einer Liberalisierung des deutschen Erdgasmarktes von Interesse ist, ist die Information über den Ausnutzungsgrad der Speicher. Der Vergleich des maximal möglichen (zugelassenen, von geologischen und technischen Kriterien abhängigen) mit dem tatsächlich genutzten (nutzungsabhängigen) Speichervolumen ist in Abbildung 5 für die letzten Jahre dargestellt.

Die oberste Kurve zeigt den maximalen Speicherinhalt, die unterste Kurve den Kissengasinhalt. Zwischen den beiden Kurven liegen die maximalen und minimalen Füllstände (Stichtage 31.3. und 30.9.) des jeweiligen Jahres. Es zeigt sich, dass das maximale Speichervolumen zeitweise voll genutzt wurde (1999). Im kalten Winter 1995/1996 wurde das Speichervolumen z. B. bis auf das Kissengasniveau heruntergefahren.

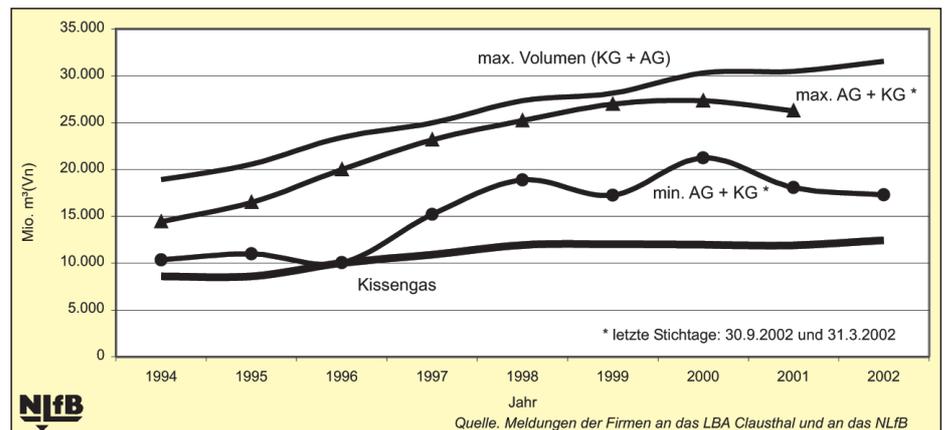


Abb. 5 Ausnutzungsgrad der Gasspeicher in Deutschland (Speicherinhalte an Stichtagen)

ERDGASSPEICHERUNG IM INTERNATIONALEN VERGLEICH – Studie der Internationalen Gas Union

Im weltweiten Vergleich liegt Deutschland auf dem vierten Platz der Rangliste und ist damit eine der führenden Nationen auf dem Erdgasspeichersektor (Tab. 9).

Derzeit sind weltweit mehr als 630 Speicher in Betrieb. Etwa ein Viertel der Speicher befinden sich in Europa. Auffällig sind als Speichernation die USA mit rd. zwei Dritteln der weltweiten Speicherprojekte, gefolgt von Russland und der Ukraine, die beide in der Summe über wesentlich weniger Speicher aber etwa gleich viel Arbeitsgas verfügen wie die USA. Der Unterschied liegt sicherlich in der Entwicklung der Gasmärkte in den unterschiedlichen politischen Systemen. Während die Gasversorgung in der ehemaligen Sowjetunion einen zentralistischen (monopolistischen) Charakter hatte und noch hat, entwickelte sich in den USA ein liberalisierter Gasmarkt, in dem eine Vielzahl von Gasversorgern auch kleine Speicher einrichtet. Die weltweit größte Verbreitung hinsichtlich Anzahl und Arbeitsgasvolumen haben die Porenspeicher. Dabei bilden in dieser Kategorie die ehemaligen Erdöl- und Erdgasfelder zahlenmäßig mit rd. 75 % und die Aquiferspeicher mit rd. 15 %, also mit insgesamt 90 % Anteil die größte Gruppe. In Deutschland stellen Porenspeicher zahlenmäßig etwa die Hälfte der Speicher.

Wegen der weltweiten Bedeutung der Untertage-Erdgasspeicherung wurde seit dem Jahr 2001 unter Federführung der Internationalen Gas Union (IGU) eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die u. a. eine Untersuchung der UGS-Kapazitäten, neuer Projekte und Technologien zum Ziel hat. Durch diese Studie wird eine fundierte Datenbasis, wie sie in diesem Artikel für Deutschland dargestellt ist und für Europa in der ECE-Studie (1999) realisiert wurde, auch für weltweite Speicher verfügbar. Die Leitung der IGU-Gruppe wird dabei von einem Delegierten aus Deutschland (Dipl.-Ing. J. Wallbrecht, BEB Erdgas und Erdöl GmbH) wahrgenommen. Soweit vorhanden, wurden aktuelle Daten der zurzeit laufenden Studie der Internationalen Gas Union mit in Tab. 9 aufgenommen. Die IGU-Arbeitsgruppe, bestehend aus Vertretern von neun Staaten plant eine neue

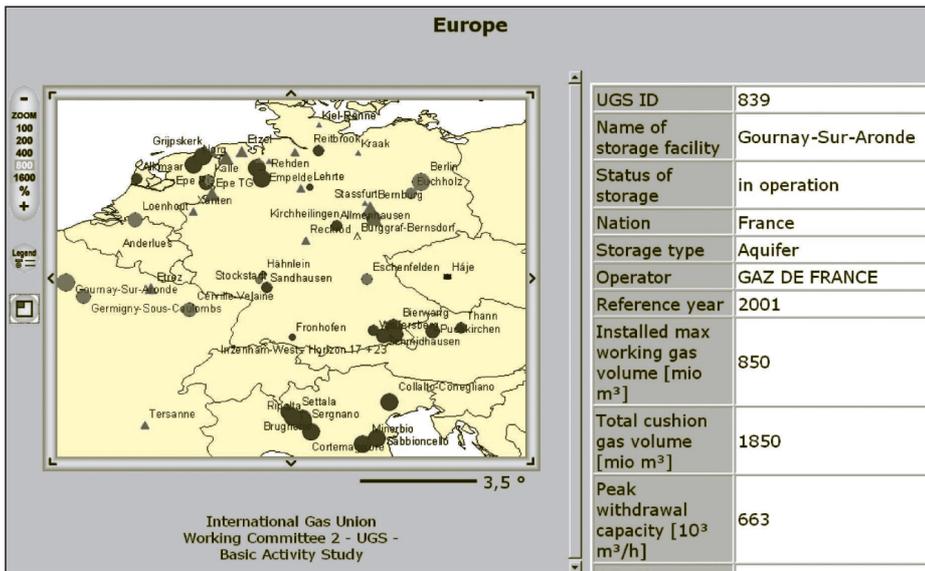


Abb. 6 »Screenshot« des »Visuellen Datenbanksystems« der UGS World Map der IGU

Form der Verbreitung der relevanten Speicherdaten. In Zusammenarbeit mit dem NLFb wird dabei zur Zeit eine (georeferenzierte) Visualisierung der Daten in einem für das Internet üblichen Format (HTML) realisiert. Als Beispiel ist in Abbildung 6 ein Gebiet in Mitteleuropa dargestellt. Durch das System wird es möglich sein, sich in einzelne Regionen der Welt über ein Navigationssystem »einzuzoomen« und Daten einzelner Speicher (wie in der Abbildung für einen Speicher in Frankreich dargestellt) abzufragen. Die Verfügbarkeit der relevanten Daten hängt dabei von der Zuarbeit der einzelnen Nationen ab. Aufbauend auf dem nunmehr entwickelten System soll der Datenbestand sukzessive vervollständigt werden. Für den aktuellen Stand der Erdgasspeicherung und die prognostizierte Entwicklung in den Staaten Europas existiert seit kurzem eine neue Studie der WEFA-Energy (WEFA, 2002). Die Bereitstellung von zusätzlichem Arbeitsgasvolumen in Deutschland hängt nicht

von geologischen Faktoren ab. In Norddeutschland steht zusätzliches Speicherpotenzial in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen in ausreichender Höhe zur Verfügung. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die Höhe des Arbeitsgasvolumens und die Anzahl der betriebenen Speicher wird künftig vom (sicheren) Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfs- spitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise) und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt sein. Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abbildung 1 die Lokationen und in Tabelle 7 die Kenndaten der im Jahr 2001 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 111 Ka-

Tabelle 9 Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich

Land	Anzahl der Speicher (in Betrieb)	max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m³ (V _n)
GUS	48	125,9
davon Russland	22	78,9
Ukraine	13	34,0
USA	417	110,5
Deutschland	42	19,1
Italien	10	17,3
Kanada	42	14,1
Frankreich	15	11,6
Andere*	59	30,2
Welt	633	328,7

Angaben z. T. nach Cornot-Gandolphe (1995), Carlson (1998) und EIA-US (Department of Energy, 1999) sowie nach UN-ECE (1999) und IGU-WOC 9 (2002), Deutschland per 31.12.2001.
 * Argentinien (1), Australien (4), Belgien (2), Bulgarien (1), Dänemark (2), England (7), Kroatien (1), Niederlande (3), Japan (6), Österreich (5), Polen (7), Rumänien (4), Slowakische Rep. (4), Spanien (2), Tschechische Rep. (7), Ungarn (5).

vernern und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt. Diese Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem im Jahr 1998 novellierten Erdölbevorratungsgesetz (Erhöhung der Vorratspflicht von 80 auf 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach Angaben des Erdölbevorratungsverbandes (EBV, 2001), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge auch im Zeitraum 2000/2001 rd. 24 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten.

Die EU-Kommission hat vorgeschlagen, die Ölvorräte von 90 auf 120 Tage aufzustocken und erstmalig auch Erdgasreserven zur Verbesserung der Versorgungssicherheit anzulegen. Ob diese Überlegung umgesetzt wird, welche Maßstäbe für eine Erdgasbevorratung angelegt werden und ob eine weitere Erhöhung des heute verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland wirklich erforderlich ist, bleibt abzuwarten. Durch das derzeit hohe Speicherpotenzial und die Verteilung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder ist unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland bereits heute eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas gegeben. Inwieweit sich diese Situation in einem liberalisierten Gasmarkt verändern wird, ist schwer einschätzbar.

Dieser Artikel ist über die Website des NLFb www.nlfb.de/n306 sowie unter www.OilGasPubliher.de verfügbar.

QUELLEN UND LINKS

- [1] American Gas Association (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. Arlington.
- [2] Bary, A. et al. (2002): Storing Natural Gas Underground, Beitrag in Oilfield Review (Schlumberger Co.), Summer 2002, www.oilfieldreview.com.
- [3] Carlson, U. (1998): Die aktuelle Situation der Untertagespeicherung von Erdgas in der Welt. VDF Führungskraft, 1.2.98, Essen.
- [4] Cornot-Gandolphe, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- [5] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2002): Wochenbericht 7/02, der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2001 – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter www.diw.de (Publikationen, Wochenberichte, WB 7/02).
- [6] Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. United Nations, Geneva.
- [7] Energie Informationsdienst (2002): Ausgabe 38/02, Hamburg
- [8] Erdölbevorratungsverband (EBV) (2001): Geschäftsbericht 2000/2001 Hamburg. www.ebv-oil.de.
- [9] PROGNOSE (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Studie im Auftrag des BMWi, Basel. www.bmw.de.
- [10] Pflingsten, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.-9.2.2000, Essen.
- [11] WEFA (2002): The 2002 European Gas Storage Study, DRI WEFA, London.
- [12] Wirtschaftverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (W.E.G.) (2002): Jahresbericht 2001, Hannover. Download unter www.erdoel-erdgas.de.

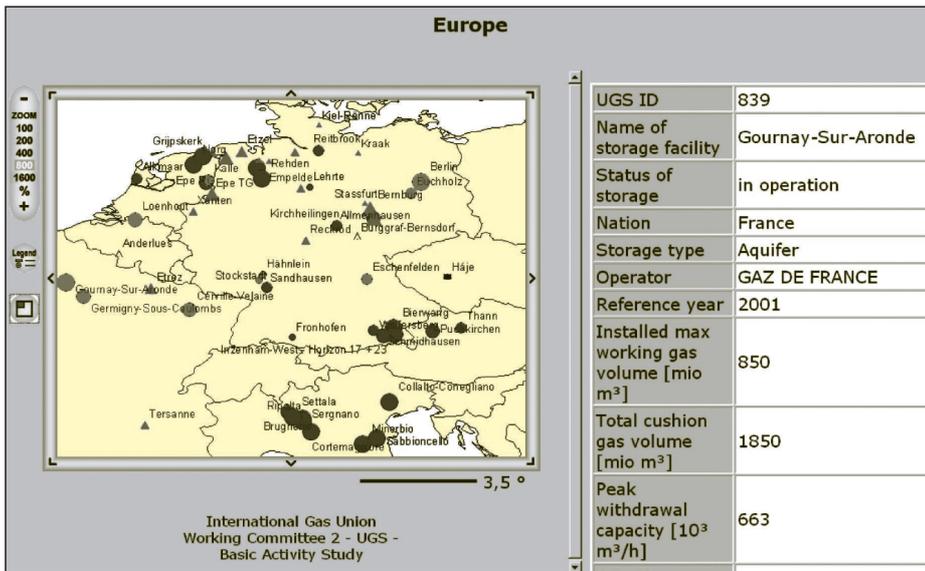


Abb. 6 »Screenshot« des »Visuellen Datenbanksystems« der UGS World Map der IGU

Form der Verbreitung der relevanten Speicherdaten. In Zusammenarbeit mit dem NLFb wird dabei zur Zeit eine (georeferenzierte) Visualisierung der Daten in einem für das Internet üblichen Format (HTML) realisiert. Als Beispiel ist in Abbildung 6 ein Gebiet in Mitteleuropa dargestellt. Durch das System wird es möglich sein, sich in einzelne Regionen der Welt über ein Navigationssystem »einzuzoomen« und Daten einzelner Speicher (wie in der Abbildung für einen Speicher in Frankreich dargestellt) abzufragen. Die Verfügbarkeit der relevanten Daten hängt dabei von der Zuarbeit der einzelnen Nationen ab. Aufbauend auf dem nunmehr entwickelten System soll der Datenbestand sukzessive vervollständigt werden. Für den aktuellen Stand der Erdgasspeicherung und die prognostizierte Entwicklung in den Staaten Europas existiert seit kurzem eine neue Studie der WEFA-Energy (WEFA, 2002). Die Bereitstellung von zusätzlichem Arbeitsgasvolumen in Deutschland hängt nicht

von geologischen Faktoren ab. In Norddeutschland steht zusätzliches Speicherpotenzial in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen in ausreichender Höhe zur Verfügung. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die Höhe des Arbeitsgasvolumens und die Anzahl der betriebenen Speicher wird künftig vom (sicheren) Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise) und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt sein. Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abbildung 1 die Lokationen und in Tabelle 7 die Kenndaten der im Jahr 2001 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 111 Ka-

Tabelle 9 Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich

Land	Anzahl der Speicher (in Betrieb)	max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m³ (V _n)
GUS	48	125,9
davon Russland	22	78,9
Ukraine	13	34,0
USA	417	110,5
Deutschland	42	19,1
Italien	10	17,3
Kanada	42	14,1
Frankreich	15	11,6
Andere*	59	30,2
Welt	633	328,7

Angaben z. T. nach Cornot-Gandolphe (1995), Carlson (1998) und EIA-US (Department of Energy, 1999) sowie nach UN-ECE (1999) und IGU-WOC 9 (2002), Deutschland per 31.12.2001.
 * Argentinien (1), Australien (4), Belgien (2), Bulgarien (1), Dänemark (2), England (7), Kroatien (1), Niederlande (3), Japan (6), Österreich (5), Polen (7), Rumänien (4), Slowakische Rep. (4), Spanien (2), Tschechische Rep. (7), Ungarn (5).

vernern und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt. Diese Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem im Jahr 1998 novellierten Erdölbevorratungsgesetz (Erhöhung der Vorratspflicht von 80 auf 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach Angaben des Erdölbevorratungsverbandes (EBV, 2001), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge auch im Zeitraum 2000/2001 rd. 24 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten.

Die EU-Kommission hat vorgeschlagen, die Ölvorräte von 90 auf 120 Tage aufzustocken und erstmalig auch Erdgasreserven zur Verbesserung der Versorgungssicherheit anzulegen. Ob diese Überlegung umgesetzt wird, welche Maßstäbe für eine Erdgasbevorratung angelegt werden und ob eine weitere Erhöhung des heute verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland wirklich erforderlich ist, bleibt abzuwarten. Durch das derzeit hohe Speicherpotenzial und die Verteilung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder ist unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland bereits heute eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas gegeben. Inwieweit sich diese Situation in einem liberalisierten Gasmarkt verändern wird, ist schwer einschätzbar.

Dieser Artikel ist über die Website des NLFb www.nlfb.de/n306 sowie unter www.OilGasPubliher.de verfügbar.

QUELLEN UND LINKS

- [1] American Gas Association (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. Arlington.
- [2] Bary, A. et al. (2002): Storing Natural Gas Underground, Beitrag in Oilfield Review (Schlumberger Co.), Summer 2002, www.oilfieldreview.com.
- [3] Carlson, U. (1998): Die aktuelle Situation der Untertagespeicherung von Erdgas in der Welt. VDF Führungskraft, 1.2.98, Essen.
- [4] Cornot-Gandolphe, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- [5] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2002): Wochenbericht 7/02, der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2001 – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter www.diw.de (Publikationen, Wochenberichte, WB 7/02).
- [6] Economic Commission for Europe (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. United Nations, Geneva.
- [7] Energie Informationsdienst (2002): Ausgabe 38/02, Hamburg
- [8] Erdölbevorratungsverband (EBV) (2001): Geschäftsbericht 2000/2001 Hamburg. www.ebv-oil.de.
- [9] PROGNOSE (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Studie im Auftrag des BMWi, Basel. www.bmw.de.
- [10] Pflingsten, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.-9.2.2000, Essen.
- [11] WEFA (2002): The 2002 European Gas Storage Study, DRI WEFA, London.
- [12] Wirtschaftverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (W.E.G.) (2002): Jahresbericht 2001, Hannover. Download unter www.erdoel-erdgas.de.