

Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland

Underground gas storage in Germany

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2023“ des LBEG, der vollständig unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download verfügbar ist.

Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Die klassische Aufgabe von Untertage-Erdgasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung 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. Weiterhin hat sich ihre strategische Bedeutung in Krisenzeiten gerade in den letzten Jahren deutlich gezeigt. 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. Letztere sind in ihrer Ein- und Ausspeicherleistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet.

This article is based on the LBEG's annual report "Crude Oil and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2023", which is available to download in full at www.lbeg.niedersachsen.de.

Principles of underground gas storage

The traditional role of underground gas storage facilities is to balance daily and seasonal consumption peaks. Changes to the production rates of wells in domestic natural gas fields are only possible to a limited extent due to technical reasons related to production and the capacity range of their processing plants. In contrast, the quantities of natural gas imported are contractually fixed and therefore predictable, but cannot easily be changed at short notice. The decisive and unpredictable factor for a secure gas supply is seasonal (temperature-dependent) and daily fluctuations in consumption.

In order to guarantee a constant gas flow between natural gas suppliers and natural gas consumers, gas storage facilities have a classic buffer function. Furthermore, their strategic importance in times of crisis has become particularly apparent in recent years. The marketing of storage capacities and the optimization of procurement by taking advantage of fluctuating gas prices is a top priority for the companies. The traditional storage cycle – injection in summer, withdrawal in winter – is becoming less important as a result.

There are two types of storage facilities: pore storage (former oil/gas reservoirs or saltwater aquifers) and salt cavern storage. Pore storage is generally used for seasonal base load coverage. They generally react more slowly to changes in production rates than cavern storage facilities due to the natural flow paths in the capillary pore space of the reservoir rock. The injection and withdrawal rates of the latter are higher and they are therefore particularly suitable for covering daily peak loads.

Untertagegasspeicher Bad Lauchstädt der VNG Gasspeicher.
Quelle: VNG AG/Torsten Proß, Jeibmann Photografik
Underground gas storage Bad Lauchstädt of VNG Gas storage.
Source: VNG AG/Torsten Proß, Jeibmann
Photografik



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-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie zum Beispiel die Dichtheit der geologischen Barrierehorizonte 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, das heißt 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 (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1 : 500.000 (BGR 2008) ist auf dem Kartenserver2 des LBEG einzusehen.

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

However, some pore storage reservoirs in naturally fractured storage rocks also achieve similarly high delivery rates to cavern storage reservoirs. In the case of pore storage reservoirs, former reservoirs generally provide a good database for the geological and reservoir engineering conditions of the deeper subsurface, such as the tightness of the geological barrier horizons and thus the performance of a storage reservoir.

This applies particularly to the pressure-volume behavior that can be derived from the production phase during storage utilization. Pore storage 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 storage horizon and its overlying strata, the pressure-volume behavior during subsequent operation, and the sealing properties of fault planes.

Only after conducting a 3D seismic survey and sinking exploration wells can results be derived regarding the structure, storage volume and maximum pressure. For this reason, aquifer storage facilities are generally the most demanding of all storage types in terms of lead time, exploration effort and mining risk (leak tightness).

The top priority for all storage facilities is mining safety, i.e. safe operation under all operating conditions and knowledge of gas distribution in three-dimensional space over time.

Since 2013, the operating companies have not reported any new plans for pore storage facilities in Germany. Cavern storage facilities can be created by sinking a well where thick salt domes occur and where the brine can be discharged or used in an environmentally friendly manner.

For geological reasons, the location of cavern storage facilities is therefore mainly limited to northern Germany. The southernmost cavern storage facility is located in the Fulda area. A description of the geology of North German salt domes, which represent potential storage sites, can be found in Langer & Schütte (2002). A map of the salt structures in northern Germany at a scale of 1 : 500,000 (BGR 2008) can be viewed on the LBEG map server2.

The total volume of a storage facility is the sum of its working gas and cushion gas volumes. The working gas volume is the actual usable storage volume that is injected or withdrawn. The cushion gas is the remaining gas volume in the storage facility, which is intended to maintain a minimum pressure for gas withdrawal. A high cushion gas volume allows a longer (constant) withdrawal rate. The higher the percentage of the 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 summarized relevant storage terms in a glossary (Wallbrecht et al. 2006).

Energieträger	Anteile in %	
	2022	2023
Mineralöl	35,1	35,6
Erdgas	23,3	24,7
Steinkohle	9,8	8,7
Braunkohle	10,0	8,3
Kernenergie	3,2	0,7
Erneuerbare Energien	17,5	19,6
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,9 / -0,8	1,9 / 0,4

Tab. 1: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2024).
 Tab. 1: Share of energy sources in primary energy consumption (AGEB 2024).

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst (Wallbrecht et al. 2006).

Erdgas als Primärenergieträger: Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Berichtsjahr nach vorläufigen Daten um 2,4 Prozent auf rund 737 Milliarden kWh gesunken* (AGEB 2024). Als wesentliche Ursachen dafür werden weiterhin preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges und die gedämpfte Konjunktur genannt (AGEB 2024).

Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5,2 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2024). Für die restlichen rund 95 Prozent des Verbrauchs muss Erdgas eingeführt werden, wobei sich die Bedeutung der inländischen Untertage-Gasspeicherung für die Lagerung der Importe zeigt. Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tab. 1 dargestellt (nach AGEB 2024).

Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist in 2023 um 1,4 Prozentpunkte auf 24,7 Prozent angestiegen. Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 10,7 Prozent gefallen und produzierte damit rund 4,3 Milliarden Kubikmeter (V_n) Reingas im Jahr 2023.

Natural Gas as a primary energy source: occurrence, consumption, security of Supply

According to preliminary data, natural gas consumption in Germany fell by 2.4 percent to around 737 billion kWh in the reporting year (AGEB 2024). The main reasons cited for this are price- and behavior-induced savings measures as a result of the war in Ukraine and the subdued economy (AGEB 2024). Similar to previous years, only about 5.2 percent of natural gas consumption could be covered by domestic production in the reporting year (AGEB 2024). The remaining 95 percent of consumption must be imported, which demonstrates the importance of domestic underground gas storage for the storage of imports. The shares of energy sources in primary energy consumption are shown in tab. 1 (according to AGEB 2024). Natural gas continues to rank second. Its share of the energy mix rose by 1.4 percentage points to 24.7 percent in 2023. Compared to the previous year, domestic natural gas production fell by 10.7 percent to around 4.3 billion cubic meters (V_n) of net gas in 2023.

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. $m^3(V_n)$	8,6	14,1	22,7
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“	Mrd. $m^3(V_n)$	8,6	14,8	23,4
Plateau-Entnahmerate	Mio. $m^3(V_n)/d$	142	518	660
theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	61	28	35
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		15	29	44
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. $m^3(V_n)$	–	3,1	3,1
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ ²⁾		–	5	5
Summe Arbeitsgas ³⁾	Mrd. $m^3(V_n)$	8,6	17,9	26,5

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

Tab. 2: Kenndaten der Untertage-Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2023).

Tab. 2: Key data for underground natural gas storage (as of December 31, 2023).

Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2023 (Stichtag: 31. Dezember 2023)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. 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. 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 im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist und sich in den letzten Jahren in einem geringen Ausmaß umkehrte.

Ähnlich wie in den Vorjahren verzeichnet sich auch im Berichtsjahr 2023 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,2 Milliarden Kubikmetern (V_n) oder rund 1,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr, der auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,7 Milliarden Kubikmetern (V_n) in Deutschlands Untertage-Gasspeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben

Situation and characteristics of the storage facilities in 2023 (as of December 31, 2023)

The storage information in this report is based on an annual data query by the LBEG of German storage companies in cooperation with the responsible authorities of the federal states. The nationwide collection of storage data goes back to a decision of the Federal Ministry of Economics of July 4, 1980, in the context of the Bund-Länder-Ausschuss Bergbau. Since the beginning of gas supply in Germany, the available working gas volume has increased almost continuously due to the construction of new and the expansion of existing storage facilities, until this upward trend came to a halt in 2018 and reversed to a small extent in recent years.

Similar to previous years, the 2023 reporting year also saw a decline in available working gas volume of approximately 0.2 billion cubic meters (V_n) or around 1.2 percent compared to the previous year, which can be attributed to several small reductions in the working gas volume of cavern storage facilities. This means that a working gas volume of 22.7 billion cubic meters (V_n) was available in Germany's underground gas storage facilities for natural gas in the reporting year. In addition to the total available working gas volume, tab. 2 shows further key

dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tab. 2 weitere Kenndaten der Erdgas-speicherung in Deutschland aufgeführt.

Gegenüber dem Vorjahr sind im Berichtsjahr nur geringfügige Änderungen der Kenndaten zu verzeichnen. So ist sowohl die Anzahl der 44 Standorte für Untertage-Gasspeicher als auch die Anzahl von 270 Einzelkavernen bei den Kavernenspeichern gleich geblieben.

Der Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernenspeicher Katharina, mit nun zehn Kavernen, steht die um eine Kaverne reduzierte Anzahl der nun sechs Kavernen in Huntorf gegenüber. Die insgesamt geringen Änderungen führten auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin 62 Prozent (Porenspeicher 38 Prozent) beträgt. Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr bis auf die fertiggestellte Kaverne im Speicher Katharina ebenfalls nur wenig geändert. Die Summe des geplanten Speichervolumens beträgt damit 3,1 Milliarden Kubikmeter (V_n). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,5 Milliarden Kubikmetern (V_n) verfügbar sein.

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher ¹⁾	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1.000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	–	221	40	44
Bayern	Porenspeicher	5	–	6.988	2.938	2.938
Brandenburg	Kaverne(n)	1	1	118	91	91
Bremen	Kaverne(n)	1	2	224	142	142
Hessen	Kaverne(n)	1	3	180	140	140
	Porenspeicher	3	–	434	215	215
Mecklenburg-Vorpommern	Kaverne(n)	1	4	301	222	222
Niedersachsen	Kaverne(n)	10	103	10.361	6.981	7.517
	Porenspeicher	2	–	8.179	4.810	4.810
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	9	84	4.499	3.428	3.428
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	–	300	90	90
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	5	71	3.913	3.062	3.171
	Porenspeicher	1	–	670	440	440
Schleswig-Holstein	Kaverne(n)	1	2	90	56	99
Thüringen	Porenspeicher	1	–	380	62	62
Summe	Kavernensp.	29	270	19.686	14.122	14.810
Summe	Porenspeicher	15	–	17.172	8.595	8.599
Summe	Gesamt	44	270	36.858	22.717	23.409

¹⁾ Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern,
²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 3 Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2023).

Tab. 3 Underground natural gas storage by federal state (as of December 31, 2023).

data on natural gas storage in Germany.

Compared to the previous year, only slight changes in the key data were recorded in the reporting year. The number of 44 sites for underground gas storage facilities and the number of 270 individual caverns at the cavern storage facilities remained the same. The commissioning of an additional cavern in the Katharina cavern storage facility, which now has ten caverns, is

offset by the reduction of one cavern in the number of caverns in Huntorf, which now has six caverns. The overall minor changes also meant that the share of usable working gas volume in cavern storage facilities in the total working gas volume in Germany remains at 62 percent (porous storage facilities 38 percent).

With the exception of the completed cavern at the Katharina storage facility, little has changed in the storage projects that are in the planning or construction phase compared to the previous year. The total planned storage volume is therefore 3.1 billion cubic meters (V_n). If all the projects reported by the companies in this report are realized, a maximum working gas volume of 26.5 billion cubic meters (V_n) will be available in the long term.

Ort	Bundesland	Eigentümer ¹⁾	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
						Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1.000 m ³ /h
in Betrieb				m					
Allmenhausen	TH	TEAG 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	1.560	Tertiär (Chatt)	3.140	1.000	1.000	1.200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1.900	Tertiär (Chatt)	2.075	992	992	520
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600–1.000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Ilmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750–2.200	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	245
Rehden	NI	WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	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	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Energy 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	395
Wolffersberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17.172	8.595	8.599	5.853

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
 Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen.
¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.
²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 4: Erdgas-Porenspeicher.

Tab. 4: Natural gas pore storage facilities.

Die Tabellen 4, 5a und 5b 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 4, 5a und 5b 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. Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tab. 3 dargestellt. Grafik 1 zeigt die geografische Lage der Untertage-Erdgasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe.

Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandsteinformationen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süd- deutschland. Die Kavernenspeicher sind an die Verbreitung mächtiger Salinare gebunden und finden sich somit in Nord- und Ostdeutschen Sedimentbecken.

Der erste deutsche Untertage-Gasspeicher 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.

Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Grafik 1 und Tab. 6 die geografische Lage und die Kenndaten der elf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt. Deutschland muss zu rund 98 Prozent sein benötigtes Mineralöl importieren.

Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum

Tables 4, 5a and 5b show the key 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 figures are given for the working gas volume in tables 4, 5a and 5b: the “maximum (usable) working gas volume” and the “working gas volume after final development”.

The “maximum (usable) working gas volume” is the volume installed and available under the technical, contractual and mining law conditions on the reporting date. This value may differ from the “working gas volume after final expansion” for the storage facilities in operation if a new storage facility is in the construction phase (first filling) or an existing storage facility is being expanded. In some cases, the “maximum working gas volume” is not fully utilized for contractual or technical reasons (facility capacity, compressor) as well as for reservoir-related or geological reasons.

Due to the sometimes complex consortium relationships, in the tables only the operating companies are listed and not all owners or consortium partners. The distribution of the working gas volumes by storage type and federal state is shown in tab. 3. Graf. 1 shows the geographical location of the underground natural gas storage facilities and the cavern storage facilities for liquid hydrocarbons.

Speicher	Bundesland	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V ₀)	Mio. m ³ (V ₀)	Mio. m ³ (V ₀)	1.000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780-950	Zechstein 2	833	654	654	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500-700	Zechstein 2	1.239	936	936	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312-1.765	Zechstein 2	224	142	142	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300-1.800	Zechstein 2	506	367	367	510
Epe-ENECC ³⁾	NW	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100-1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE - Kommunale Gasspeicher G. Epe mbH & Co. KG	4	1.100-1.400	Zechstein	240	181	181	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1.100-1.420	Zechstein 1	400	290	290	600
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	10	1.100-1.420	Zechstein 1	499	378	378	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.250-1.430	Zechstein	290	209	209	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	6	1.080-1.490	Zechstein	242	189	189	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170-1.465	Zechstein 1	242	185	185	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090-1.420	Zechstein 1	2.250	1.730	1.730	2.200
Etzel-EGL 1 und 2	NI	PATRIZIA GmbH	19	900-1.700	Zechstein 2	1.630	996	1.196	1.320
Etzel-EKB	NI	PATRIZIA GmbH	9	1.200-1.600	Zechstein 2	1.231	796	895	800
Etzel-ESE	NI	PATRIZIA GmbH	19	1.200-1.600	Zechstein 2	2.584	1.686	1.876	2.250
Etzel-PSG Crystal	NI	PATRIZIA GmbH	4	1.150-1.200	Zechstein 2	610	343	390	750
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156-1.701	Zechstein	167	108	108	300
Huntorf ⁴⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650-1.400	Zechstein	415	310	310	450
Jemgum-astora	NI	WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950-1.500	Zechstein 2	972	722	722	775
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950-1.400	Zechstein	519	342	342	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	10	500-700	Zechstein 2	578	521	630	1.000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	2	1.420-1.705	Rotliegend	90	56	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910-1.450	Zechstein	301	222	222	400
Nütemoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950-1.300	Zechstein	1.727	1.311	1.311	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279-1.453	Zechstein	530	337	337	895
Reckrod	HE	MET Germany Holding GmbH	3	800-1.100	Zechstein 1	180	140	140	92
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900-1.200	Zechstein	118	91	91	140
Stalßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400-1.130	Zechstein	733	614	614	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	204	172	172	320
Summe			270			19.686	14.122	14.810	21.032

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
 Bundeslandskürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.
¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.
²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.
³⁾ Kein Zugang zum deutschen Netz.
⁴⁾ Einschließlich Neuhuntorf.

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

Since pore storage facilities are preferably constructed in sandstone formations and fractured limestones of former oil or gas reservoirs or, to a lesser extent, in saltwater aquifers, they are located in the sediment basins of northern, eastern and southern Germany. The cavern storage facilities are linked to the distribution of thick salinars and are therefore found in sediment basins in northern and eastern Germany. The first German underground gas storage facility went into operation in 1955 with the Engelbostel aquifer storage facility, which was abandoned for economic reasons at the end of the 1990s. The newest storage site is Jemgum in Lower Saxony, where the first caverns went into operation in 2013.

Speicher	Bundesland	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbare Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	Mio. m ³ (V _u) 89	Mio. m ³ (V _n) 72	Mio. m ³ (V _n) 72	1.000 m ³ /h 920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k. A.			50
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1.200–1.600	Zechstein 2	3.000			2.020
Jemgum-astora	NI	WINGAS GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200			875
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	2	500–700	Zechstein 2	109			109
Summe			36			4.398			3.126

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2023.
 Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt.
¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.
²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 5b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
 Tab. 5b: Natural gas cavern storage facilities in planning or construction.

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 2022/2023 (EBV 2023) über einen Vorrat von 22 Millionen Tonnen Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 6,7 Prozent 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 Tonnen im Jahr nach Deutschland einführen beziehungsweise in Deutschland herstellen oder herstellen lassen. ■

Literatur und Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2024): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023. – Berlin/Bergheim; <https://ag-energiebilanzen.de/>.

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2024): Jahresbericht 2023. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2023. – Hannover; <https://www.bveg.de/derverband/publikationen/>.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2023): Bericht über das Geschäftsjahr 2022/2023. – Hamburg; https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/EBV-GB_2022_2023.pdf.

KARTENSERVER DES LBEG: NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformationssystem. – <https://nibis.lbeg.de/cardomap3/>.

LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. – Akademie d. Geowissensch. 20: 63–69; Hannover.

PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven - Exploration - Produktion (Glossar). – Geol. Jb. D 109; Hannover.

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

* Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert HS mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m³(V_n) und der vorläufigen Verbrauchsangabe von 737 Milliarden. kWh (AGEB 2024) berechnet sich ein Erdgasverbrauch in Deutschland von ca. 75 Milliarden. m³(V_n).

All volume figures refer to a specific calorific value of 9.77 kWh/m³(V_n). In the extraction industry, this reference value is often referred to as „clean gas“ or „Groningen calorific value“. In statistics, a reference value of 11.5 kWh/m³(V_n) is also used, which refers to the average quality of North Sea gas. Using the calorific value of 9.77 kWh/m³(V_n) and the provisional consumption figure of 737 billion kWh (AGEB 2024), the natural gas consumption in Germany is calculated to be approx. 75 billion. m³(V_n).

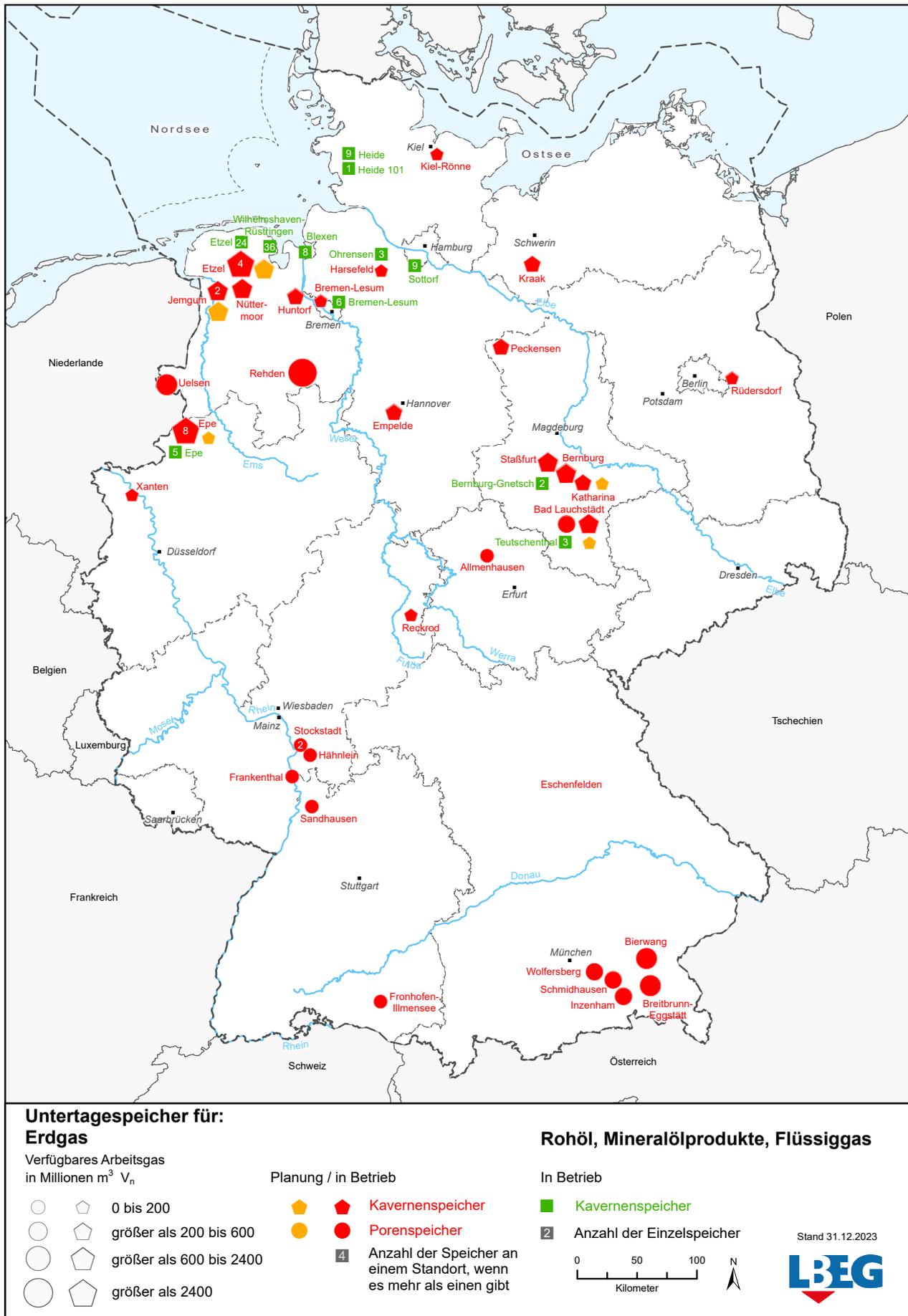
Storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied natural gas

In addition to the underground gas storage facilities, the geographical location and key data for the eleven storage facilities for crude oil, petroleum products and liquefied gas are shown in graf. 1 and tab. 6. Germany has to import around 98 percent of the petroleum it needs. In addition to above-ground tanks, salt cavern storage facilities are used for crisis stockpiling of motor gasoline, middle distillates, heavy oils and crude oil in accordance with the Petroleum Stockpiling Act, as well as to compensate for production fluctuations for processing plants. According to the Petroleum Stockpiling Act, stocks amounting to the net imports of a period of 90 days must be held. According to its report for the 2022/2023 financial year (EBV 2023), the German Emergency Oil Storage Association (EBV), a public-law corporation and national institution for crisis stockpiling, had stocks of 22 million tons of crude oil equivalent, which meant that there was a 6.7 percent surplus over the stocking requirement. EBV members are companies based in the European Union, the Swiss Confederation, or the Kingdom of Norway that import at least 25 tons of crude oil or crude oil products per year into Germany, or produce or commission the production of these in Germany. ■

Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe (m)	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnatsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	5	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	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 Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Btr.
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700–820	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					105 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2023.
 Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.

Tab. 6: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
 Tab. 6: Cavern storage for crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas.



Graf. 1: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
 Graf. 1: Overview map of underground storage facilities for natural gas, crude oil, petroleum products and liquefied petroleum gas