

Untertage Gasspeicherung in Deutschland

Underground Gas Storage in Germany

0179-3187/20/11 DOI 10.19225/201101
© 2020 DWV Media Group GmbH

Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Beim Erdgas steigt die Importabhängigkeit von Deutschland langsam weiter an. Im Vorjahr konnte der Erdgasverbrauch von rund 982 Mrd. kWh nur noch zu ca. 6% aus inländischer Förderung gedeckt werden [1]. Bei der Lagerung der restlichen 94% des Verbrauchs zeigt sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung. Diese zeigte seit Beginn der Gasversorgung einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Dieser Aufwärtstrend ist im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen und im Berichtsjahr 2019 verzeichnet sich ein Rückgang von ca. 0,4 Mrd. m³(Vn) oder rund 1,6% gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen durch die Reduzierung des Arbeitsgasvolumens im größten deutschen Untertagespeicher Rehden begründet ist. Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Verän-

derung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund fördertechnischer Gründe sowie der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur im begrenzten Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas hingegen sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Um einen konstanten Gasfluss zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbrauchern zu garantieren kommt den Gasspeichern eine klassische Pufferfunktion zu. Zunehmend wird diese auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise hat für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder

Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leis-

EEK Aus der Redaktion

Leserbriefe

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an:
leserbriefe@eid.de



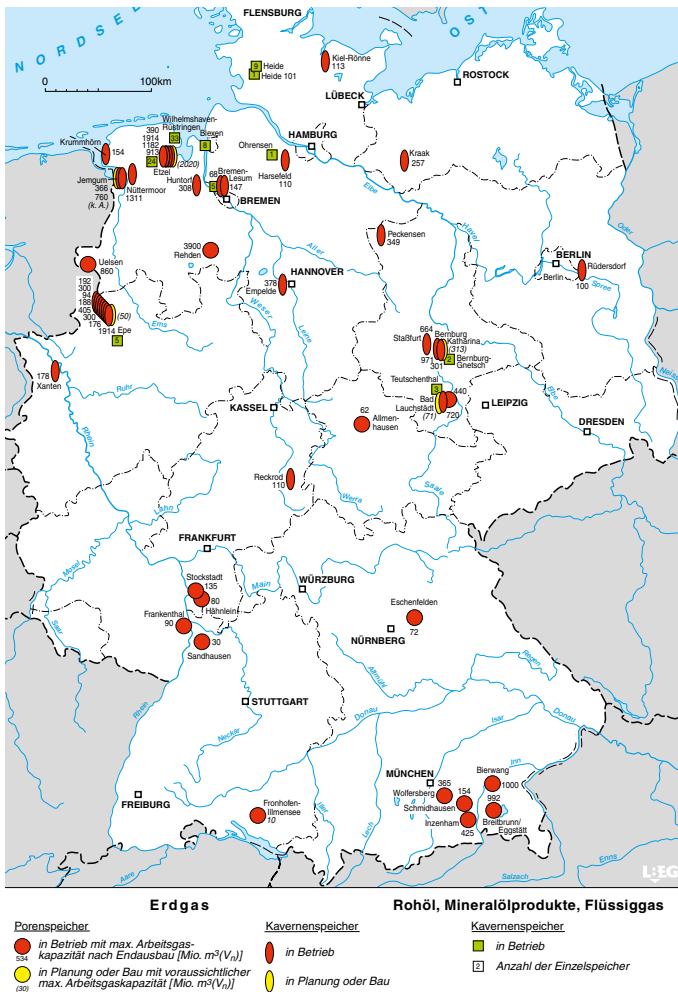


Abb.1 Speicherlokationen in Deutschland [4]

tungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung. Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst [4].

Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 1 dargestellt (nach [1]). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2019 um 1,3 Prozentpunkte auf 24,9 % gestiegen. Der deutsche Erdgasverbrauch ist gegenüber

Tab. 1 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch

Energieträger	Anteil, %	
	2018	2019
Mineralöl	33,9	35,3
Erdgas	23,6	24,9
Steinkohle	10,9	8,8
Braunkohle	11,2	9,1
Kernenergie	6,3	6,4
Erneuerbare Energien	13,8	14,8
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,7 / -1,3	1,7 / -0,9

Quelle: AGEB 2020, LBEG 2020

dem Vorjahr um 3 % [1] auf rund 101 Mrd. m³(Vn) gestiegen, welches insbesondere auf den angewachsenen Einsatz von Erdgas für die Strom- und Wärmeversorgung sowie die kühlere Witterung und den damit gestiegenen Wärmebedarf zurückzuführen ist [1].

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung gegenüber dem Vorjahr um rund 4 % auf 6,0 Mrd. m³(Vn) zurück.

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2019 (Stichtag: 31. Dezember 2019)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Kavernen und Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich sowohl im BVEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums »Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland«. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten 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, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Weitere Informationen finden sich auch auf der Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht als Download verfügbar ist (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/gewinnung-heimischer-rohstoffe.html?cms_artId=236480).

Abbildung 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandsteinformationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle.

Ehemalige Lagerstätten bieten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z. B. der Dichtigkeit der geologischen Barriere-Horizonte und damit der Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtigkeit) grundsätzlich

Tab. 2 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 201)

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb«	Mrd. m ³ (Vn)	8,6	15,3	23,9
Arbeitsgasvolumen »in Betrieb nach Endausbau« ①	Mrd. m ³ (Vn)	8,6	15,3	23,9
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (Vn)/d	146	529	675
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ①	Tage	59	29	35
Anzahl der Speicher »in Betrieb«		16	31	47
Arbeitsgasvolumen »in Planung oder Bau« ②	Mrd. m ³ (Vn)	0	2,5	2,5
Anzahl der Speicher »in Planung oder Bau« ②		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (Vn)	8,6	17,8	26,5

① Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen »in Betrieb« (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)
 ② Inkl. Speichererweiterungen

Tab. 3 Erdgas-Porenspeicher

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
					m	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
in Betrieb									
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	95
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1.750–2.200	Muschelkalk	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher Inzenham / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.780	3.900	3.900	2.400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	150
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	430
Wolfersberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär	583	365	365	240
						(Trigonodus-Dolomit)			
						(Lithothamnien-Kalk)			
Summe						17.520	8.615	8.619	6.075

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und

die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) wer-

den, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen [3]. Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) ist auf dem Kartenserver (<https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>) des LBEG einzusehen. Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 23,9 Mrd. m³ (Vn). Gegenüber dem Vorjahr hat sich das Volumen um ca. 0,4 Mrd. m³(Vn) verringert, was im Wesentlichen durch die Reduzierung des

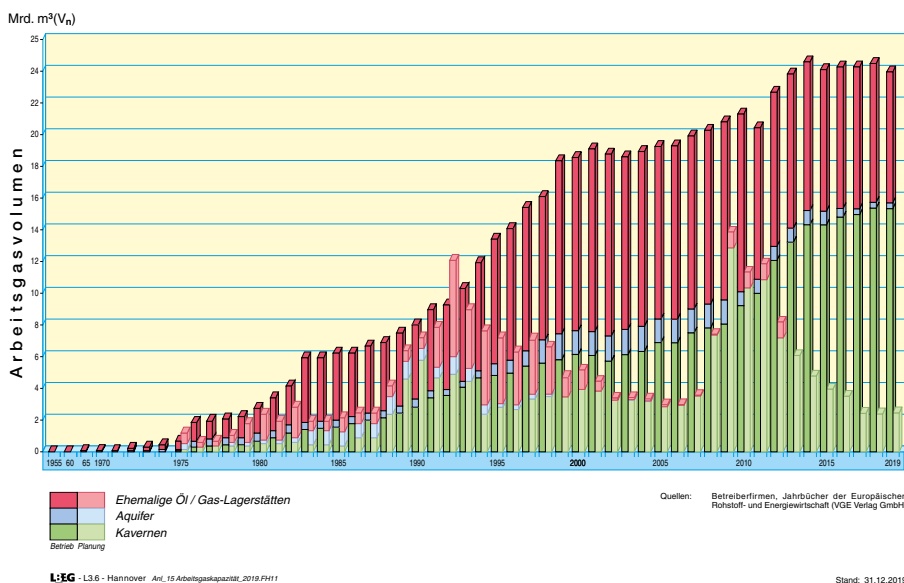


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens der untertagespeicher in Deutschland seit 1955 [4]

Tab. 4 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Speicher	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Strategic Storage GmbH	Salzstock-Kavernen	640–1.430	4	Rohöl	in Betrieb
					3	Benzin	in Betrieb
					1	Heizöl	in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Ethylen	außer Betrieb
					1	Propylen	in Betrieb
					1	EDC	außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Sole, gefüllt	ausser Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven- Rüstingen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	33	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe							
							91 (in Betrieb)

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2019

Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

ROT
REIMANN OIL-TOOLS

E-Mail: info@reimann-oil-tools.com
Phone: +49 (0)4133 22 54 944

WELL MEASUREMENT EQUIPMENT



- PRESSURE CONTROLLED EQUIPMENT ON TOP OF THE WELLHEAD
- SURFACE AND SUBSURFACE MEASURING EQUIPMENT
- DATA STORAGE AND TRANSFER
- MEMORY AND ONLINE GAUGES
- DOWN HOLE TOOLS FOR WELL SERVICE
- SLICKLINE FOR STANDARD AND CORROSION SERVICE
- ADDITIVES FOR WELL CEMENTING

15 Years Service



SPEICHERTECHNIK

Tab. 5 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	903	720	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1221	971	971	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	231	147	147	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1.050–1.350	Zechstein	82	68	68	160
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	524	378	378	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1.000–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-innogy, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1.100–1.420	Zechstein 1	516	405	405	870
Epe-innogy, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1.250–1.430	Zechstein	244	176	176	400
Epe-innogy, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1.080–1.490	Zechstein	393	300	300	500
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	249	188	188	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100–1.420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	251	192	192	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2408	1916	1916	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900–1.100	Zechstein 2	1645	1182	1182	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1.150–1.200	Zechstein 2	1251	913	913	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1.150–1.200	Zechstein 2	2617	1914	1914	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH »Crystal« / PATRIZIA GmbH	4	1.150 - 1.200	Zechstein 2	610	390	390	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	163	110	110	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650–1.400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	1015	760	760	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	548	366	366	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500–700	Zechstein 2	336	301	301	1000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	2	1.300–1.750	Rotliegend	98	63	113	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	325	257	257	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1.500–1.800	Zechstein 2	270	154	154	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950–1.300	Zechstein	1778	1311	1311	1780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	548	349	349	895
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800–1.100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900–1.200	Zechstein	128	100	100	140
Staßfurt	ST	innogy Gas Storage NWE GmbH	9	400–1.130	Zechstein	808	664	664	650
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1.000	Zechstein	204	178	178	320
Summe			271			20517	15285	15335	22030

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019.

*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.

¹⁾ Einschl. Neuenhurf. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 6 Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	Mio. m ³ (Vn)	1.000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	95		71	
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1.150–1.200	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200		k.A.	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500–700	Zechstein 2	348		313	
Summe			40			4.643		2.454	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2019. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

Arbeitsgasvolumens im Speicher Rehden um rund 0,5 Mrd. m³(Vn) begründet ist. Der Presse konnte entnommen werden, dass das Unternehmen diese Reduzierung durch neue geologische Untersuchungen zur Erstellung eines neuen Lagerstättenmodells begründet hat. Nötig geworden waren diese Untersuchungen, da Speichergas in die darunter bzw. darüber liegenden Erdgaslagerstätten im Karbon bzw. Buntsandstein migriert ist. Auch die leichte Erhöhung des Arbeitsgasvolumens in den Kavernenspeichern von rund 0,1 Mrd. m³ (Vn) konnte diesen Verlust nicht kompensieren.

Wie auch im Vorjahr sind an 47 Standorten Untertage-Speicher in Betrieb. Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern hat sich in der Summe gegenüber dem Vorjahr um eine Kaverne auf nunmehr 272 erhöht. Der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands hat sich gegenüber dem Vorjahr um 2% leicht erhöht und beträgt 64% (Porenspeicher 36%).

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr nur wenig geändert. Zu den Projekten des letzten Jahres ist eine weitere Kaverne am Speicher Bad Lauchstädt hinzugekommen. Damit ist eine zukünftige Speicherkapazität von rund 2,5 Mrd. m³(Vn) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 5b). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,4 Mrd. m³(Vn) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (neun Kavernen) wurden allerdings keine Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o. g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³(Vn) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. neun Kavernen theoretisch weitere 0,45 Mrd. m³ (Vn) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 23, 24a und 24b zeigen die

Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 3 dargestellt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 4, 5a und 5b sind jeweils zwei Werte aufgeführt: Das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« sowie das »maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen« ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom »Arbeitsgasvolumen nach Endausbau« abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das »maximale Arbeitsgasvolumen« aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Abbildung 2 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen, wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

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

Deutschland ist zu rund 98 % ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2018/2019 [2] über einen Vorrat von 23,0 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1% gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle in der Europäischen Union, der Schweizerischen Eidgenossenschaft oder im Königreich Norwegen ansässigen Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen.

Literatur

- [1] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2020): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. - Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de
- [2] ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2019): Bericht über das Geschäftsjahr 2018/2019; Hamburg. www.ebv-oil.org
- [3] LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Han-nover.
- [4] WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.