

# Untertage Gasspeicherung in Deutschland

## Underground Gas Storage in Germany

*Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG (als Download unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de) verfügbar) und stellt nur einen Auszug dar. Es werden in diesem 2. Teil nur die Untertage-Erdgasspeicherung und die Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas im Jahre 2022 zusammengefasst*

### 1. Untertage-Erdgasspeicherung

#### 1.1. Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Erdgasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Die Importmengen für Erdgas 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 haben für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

*This article is based on the LBEG's annual report "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022" (available for download at [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de) in german language) and is only an excerpt. It is summarised in this 2nd part only the underground natural gas storage and the storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas in 2022*

### 1 Underground natural gas storage

#### 1.1 Basic principles of underground natural gas storage

The classic task of underground natural gas storage facilities is to balance daily and seasonal consumption peaks. The import quantities for natural gas are contractually fixed and thus predictable, but cannot be easily changed at short notice. Seasonal (temperature-dependent) and diurnal consumption fluctuations are the decisive and unpredictable factor for a secure gas supply. In order to guarantee a constant gas flow between natural gas suppliers and natural gas consumers, gas storage facilities have a classic buffer function. Increasingly, this is also being supplemented by a strategic significance for times of crisis in energy supply. The marketing of storage capacities and the optimisation of supply by taking advantage of fluctuating gas prices have top priority for the companies. The classic storage cycle - injection in summer, withdrawal in winter - is thus losing importance.

The types of storage available are pore storage (former oil/natural gas reservoirs or salt water aquifers) and salt cavern stor-



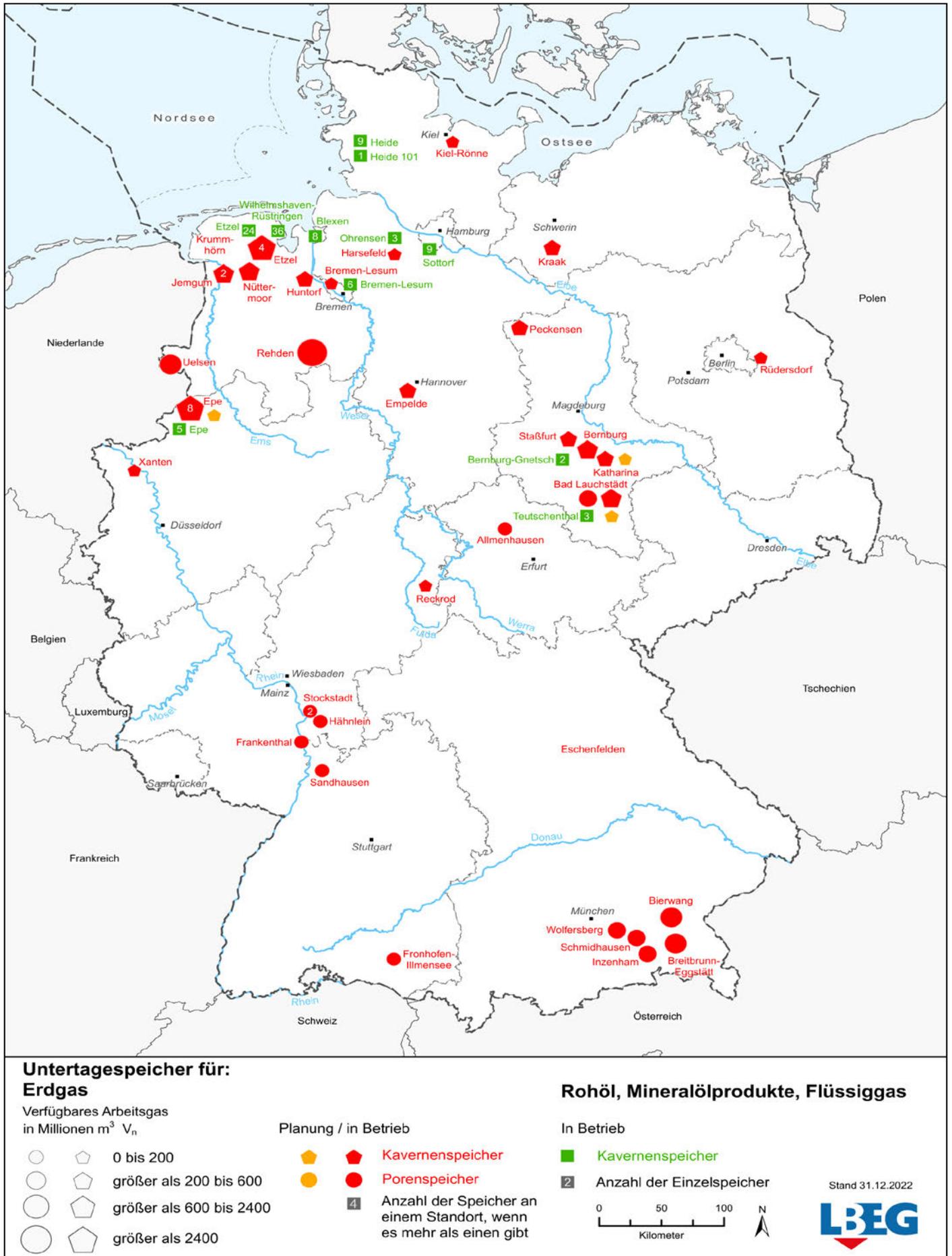


Abb. 1 Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Fig. 1 Overview map of underground storage facilities for natural gas, crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas

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. Letztere 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.

Bei Porenspeichern bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstätten-technischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z. B. die Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und damit die Leistungsfähigkeit eines Speichers. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Porenspeicher in Aquiferen 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 (Dichtheit) grundsätzlich 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.

Seit 2013 sind in Deutschland keine neuen Planungen für Porenspeicher von den Betreiberfirmen mehr gemeldet worden.

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. Die Lage von Kavernenspeichern ist somit aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE<sup>[1]</sup>. Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1 : 500.000 ist auf dem Kartenserver <sup>[2]</sup> des LBEG einzusehen.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein-

age. Pore storage facilities are basically used to cover the seasonal base load. Due to the natural flow paths in the capillary pore space of the reservoir rocks, they generally react more slowly to changes in production rates than cavern reservoirs. The latter are more efficient in their injection and withdrawal rates and are therefore particularly suitable for covering peak loads during the day. However, some pore storages in naturally fractured reservoir rocks also achieve similarly high production rates as cavern storages.

Tab. 1 Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch  
Tab. 1 Shares of energy sources in primary energy consumption

Energieträger Energy sources	Anteile in % Share in %	
	2021	2022
Mineralöl / Mineral oil	32,5	35,3
Erdgas / Natural gas	26,6	23,6
Steinkohle / Black coal	8,9	9,8
Braunkohle / Lignite	9,1	10,0
Kernenergie / Nuclear power	6,1	3,2
Erneuerbare Energien / Renewable energy	15,7	17,2
Sonstige / Strom / Others / Electricity	1,8 / -0,5	1,7 / -0,9

Quelle: AGEB 2022 [1]

In the case of pore storage facilities, former reservoirs generally provide a good data basis for the geological and reservoir conditions of the deeper subsurface, such as the tightness of the geological barrier horizons and thus the performance of a storage facility. This applies in particular to the pressure-volume behaviour that can be derived from the production phase when a reservoir is used. Pore reservoirs in aquifers, on the other hand, must be explored from scratch in order to determine the size of the aquifer pore volume, the distribution of the reservoir horizon and its overlying layers, the pressure-volume behaviour during later operation, and the sealing properties of fault paths. Only after performing a 3D seismic survey and drilling exploration wells can results be derived regarding the structure design, the storage volume and the maximum pressure. For this reason, aquifer reservoirs are basically the most challenging reservoir types in terms of lead time, exploration effort and mining risk (tightness). The top priority for all storage facilities is mining safety, i.e. safe operation under all operating conditions and knowledge of gas dispersion in three-dimensional space over time.

Since 2013, no new plans for pore storage facilities have been reported by the operating companies in Germany.

Cavern storage facilities can be set up (drilled) after sinking a

Tab. 2 Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2022)  
Tab. 2 Characteristics of German natural gas storage (as of December 31, 2022)

	Einheit Unit	Porenspeicher Pore storage	Kavernenspeicher Cavern storage	Summe Sum
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m³(Vn)	8,6	14,3	22,9
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ <sup>1)</sup>	Mrd. m³(Vn)	8,6	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mrd. m³(Vn)/d	142	518	660
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases <sup>1)</sup>	Tage	61	28	35
Anzahl der Speicher „in Betrieb“	-	15	29	44
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m³(Vn)	0	3,2	3,2
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ <sup>2)</sup>	-	0	5	5
Summe Arbeitsgas <sup>3)</sup>	Mrd. m³(Vn)	8,6	18,2	26,7

1) Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“ (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)  
2) Inkl. Speichererweiterungen  
3) Summe der Arbeitsgasvolumina nach Abschluss aller laufenden oder geplanten Ausbauten (Zeile 2 + 6)

Tab. 3 Erdgasporenspeicher  
Fig. 3 Natural gas pore storage

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Speichertyp Type of storage	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume*	max. nutzbares Arbeitsgas Max. usable working gas	Arbeitsgas nach Endausbau Working as after final expansion	Plateau Entnahmerate Plateau with- drawal rate
in Betrieb				m		Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	Mio. m³(Vn)	1000 m³/h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Spei- chergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	50
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3 140	1 000	1 000	1 200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	992	992	520
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II Muschelkalk (Trigonodus- Dolomit)	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 2200		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 (Aquitain)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	6 780	3 950	3 950	2 400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitain)	310	156	156	125
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	1470 - 1525	Buntsandstein	1 579	860	860	395
Wolfsberg	BY	Bayerngas GmbH / NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho- thamnien-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe</b>						<b>17 352</b>	<b>8 595</b>	<b>8 599</b>	<b>5 908</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2021. \*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

oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissengasanteil 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 leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst [3].

**1.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit**

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Berichtsjahr nach vorläufigen Daten um 15,7 % auf rund 773 Mrd. kWh gesunken[4]. Als Ursachen dafür sind zum großen Teil preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges zu identifizieren, aber auch der insgesamt milde Witterungsverlauf des Jahres trug untergeordnet dazu bei[4]. Wie in den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5 % aus inländischer Förderung gedeckt werden [4].

Für die restlichen 95 % des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Erdgasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt. Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind

borehole where there are thick salinaries (salt domes) and at the same time an environmentally compatible discharge or use of the brine is possible. For geological reasons, the location of cavern storage facilities is thus mainly limited to northern Germany. The southernmost cavern storage facility is located in the Fulda area. A description of the geology of northern German salinaries, which are potential storage sites, can be found in LANGER & SCHÜTTE[1] . A map of the salt structures in northern Germany at a scale of 1 : 500 000 can be viewed on the map server [2] of the LBEG.

The total volume of a reservoir is the sum of its working gas and cushion gas volumes. The working gas volume is the actually usable storage volume that is injected or withdrawn. Cushion gas is the residual gas volume remaining in the storage to maintain a minimum pressure for gas withdrawal. A high cushion gas percentage enables a longer (constant) withdrawal rate. The higher the percentage of working gas volume in national natural gas consumption and the faster the working gas can be injected and withdrawn, the more efficient the natural gas storage and thus the national energy supply. The International Gas Union has summarised relevant storage terms in a glossary [3].

**1.2 Natural gas as a primary energy source, production, consumption, security of supply**

According to preliminary data, natural gas consumption in Germany fell by 15.7% to around 773 billion kWh in the year

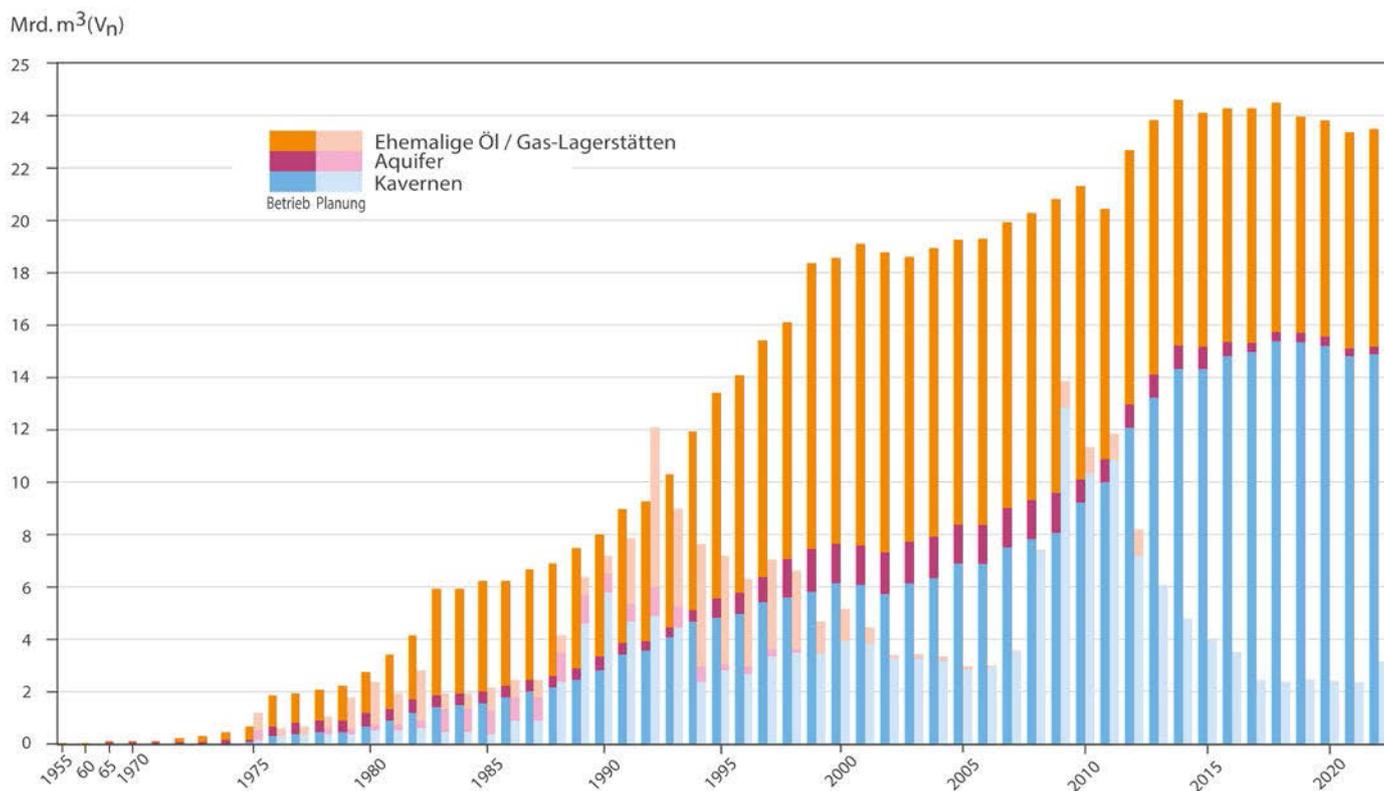


Abb. 2 Entwicklung des Arbeitsgasvolumens der Untertagespeicher in Deutschland seit 1955 [4]  
 Fig. 2 Development of the working gas volume of underground storage facilities in Germany since 1955 [4]

in Tabelle 1 dargestellt [4]. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2022 um drei Prozentpunkte auf 23,6 % gefallen. Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um

under review [4]. The reasons for this are largely price- and behaviour-induced savings measures as a result of the Ukraine war, but the generally mild weather during the year also contributed to a lesser extent[4]. As in previous years, only about

Tab. 4 Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas  
 Tab. 4 Cavern storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied gas

Speicher Storage	Bundesland Federal state	Gesellschaft Company	Speichertyp Type of storage	Teufe Depth	Anzahl der Einzelspeicher Number of storage units	Füllung Filling	Zustand Condition
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	6	Diesel, Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	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	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>					<b>105 (in Betrieb)</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2022  
 Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 5 Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb  
 Tab. 5 Natural gas cavern storage facilities in operation

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Anzahl Einzel <span>­</span> speicher Number of individual storage units	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume	max. nutzbares Arbeitsgas Maximum usable working gas	Arbeitsgas nach Endausbau Working gas after final expand	Plateau- Entnahmerate Plateau with- drawal rate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (Vn)	Mio. m <sup>3</sup> (Vn)	Mio. m <sup>3</sup> (Vn)	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	815	639	613	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500 - 700	Zechstein 2	1 216	916	916	1 000
Bremen-Lesum- Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	224	142	142	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	524	375	378	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspei- cheres. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	243	183	183	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	505	384	384	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	236	168	168	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	269	277	277	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	243	187	187	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2 250	1 824	1 824	2 900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900 - 1700	Zechstein 2	1 630	996	1 196	1 320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRI- ZIA GmbH	9	1200 - 1600	Zechstein 2	1 231	802	895	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1100 - 1700	Zechstein 2	2 584	1 737	1 876	2 250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbe- triebsgesellschaft mbH „Crystal“ / PATRIZIA GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	610	371	390	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156 - 1701	Zechstein	167	108	108	300
Huntorf <sup>1)</sup>	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	441	334	324	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspei- cher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950 - 1500	Zechstein 2	972	722	875	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	519	342	342	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	9	500 - 700	Zechstein 2	501	450	450	1 000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON- Hanse AG	2	1300 - 1750	Rotliegend	90	56	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	301	257	257	400
Nüttermoer	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1 717	1 301	1 301	1 780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	530	337	337	895
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	130	130	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	118	91	91	140
Stabfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400 - 1130	Zechstein	734	615	615	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1000	Zechstein	204	172	172	320
<b>Summe</b>			<b>270</b>			<b>19 585</b>	<b>14 290</b>	<b>14 914</b>	<b>21 590</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2022. \*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.  
<sup>1)</sup> Einschl. Neuenhutorf. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

6,2 % gefallen und förderte damit rund 4,8 Mrd. m<sup>3</sup>(Vn) Rein-  
 gas im Jahr 2022.

**1.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2022  
 (Stichtag: 31. Dezember 2022)**

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer  
 jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicher-  
 firmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der  
 Bundesländer.  
 Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter ande-

5 % of natural gas consumption in the year under review was  
 covered by domestic production [4].

For the remaining 95 % of consumption, natural gas has to be  
 imported, which shows the importance of domestic under-  
 ground natural gas storage for the storage of imports.  
 The shares of energy sources in primary energy consumption  
 are shown in Table 1 [4]. Natural gas continues to rank sec-  
 ond. Its share in the energy mix fell by three percentage points  
 to 23.6 % in 2022.  
 Compared to the previous year, domestic natural gas produc-

Tab. 6 Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau  
 Tab. 6 Natural gas cavern storage facilities in planning or under construction

Speicher Storage	Bundes- land Federal state	Betreiber / Eigentümer Operator / Owner	Anzahl Einzelspeicher Number of individual storage units	Teufe Depth	Speicher- formation Storage formation	Gesamt- volumen* Overall volume*	Arbeitsgas nach Endausbau Working gas after final expand	Plateau-Ent- nahmerate Plateau with- drawal rate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (Vn)	Mio. m <sup>3</sup> (Vn)	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780 - 950	Zechstein 2	96	73	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1200 - 1600	Zechstein 2	3000	2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	8	950 - 1500	Zechstein 2	1200	875	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	3	500 - 700	Zechstein 2	182	164	
<b>Summe</b>			<b>37</b>			<b>4478</b>	<b>3182</b>	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2022. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.  
 Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

rem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser Aufwärtstrend (vgl. Abb. 2) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist und sich in den letzten Jahren in einem geringen Ausmaß umkehrte. Wie im Vorjahr verzeichnet sich auch in diesem Berichtsjahr 2022 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,4 Mrd m<sup>3</sup>(Vn) oder rund 1,8 % gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,9 Mrd. m<sup>3</sup>(Vn) in Deutschlands Untertagespeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tabelle 2 weitere Kenndaten der untertägigen Erdgasspeicherung in Deutschland gezeigt.

Gegenüber dem Vorjahr lässt sich vermerken, dass der Kavernenspeicher Bremen-Lesum des Betreibers Wesernetz Bremen GmbH & Co. KG stillgelegt und geflutet worden ist, was aufgrund des geringen Volumens des Speichers allerdings nur geringfügig zur Verringerung des gesamten deutschen Arbeitsgasvolumens beigetragen hat. Es waren zwar auch Speichererweiterungen zu verzeichnen, wie z. B. die Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernenspeicher Katharina oder eine Erhöhung des gemeldeten Arbeitsgasvolumens des Porenspeichers Rehden um 50 Mio. m<sup>3</sup>(Vn), doch diese konnten in der Summe die bereits erwähnte Reduzierung des in Deutschland verfügbaren Arbeitsgasvolumens von 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>(Vn) nicht kompensieren.

Durch die Stilllegung des Speichers Bremen-Lesum (Wesernetz) hat sich die Anzahl der Standorte der Untertagespeicher von 45 auf 44 verringert. Die Stilllegung dieses Speichers bewirkt weiterhin, dass die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 29 Kavernenspeichern trotz der Inbetriebnahme einer weiteren Kaverne im Speicher Katharina bei 270 Kavernen stagniert.

Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands um ca. 2 Prozentpunkte auf 62 % (Porenspeicher 38 %) gefallen ist.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr ebenfalls nur wenig geändert. Eine

tion fell by 6.2 %, producing about 4.8 billion m<sup>3</sup>(Vn) of clean gas in 2022.

### 1.3 Location and characteristics of storage facilities in 2022 (reporting date: 31 December 2022)

The storage information in this report is based on an annual data survey by the LBEG of German storage companies in cooperation with the competent authorities of the federal states. The nationwide collection of storage data goes back, among other things, to a decision of the Federal Ministry of Economics of 4 July 1980 within the framework of the Federal-Länder Committee on Mining.

Since the beginning of gas supply in Germany, the available working gas volume increased almost steadily due to the establishment of new storage facilities and the expansion of existing ones until this upward trend (cf. Fig. 2) came to a halt in 2018 and reversed to a minor extent in recent years. As in the previous year, this reporting year 2022 also shows a decrease in the available working gas volume of approx. 0.4 bcm(Vn) or around 1.8% compared to the previous year, which is mainly due to several small reductions in the working gas volume of cavern storage facilities. Thus, a working gas volume of 22.9 billion m<sup>3</sup>(Vn) was available in Germany's underground storage facilities for natural gas for the year under review. In addition to the total available working gas volume, Table 2 shows further characteristics of underground natural gas storage in Germany.

Compared to the previous year, it can be noted that the Bremen-Lesum cavern storage facility of the operator Wesernetz Bremen GmbH & Co. KG was decommissioned and flooded, but this only made a minor contribution to the reduction in the total German working gas volume due to the small volume of the storage facility. Although there were also storage expansions, such as the commissioning of an additional cavern in the Katharina cavern storage facility or an increase in the reported working gas volume of the Rehden pore storage facility by 50 million m<sup>3</sup>(Vn), these could not compensate in total for the aforementioned reduction in the working gas volume available in Germany of 0.4 billion m<sup>3</sup>(Vn).

The closure of the Bremen-Lesum storage facility (Wesernetz) has reduced the number of underground storage sites from 45 to 44. The closure of this storage facility also means that the number of individual storage caverns in the 29 cavern storage

der geplanten Kavernen im Speicher Katharina wurde fertiggestellt. Allerdings wurde bei der vorliegenden Datenabfrage erstmalig ein geplantes Arbeitsgasvolumen für die Erweiterung des Kavernenspeichers Jemgum gemeldet, so dass die Summe des zukünftigen Speichervolumens von rund 2,4 Mrd.  $\text{m}^3(\text{Vn})$  auf 3,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{Vn})$  angestiegen ist (vgl. Tab. 6). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,7 Mrd.  $\text{m}^3(\text{Vn})$  verfügbar sein.

Die Tabellen 3, 5 und 6 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 3, 5 und 6 sind jeweils zwei Werte aufgeführt: Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ sowie das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“. 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.

Abb. 1 zeigt die geografische Lage der Untertage- Erdgasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in Salzwasser-Aquifere eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Die Kavernenspeicher sind an die Verbreitung mächtiger Salinare gebunden und finden sich somit in Nord und Ostdeutschen Sedimentbecken (s. Kap. 1.1).

Abb. 2 stellt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens dar. 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.

## 2. Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Abb. 1 und Tab. 4 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland muss sein benötigtes Rohöl zu rund 97 % importieren. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz 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) [5], Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorra-

facilities has stagnated at 270 caverns, despite the commissioning of a further cavern in the Katharina storage facility.

The overall small changes also meant that the share of the usable working gas volume in cavern storage facilities in Germany's total working gas volume fell by about 2 percentage points to 62 % (pore storage 38 %).

There was also little change compared to the previous year in the storage projects that are in planning or under construction. One of the planned caverns in the Katharina storage facility was completed. However, a planned working gas volume for the expansion of the Jemgum cavern storage facility was reported for the first time in the present data query, so that the total future storage volume has risen from around 2.4 bcm(Vn) to 3.2 bcm(Vn) (cf. Tab. 6). In case all projects reported by the companies in this report are realised, a maximum working gas volume of 26.7 bcm(Vn) will thus be available in the long term.

Tables 3, 5 and 6 show the characteristic data for the individual gas storage facilities that are currently in operation, in planning or under construction and for which an operating plan application has been submitted.

Two values are listed for the working gas volume in each of Tables 3, 5 and 6: The “maximum (usable) working gas volume” and the “working gas volume after final expansion”. The “maximum (usable) working gas volume” is the volume that is installed and available on the reference date under the technical, contractual and mining law conditions. This value may deviate from the “working gas volume after final expansion” for storage facilities in operation if a new storage facility is in the construction phase (initial filling) or an existing storage facility is being expanded. In some cases, the “maximum working gas volume” is not fully utilised for contractual or technical reasons (plant capacity, compressors) as well as for reservoir-related or geological reasons. Due to partly complex consortium relationships, the operating companies and not all owners or consortium partners are named as companies in the tables.

Fig. 1 shows the geographical location of underground natural gas storage facilities and cavern storage facilities for liquid hydrocarbons. Since pore storage facilities were preferably established in sandstone formations and fissured limestones of former oil or gas deposits or, subordinately, in saline aquifers, they are located in the sedimentary basins of northern, eastern and southern Germany. The cavern reservoirs are linked to the distribution of thick salinaries and are thus found in northern and eastern German sedimentary basins (see chapter 1.1).

Fig. 2 shows the historical development of the working gas volume. The first German underground gas storage facility went into operation in 1955 with the Engelbostel aquifer storage facility, which was abandoned at the end of the 1990s for economic reasons. The newest storage site is Jemgum in Lower Saxony, where the first caverns were commissioned in 2013.

## 2. storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied gas

In addition to the underground natural gas storage facilities, Fig. 1 and Tab. 4 show the geographical location and characteristics of the eleven storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas.

Germany has to import about 97 % of the crude oil it needs. In addition to aboveground tanks, salt cavern storage facilities are used for crisis storage of motor spirits, middle distillates,

tung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2021/2022 über einen Vorrat von 22,1 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 3,6 % gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle in der Europäischen Union, der Schweizerischen Eidgenossenschaft oder im Königreich Norwegen ansässigen Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte von mindestens 25 t im Jahr nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. ■



Abb. 3 Der vollständige Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG steht unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de) zum Download bereit.

Fig.3 The complete version of LBEG's annual report "Petroleum and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2022" is at [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de) available for download (only german version).

heavy oils and crude oil according to the Petroleum Stockholding Act (Erdölbevorrattungsgesetz) as well as to compensate for production fluctuations for processing companies. According to the Petroleum Stockholding Act, stocks equivalent to the net imports of a period of 90 days must be held. According to its report for the financial year 2021/2022, the Petroleum Stockholding Association (EBV) [5], a public corporation and national institution for crisis stockholding, had a stock of 22.1 million tonnes of crude oil equivalent, which was 3.6% in excess of the stockholding obligation. Members of the EBV are all companies domiciled in the European Union, the Swiss Confederation or the Kingdom of Norway that import crude oil or crude oil products of at least 25 t per year into Germany or produce them in Germany ■

#### Referenzen

- [1] LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. – Akademie d. Geowissensch. 20: 63–69; Hannover.
  - [2] KARTENSERVEN DES LBEG: NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformationssystem – <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/>
  - [3] WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. – Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
  - [4] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. – Berlin/Bergheim, [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)
  - [5] ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2022): Bericht über das Geschäftsjahr 2021/2022. – Hamburg, [www.ebv-oil.org](http://www.ebv-oil.org)
- LANDESAMT FÜR BERGBAU; ENERGIE UND GEOLOGIE; (LBEG) (2023): Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“

0179-3187/20/2

DOI 10.19225/231103  
© 2023 DW Media Group GmbH

#### EEK Aus der Redaktion From the editorial office

#### Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an: [leserbriefe@eid.de](mailto:leserbriefe@eid.de)  
Discuss with us and write us your opinion by mail to: [leserbriefe@eid.de](mailto:leserbriefe@eid.de)

## ARTES-Regelarmaturen in Wasser-Dampfkreisläufen

- DN25 – DN1200 und bis PN400 als Einschweiß- oder Flanscharmatur EN/ANSI
- Regelkennlinien exakt auf die jeweilige technische Anforderung abgestimmt
- patentierte mehrstufige Druckreduzierung
- minimierter Verschleiß durch Trennung von Dicht- und Regelfunktion
- Leckageklasse A gemäß EN12266
- wartungsfreie Spindelabdichtung durch Drehbewegung

► Ihr individuelles Angebot: Telefon +49 (0)3304/24724-20 ◀

[info@artes-valve.de](mailto:info@artes-valve.de) | [www.artes-valve.com](http://www.artes-valve.com) | Alles perfekt geregelt!

