



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2025





GeoBerichte 49

Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der
Bundesrepublik Deutschland
2025

Hannover 2026

Impressum

Herausgeber: © Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. (0511) 643-0

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

1. Auflage

Version: 20.07.2026

Redaktion: Ricarda Nettelmann

Mail: bodenkundlicheberatung@lbeg.niedersachsen.de

Titelbild: Das Titelbild zeigt die in der niederländischen Nordsee gelegene Bohrplattform N05-A. Von dieser Plattform aus erschließt das niederländische Unternehmen ONE-Dyas B.V. eine grenzüberschreitende Erdgaslagerstätte im sogenannten GEMS-Gebiet (Gateway to the Ems). Die erste Bohrung verläuft dabei vollständig auf bzw. unter niederländischem Staatsgebiet, spätere Bohrungen sollen auch in deutsches Gebiet vordringen. Die Förderung wurde im Jahr 2025 aufgenommen.

Im Hintergrund des Bildes befindet sich der deutsche Offshore-Windpark Riffgat, der die Plattform mit Elektrizität versorgt. Damit werden die Bohrtätigkeiten unterstützt und ein emissionsarmer Betrieb der Anlage ermöglicht.

Web: <https://www.onedyas.com/>

Foto: ONE-Dyas B.V.

Text: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

ISSN 1864–6891 (Print)

ISSN 1864–7529 (digital)

DOI 10.48476/geober_49_2026

GeoBer.	49	S. 3 – 53	5 Abb.	25 Tab.	13 Anl.	Hannover 2026
---------	-----------	-----------	--------	---------	---------	---------------

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2025

Kurzfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland im Jahre 2025. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2024 um weitere etwa 400 km² auf 16.000 km² verkleinert.

Erloschen sind insgesamt sechs Erlaubnisfelder in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Ebenfalls sechs Erlaubnisse wurden in Brandenburg, Bayern, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz neu erteilt.

Wie im Vorjahr wurden auch 2025 oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Kohlenwasserstoffen und Begleitgasen durchgeführt. Es handelt sich um einen 3D-seismischen Survey in Mecklenburg-Vorpommern mit dem Zweck der Aufsuchung von Helium.

Die inländische Bohraktivität hat sich 2025 gegenüber dem Vorjahr nur leicht verändert. Insgesamt wurden 13 Bohrungen abgeteuft und damit vier Bohrungen weniger als 2024. Die Bohrmeterleistung ging jedoch nur um etwa 3 % zurück und betrug 27.015 m.

Im Jahr 2025 wurden drei Explorationsbohrungen abgeteuft. In der Statistik für 2025 werden noch zwei weitere Explorationsbohrungen geführt, die in den Vorjahren niedergebracht worden waren, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Eine dieser Bohrungen wurde nun für fündig erklärt.

Die Anzahl der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber 2024 verringert. Es wurden zehn Bohrungen abgeteuft. In der Statistik kommen noch sieben weitere Bohrungen dazu, die in den Vorjahren gebohrt worden waren, aber noch kein Ergebnis erhielten. Im Jahr 2025 wurden insgesamt zehn Bohrungen als fündig gemeldet, davon acht Bohrungen ölfündig und zwei Bohrungen gasfündig.

Die Erdgasförderung ist gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Die Jahresfördermenge Rohgas ist gegenüber dem Vorjahr um 2 % angestiegen und betrug zuletzt 4,5 Mrd. m³(V_n) in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war hingegen erneut rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 4,2 % geringer und betrug im Berichtsjahr 1,6 Mio. t (einschließlich Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter etwas abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Rohgasreserven um 1,4 Mrd. m³(V_n) (4,1 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 33,3 Mrd. m³(V_n) in Feldesqualität. Die 2025 entnommene Fördermenge konnte damit zu rund zwei Dritteln durch neu ausgewiesene Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,5 Mio. t (2,4 %) abgenommen und betrug zum Stichtag 20,7 Mio. t. Die 2025 entnommene Fördermenge ist also ebenfalls zu rund zwei Dritteln durch neue Reserven ausgeglichen worden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Mrd. m³(V_n) auf 22,7 Mrd. m³(V_n) erhöht. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch langfristig bis auf rund 26,6 Mrd. m³(V_n) ausgebaut werden.

Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground natural gas storage activity in Germany for 2025. The report is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by the LBEG.

Compared to 2024, the total area of exploration licenses has decreased by 400 km² to 16 000 km². A total of six exploration licenses have expired in Lower Saxony, North Rhine-Westphalia and Rhineland-Palatinate. Also six new exploration licenses were granted in Bavaria, Brandenburg, Lower Saxony and Rhineland-Palatinate.

As in the previous year, a geophysical survey was conducted in 2025 to explore the subsurface for hydrocarbons and associated gases. This involved a 3D seismic survey in Mecklenburg-Western Pomerania with the purpose of prospecting for helium.

Drilling activity in Germany has only changed slightly. In total 13 wells were drilled, four less than in 2024. The drilling meterage decreased by only 3 percent to 27 015 m.

In 2025 three new exploration wells were drilled. There were another two exploration drilling projects from previous years that had not yet received a result. In 2024 one of them has now been declared successful.

The number of active development wells decreased compared to 2024. Ten new wells were drilled. The statistics also include seven additional wells that were drilled in previous years but had not yet yielded results. In 2025, ten wells were declared successful, of which eight wells found oil and two found gas.

Natural gas production increased slightly compared to the previous year. The annual production increased by 2 percent and amounted to 4.5 billion m³ in field quality.

As in 2024, the oil production declined further. Compared to the previous year, the output decreased by 4.2 percent and amounted to 1.6 million t (including condensate).

Combined proven and probable natural gas reserves continued to decline slightly. Compared to the previous year, the reserves decreased by 1.4 billion m³ (4.1 percent) and amounted to 33.3 billion m³ in field quality. The gas production withdrawn in 2025 was partly compensated by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves decreased by 0.5 million t (2.4 percent) compared to the previous year and amounted to 20.7 million t. The production volume extracted in 2025 was thus partially offset by additional reserves to the extent of approximately two-thirds.

The available working gas volume of underground natural gas storage reservoirs increased by 0.1 billion m³ to 22.7 billion m³. According to current plans the working gas volume is to be expanded roughly to 26.6 billion m³ in the future.

Inhalt

Abbildungen und Tabellen	6
Vorwort	7
1. Bohraktivität	8
1.1. Explorationsbohrungen	8
1.1.1. Aufschlussbohrungen.....	8
1.1.2. Teilfeldsuchbohrungen	9
1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	9
1.3. Bohrmeterleistung	11
1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	12
2. Geophysik	14
3. Konzessionswesen	15
4. Erdöl- und Erdgasproduktion	19
4.1. Erdölförderung.....	19
4.2. Erdgasförderung	24
5. Erdöl- und Erdgasreserven	28
5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2026.....	28
5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2026.....	30
5.3. Reservendefinitionen	31
6. Untertage-Erdgasspeicherung.....	32
6.1. Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung	32
6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit	33
6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2025 (Stichtag: 31. Dezember 2025)	34
7. Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	39
8. Literatur und Links	40
Anlagen	41

Abbildungen und Tabellen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2025.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee).
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe (Stand 31.12.2025).
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee (Stand 31.12.2025).
-
- Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2025.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2025.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2020 bis 2025, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2025, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2025.
- Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2025).
- Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2025.
- Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2021 bis 2025.
- Tab. 9: Erdölförderung (inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2025.
- Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2023 bis 2025 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 11: Jahresförderungen 2024 und 2025 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2021 bis 2025.
- Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2025 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2023 bis 2025 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 15: Jahresförderungen (Rohgas) 2024 und 2025 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 16: Erdölreserven, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).
- Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).
- Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).
- Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2026c).
- Tab. 20: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2025).
- Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2025).
- Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher in Betrieb.
- Tab. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 23b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Vorwort

Die Energieversorgung Deutschlands befindet sich weiterhin in einer Phase tiefgreifender Transformation. Geopolitische Spannungen, volatile Märkte und klimapolitische Zielsetzungen prägen den Rahmen, in dem energiepolitische Entscheidungen heute getroffen werden. In diesem Umfeld bleibt es eine zentrale staatliche Aufgabe, Entwicklungen sachlich einzuordnen, faktenbasiert zu bewerten und verlässliche Grundlagen für verantwortungsvolles Handeln bereitzustellen. Genau hierzu leistet der Erdöl-Erdgas-Jahresbericht 2025 seinen Beitrag.

Der Bericht steht für Kontinuität, Transparenz und fachliche Tiefe. Er dokumentiert die Entwicklung der Exploration, Förderung und Speicherung von Kohlenwasserstoffen in Deutschland auf der Grundlage bundesweit konsistenter Daten, die vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) gemeinsam mit den zuständigen Bergbehörden der Länder und den aktiven Unternehmen erhoben werden. Damit bietet er nicht nur eine Momentaufnahme, sondern auch eine belastbare Grundlage zur Einordnung langfristiger Trends in einem sich wandelnden Energiesystem.

Erdöl und Erdgas sind dabei nicht isoliert zu betrachten. Sie stehen heute in einem erweiterten Kontext: als verbleibende Elemente einer Übergangsphase, als Faktor der Versorgungssicherheit und als Gegenstand gesellschaftlicher Debatten. Die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem schreitet voran, doch sie vollzieht sich nicht im luftleeren Raum. Gerade in Übergangszeiten kommt der sicheren, rechtstaatlich geordneten Nutzung vorhandener Ressourcen besondere Bedeutung zu.

Vor diesem Hintergrund rücken einzelne Vorhaben in den Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit. Die Erdgasförderung des Unternehmens ONE-Dyas etwa 20 km nordwestlich vor Borkum ist hierfür ein prägnantes Beispiel. Das Projekt verdeutlicht, wie eng Fragen der Versorgungssicherheit, des Umwelt- und Naturschutzes, der technischen Machbarkeit sowie der nationalen und grenzüberschreitenden Rechtsanwendung miteinander verwoben sind. Zugleich zeigt es, welche Verantwortung staatlichen Fachbehörden zukommt, wenn komplexe Sachverhalte auf eine sachliche, rechtlich fundierte und transparente Grundlage gestellt werden müssen.

Als zuständige Fachbehörde ist es Aufgabe des LBEG, bergrechtliche Verfahren unabhängig, sorgfältig und strikt auf Basis des geltenden Rechts zu führen. Unser Handeln orientiert sich dabei nicht an politischen Tageslagen, sondern an geologischer Expertise, technischen Standards, Sicherheitsanforderungen und dem Schutz von Mensch und Umwelt. Gerade bei öffentlich stark diskutierten Projekten ist diese professionelle Distanz Voraussetzung für Vertrauen in staatliches Handeln.

Der Erdöl-Erdgas-Jahresbericht 2025 versteht sich vor diesem Hintergrund nicht als politisches Statement, sondern als fachliche Referenz. Er schafft Orientierung in einem komplexen Themenfeld und trägt dazu bei, Diskussionen auf eine belastbare Datengrundlage zu stellen. Damit erfüllt er eine zentrale Funktion im Zusammenspiel von Verwaltung, Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit.

Das LBEG hat diesen Bericht mit großer fachlicher Sorgfalt, Verantwortungsbewusstsein und hoher Professionalität erarbeitet. Dafür danke ich allen Beteiligten ausdrücklich.

Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, wünsche ich eine erkenntnisreiche Lektüre mit vielen Informationen über die aktuelle Lage und die Perspektiven der heimischen Erdöl- und Erdgasgewinnung.

Carsten Mühlenmeier

Präsident LBEG



1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat sich 2025 gegenüber dem Vorjahr leicht verändert. Diese Entwicklung wird vor allem in der Anzahl der aktiven Bohrungen deutlich, während die Bohrmeterleistung sich kaum veränderte.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben – ist gegenüber dem Vorjahr um drei Bohrungen auf 13 Bohrungen gesunken (Kap. 1.2). Außerdem wurde ein Bohrloch als technisch fehl gemeldet. Die Anzahl entspricht auch den ursprünglich für das Jahr 2025 geplanten Bohrungen.

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert um etwa 900 m zurückgegangen (Kap. 1.3).

1.1. Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen (Kap. 1.4).

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2025 werden fünf Bohrungen geführt (Tab. 1). Drei dieser Bohrungen wurden 2025 abgeteuft. Die beiden anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten. Eine der Bohrungen von 2024 wurde 2025 für fündig erklärt. Die Lage der 2025 aktiven Explorationsbohrungen ist in den Anlagen 1 und 2 dargestellt. Im Folgenden werden die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt.

1.1.1. Aufschlussbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Wisselshorst Z1a** (Vermilion¹) wurde zwischen den Erdgasfeldern Walsrode im Westen und Imbrock im Osten innerhalb des Erlaubnisfeldes Bommelsen niedergebracht. Sie hatte die Rotliegend-Sandsteine im südlichen Teil des Schneverdingen-Grabens zum Ziel und sollte dort ein wirtschaftlich förderbares

Erdgasvorkommen erschließen. Die Bohrung wurde aus der Bohrung Wisselshorst Z1 abgelenkt, die bereits im Jahr 1997 gebohrt worden war und die Rotliegend-Sandsteine gasführend angetroffen hatte. Aufgrund der Speichereigenschaften konnte jedoch keine wirtschaftliche Förderung dargestellt werden, und die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt. Für die aktuelle Bohrung Wisselshorst Z1a wurde ein Zielgebiet ausgewählt, das sich etwa 1,5 km südöstlich des Landepunktes der Bohrung Wisselshorst Z1 befindet. Dort wurden aufgrund der Position innerhalb des synsedimentären Schneverdingen-Grabens bessere Speichereigenschaften erwartet. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine 2024 etwa in der erwarteten Tiefenlage und gasführend angetroffen und wurde 2025 gasfündig gemeldet.

Oberrheintal

Die Bohrung **Schwegenheim 1** (Palatina) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben ähnlich der Situation der Öllagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung, bezogen auf Top Buntsandstein, liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde im Jahr 2019 bei einer Endteufe von 2.415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests auf den Muschelkalk, den Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemiesituation geschuldet war, wurde 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Im August 2023 wurde die Betriebsführung auf die Palatina GeoCon GmbH & Co. KG übertragen. Die geplanten Testarbeiten auf den Lettenkohlenkeuper und Oberen Muschelkalk konnten 2025 nicht durchgeführt werden, ein Ergebnis liegt daher noch nicht vor.

¹ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2.

Alpenvorland

Die Bohrung **Kinsau 1a** (Energieprojekt Lech Kinsau 1 GmbH, s. Anl. 1) untersucht Karbonate des Purbecks (Unterkreide/Oberjura) und des Malms mit dem Ziel einer wirtschaftlichen Gasproduktion. Hierfür wurde die Bohrung Kinsau 1 aufgewältigt und aus dieser bis zu einer Endteufe von 3.310 m abgelenkt. Die Bohrung Kinsau 1 war bereits 1983 zur Untersuchung der Malmkarbonate und des Dogger-beta-Sandsteins auf eine erwartete Gasführung im Bereich einer antiklinalen Hochlage abgeteuft worden und hatte eine gas-, öl- und kondensatführende Lagerstätte angetroffen. Aufgrund der mangelnden Anbindung an die Pipelineinfrastruktur sowie niedrigerer Gaspreise konnte jedoch keine wirtschaftliche Förderung dargestellt werden. Für die aktuelle Bohrung Kinsau 1a wurde ein vertikaler Bohrlochverlauf parallel zur Bestandsbohrung vorgesehen. Die Bohrung wurde bis in die vorgesehene Teufe niedergebracht und hat die Ergebnisse der Kinsau 1 bestätigt. Die Bohrung soll einer Pilotförderung zugeführt werden.

1.1.2. Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Im westlichen Teil des Erlaubnisfeldes Bommelsen wurde die Bohrung **Weißemoor-Süd Z1** (Vermilion, s. Anl. 2) abgeteuft. Mit dieser Bohrung wurde erkundet, ob sich die Erdgasführung in den Rotliegend-Sandsteinen analog dem nördlich gelegenen Erdgasfeld Weißemoor und dem südlich gelegenen Erdgasfeld Hamwiede auch auf das Gebiet des Erlaubnisfeldes Bommelsen erstreckt. Der Aufschlagpunkt der Bohrung auf dem Zielhorizont befindet sich etwa 1,1 km südlich vom Südrand des Erdgasfeldes Weißemoor entfernt. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine im Jahr 2024 in der erwarteten Tiefenlage angetroffen und erreichte eine Endteufe von 5.200 m. Das abschließende Ergebnis liegt derzeit noch nicht vor.

Ober rheintal

Die Bohrung **Römerberg 10** (Neptune, s. Anl. 2) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg bis in den Buntsandstein abgeteuft und diente der Untersuchung von Keuper, Muschelkalk und Buntsandstein. Ziel der Bohrung war der Aufschluss des Buntsandsteins oberhalb des Öl-Wasser-Kontaktes und die Erstellung eines weiteren Produzenten. Dabei sollten auch die Druckverhältnisse in dem bisher nicht erbohrten Feldesbereich geklärt werden. Die Bohrung erschließt einen separaten Störungsblock in strukturhoher Position im Ostteil des Feldes, ca. 750 m südöstlich der Bohrung Römerberg 5. Die Bohrung Römerberg 10 erreichte 2025 ihre Endteufe von 3.124 m im Buntsandstein. Sie wurde Anfang 2026 ölfündig gemeldet und in Produktion genommen.

1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr um vier Bohrungen auf 13 verringert.

Zusätzlich werden in der Statistik noch neun Bohrungen geführt, die bereits vor 2025 gebohrt worden waren, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2025 mit ihren Ergebnissen bzw. Status zum Jahresende 2025 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 23 Bohrungen haben zehn ein Ergebnis erhalten; davon wurden zwei Bohrungen gasfündig und acht ölfündig gemeldet.

Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, aber über deren Ergebnis bis Ende 2025 noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2025 (Bohrlokationen der 2025 aktiven Bohrungen siehe Anlagen 1 und 2).

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET [m]	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Wisselshorst Z1a ¹	Vermilion	32546484	5863349	gasfündig	Rotliegend	5.314	Altmark-Subgr.
<i>Alpenvorland</i>							
Kinsau 1a	Energieprojekt Lech	32645020	5308651	n. k. E.	Malm	3.310	Malm
<i>Oberrhheintal</i>							
Schwegenheim 1 ¹	Palatina	32452440	5458897	n. k. E.	Buntsandstein	2.415	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 10	Neptune	32460437	5465615	n. k. E. ²	Buntsandstein	3.124	Buntsandstein
<i>Elbe-Weser</i>							
Weißensee-Süd Z1	Vermilion	32530555	5865963	n. k. E.	Rotliegend	5.200	Altmark-Subgr.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2025; n. k. E.: noch kein Ergebnis;							
¹ Endteufe vor 2025 erreicht; ² die Bohrung Römerberg 10 wurde Anfang 2026 ölfündig gemeldet.							

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2025.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29 (8.) ¹	Harbour	Dogger-Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Mittelplate-A 32	Harbour	Dogger-Delta und Epsilon	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop 58b	Vermilion	Dogger-Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop 66	Vermilion	Dogger-Beta-Sandstein	ölfündig
Vorhop-Knesebeck 42b	Vermilion	Dogger-Beta-Sandstein	ölfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Adorf Z19 (2.)	Neptune	Karbon	gasfündig
Adorf Z20	Neptune	Karbon	noch kein Ergebnis
Emlichheim 328	Harbour	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 329 ¹	Harbour	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 330	Harbour	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 331	Harbour	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Ringe H1a ^{1, 2}	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 523	Harbour	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 524 ¹	Harbour	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 525 ¹	Harbour	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Oberrhheintal</i>			
Römerberg H1a, Vtfg. ¹	Neptune	Muschelkalk	noch kein Ergebnis
Energieprojekt Lech – Energieprojekt Lech Kinsau 1 GmbH Harbour – Harbour Energy Germany GmbH Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH Palatina – Palatina GeoCon GmbH & Co. KG Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG			
Status mit Stand vom 31. Dezember 2025. ¹ Endteufe vor 2025 erreicht, ² wegen Fündigkeit umklassifiziert zu B2.			

1.3. Bohrmeterleistung

Die Bohrmeterleistung des Jahres 2025 ist gegenüber dem Vorjahr um etwa 3 % bzw. 900 m zurückgegangen und betrug 27.015 m. Den Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre hat sie um knapp 54 % übertroffen, jedoch ist dieser Mittelwert noch deutlich durch die geringe Bohraktivität während der Corona-Pandemie geprägt.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2025, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien, den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 aufgelistet. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2020 bis 2025, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
			A3		A4		B1		B2		B3	
2020	6.220	100	–	–	887	14,3	–	–	3.263	52,5	2.070	33,3
2021	8.740	100	–	–	–	–	6.988	80,0	503	5,8	1.249	14,3
2022	15.125	100	–	–	9.088	60,1	–	–	5.321	35,2	716	4,7
2023	29.380	100	–	–	2.825	9,6	3.978	13,5	18.950	64,5	3.627	12,3
2024	27.917	100	3.475	12,4	5.120	18,3	2.049	7,3	14.282	51,2	2.991	10,7
Ø 2020–24	17.476	100	695	4,0	3.584	20,5	2.603	14,9	8.464	48,4	2.131	12,2
2025	27.015	100	2.305	8,5	3.204	11,9	–	–	20.070	74,3	1.436	5,3

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2025, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Explorationsbohrungen [m]		Feldesentwicklungsbohrungen [m]		Summe [m]	Anteil [%]
	A3	A4	B2	B3		
Bundesland						
Niedersachsen	–	80	16.449	1.436	17.965	66,5
Schleswig-Holstein	–	–	3.621	–	3.621	13,4
Rheinland-Pfalz	–	3.124	–	–	3.124	11,6
Bayern	2.305	–	–	–	2.305	8,5
Gebiet						
nördlich der Elbe	–	–	3.621	–	3.621	13,4
Elbe-Weser	–	80	4.501	–	4.581	17,0
westlich der Ems	–	–	11.948	1.436	13.384	49,5
Oberrheintal	–	3.124	–	–	3.124	11,6
Alpenvorland	2.305	–	–	–	2.305	8,5

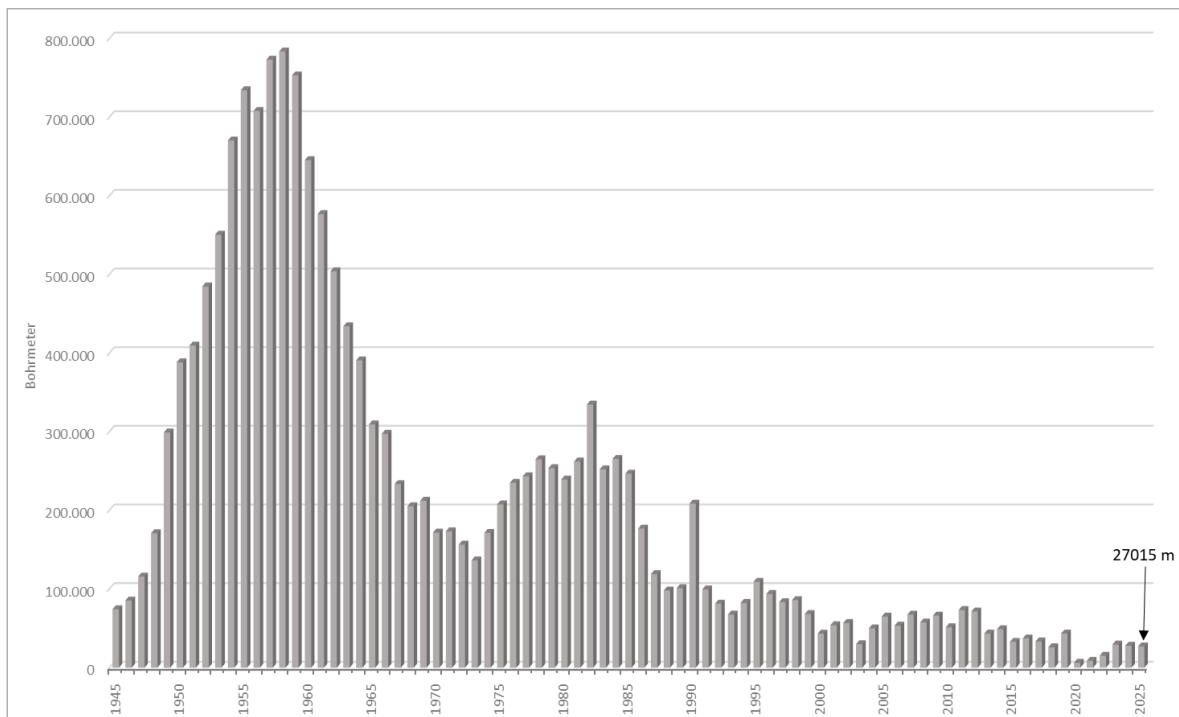


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2025.

1.4. Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 01.01.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrensklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und -akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat

sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

A4 Teilfeldsuchbohrung (new pool test: new tectonic block, new facies area, deeper or shallower horizon, etc.)

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt

steht, oder einen neuen erdöl- oder erdgasführenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z. B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung
(field reactivation well)

Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur eventuellen Wiedererschließung. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 2001.

B Feldesentwicklungsbohrung
(development well)

B1 Erweiterungsbohrung
(outpost, extension well, step out well)

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine

fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung
(production well, exploitation well)

Sie wird innerhalb eines Erdöl- und Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

B3 Hilfsbohrung (injection well, observation well, disposal well, etc.)

Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

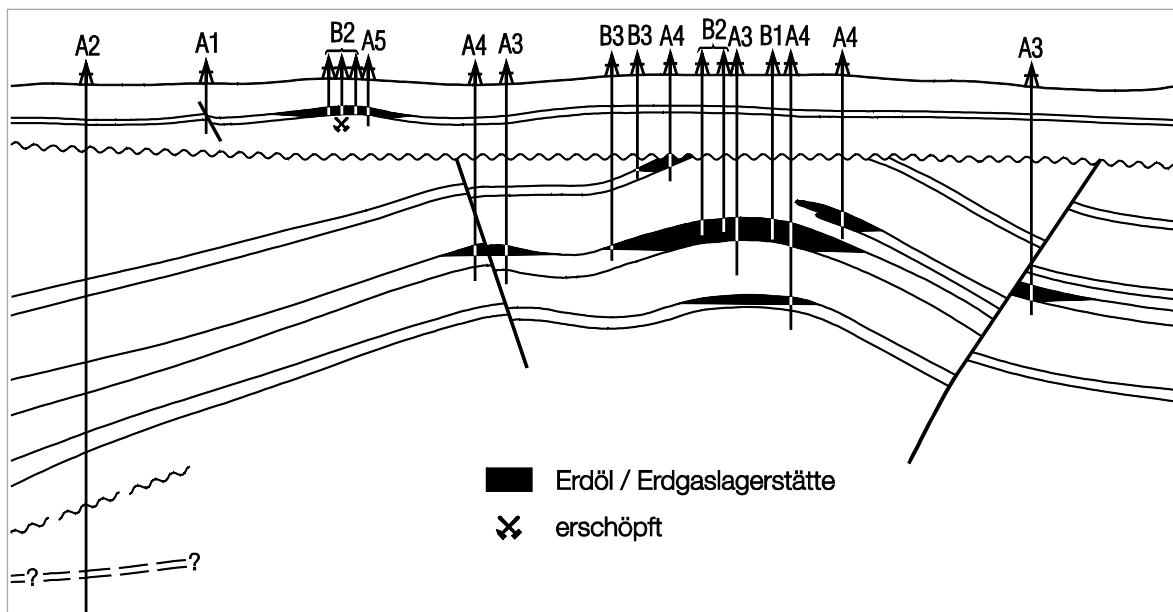


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2. Geophysik

Wie auch im Vorjahr wurde 2025 wieder ein seismischer Survey akquiriert, und zwar der 3D-seismische Survey Brimir, welcher im Auftrag der 45-8 Deutschland GmbH (zuvor 45-8 Guhlen GmbH) im Bereich des gleichnamigen Erlaubnisfeldes Brimir in Mecklenburg-Vorpommern durchgeführt wurde. Die Auslagefläche hatte eine Ausdehnung von etwa 92 km². Die Aufsuchungstätigkeiten in Brimir sind auf die Erkundung des Edelgases Helium ausgerichtet. Da Helium im Festlandsbereich kein eigenstän-

diger bergfreier Bodenschatz ist und in der Regel zusammen mit Kohlenwasserstoffen auftritt, wurde die Erlaubnis für den Bodenschatz „Kohlenwasserstoffe nebst den bei ihrer Gewinnung anfallenden Gasen“ erteilt (Kap. 3). Die Messungen wurden durchgeführt, um detaillierte Informationen zum geologischen Aufbau des Untergrundes zu erhalten und damit auch die Erfolgswahrscheinlichkeit zukünftiger Erkundungsbohrungen zu erhöhen.

Die durch 3D-Seismik überdeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie sind in der Abbildung 3 zusammengestellt.

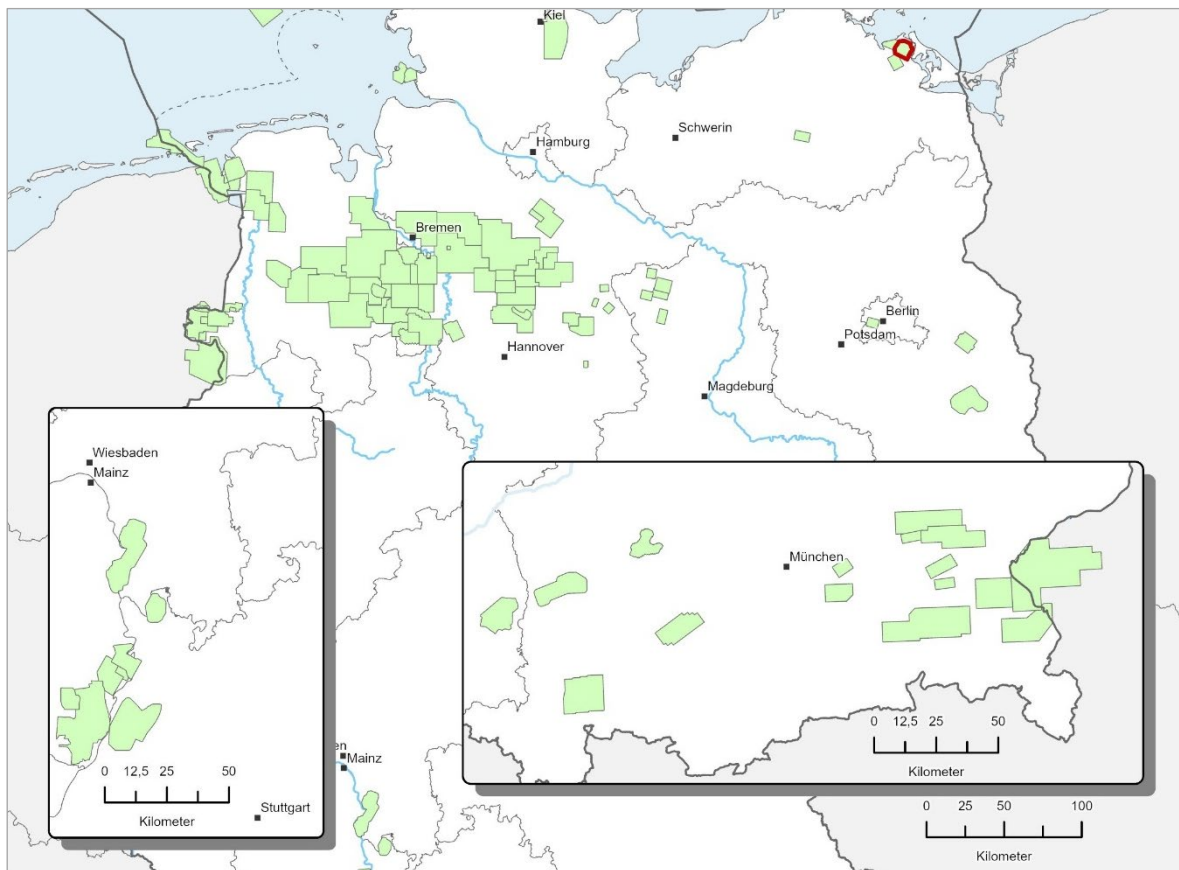


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen (grün eingefärbt) der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Das Messgebiet des Jahres 2025 ist rot umrandet.

3. Konzessionswesen

Die Fläche der Konzessionen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich wie in den Vorjahren weiter verringert. Damit hält dieser Trend nun mehr als 10 Jahre an. Zwar wurden im Jahr 2025 sechs Erlaubnisfelder neu erteilt, aber es sind auch sechs Erlaubnisfelder erloschen bzw. verkleinert worden.

Die sechs neuen Erlaubnisfelder wurden in den Ländern Brandenburg, Bayern, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz erteilt und haben zusammen eine Fläche von etwa 780 km². Die erloschenen bzw. verkleinerten sechs Erlaubnisfelder mit einer Gesamtfläche von rund 1.300 km² liegen in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Da sich neue und erloschene bzw. verkleinerte Erlaubnisflächen teilweise überschneiden, ist in der Summe eine Abnahme von etwa 400 km² zu verzeichnen.

Somit betrug die Gesamtfläche von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in Deutschland Ende 2025 noch 16.000 km².

Die Felder Henstedt (Harpstedt), Verden I (Verden II), Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher und Erlenbach (Offenbach-Erlenbach) sind erloschen und wurden anschließend mit geändertem Flächenzuschnitt neu erteilt.

In den Ländern Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und Thüringen, die ebenfalls den klassischen Erdöl- und Erdgasprovinzen zuzuordnen sind, sind wie bereits in den vergangenen Jahren keine Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mehr vergeben.

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen gegenüber dem Vorjahr sind in den Tabellen 5 und 6 sowie in den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2025.

Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse		
Guhlen II	45-8 Deutschland GmbH	Brandenburg
Henstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Offenbach-Erlenbach*	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Rheinzabern II	GP German Petroleum GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Verden II	Harbour Energy Germany GmbH	Niedersachsen
Wertach	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Erloschene Erlaubnisse		
Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Verden I	Harbour Energy Germany GmbH	Niedersachsen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		
* Zusammengelegt mit neuem Flächenzuschnitt aus Erlenbach und Offenbach/Pfalz/Herxheimweyher.		

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2025).

Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie		
Lech	Energieprojekt Lech Kinsau 1 GmbH	Bayern
Lech Ost	Genexco GmbH	Bayern
Mühlleite	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Salzach-Inn	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Wertach	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Bergamt Stralsund		
Brimir	45-8 Deutschland GmbH	Mecklenburg-Vorpommern
Bezirksregierung Arnsberg		
Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Sabuela	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie		
Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bedekaspe I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bommelsen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Henstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Lingen I	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Lüdersfeld I	Concept Real 5 GmbH	Niedersachsen
Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
NE3-0005-01	ONE-Dyas B.V., Eni Energy Germany B.V., Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee (Niedersachsen)
Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Osterheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Rotenburg I	Harbour Energy Germany GmbH	Niedersachsen
Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Verden II	Harbour Energy Germany GmbH	Niedersachsen
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg		
Guhlen II	45-8 Deutschland GmbH	Brandenburg
Havel A	Jasper Resources GmbH	Brandenburg
Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz		
Offenbach-Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Rheinzabern II	GP German Petroleum GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Regierungspräsidium Darmstadt		
Erlenwiese	Genexco GmbH	Hessen
Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg		
Altenheim II	DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik	Baden-Württemberg
Andelsbach	Afton Energie GmbH	Baden-Württemberg
Altenheim II	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Karlsruhe-Leopoldshafen	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
Weschnitz	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
Ziesel	Afton Energie GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen.		

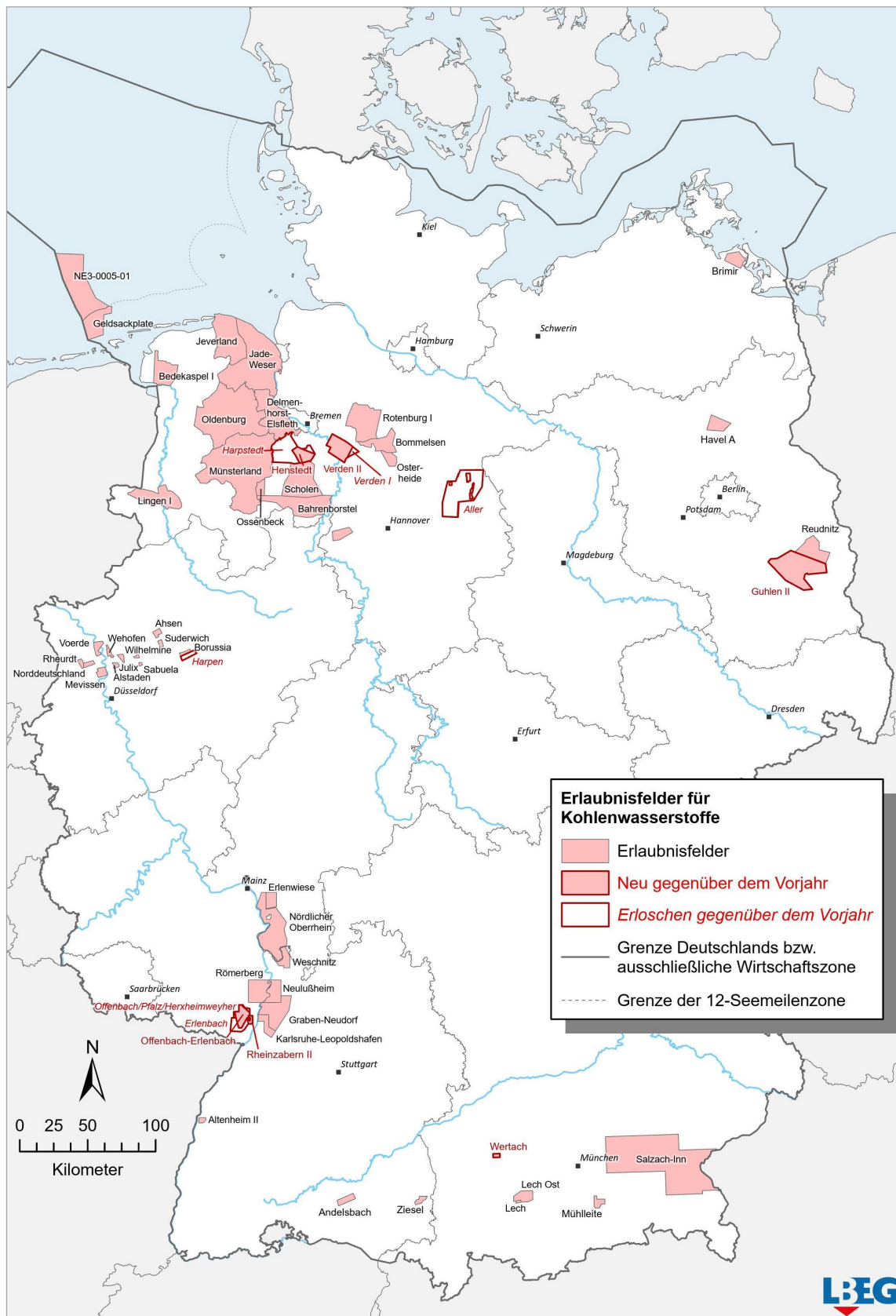


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe (Stand 31.12.2025; Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

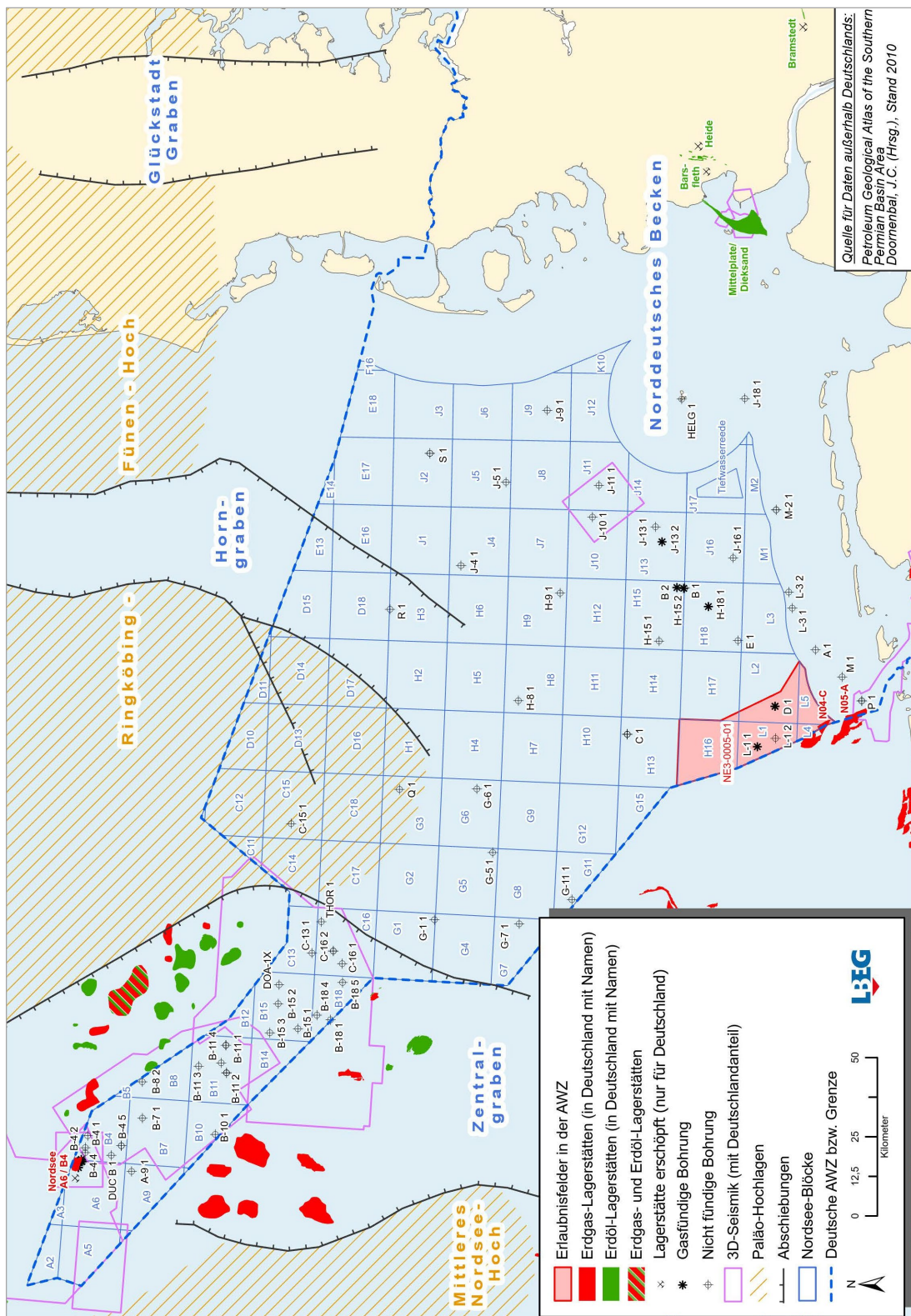


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee am 31.12.2025.

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2025 1,6 Mio. t **Erdöl** (Tab. 7) und trug so zu etwa 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl (AGEB 2026a) in Deutschland bei.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2025 bei 4,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 7) bzw. 4,2 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_S = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2026a; vgl. Kap. 6).

Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2025.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Bayern	42.104	2,7	7.700.255	0,2	1.545.833	3,5	9.246.088	0,2
Hamburg	5.214	0,3	–	–	370.916	0,8	370.916	0,0
Hessen	1.975	0,1	–	–	40.639	0,1	40.639	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	9.661	0,6	–	–	3.052.060	6,9	3.052.060	0,1
Niedersachsen	518.464	33,3	4.407.231.079	98,0	25.185.256	56,6	4.432.416.336	97,6
Rheinland-Pfalz	118.252	7,6	–	–	1.505.771	3,4	1.505.771	0,0
Sachsen-Anhalt	–	–	67.578.721	1,5	–	–	67.578.721	1,5
Schleswig-Holstein	861.209	55,3	–	–	12.776.207	28,7	12.776.207	0,3
Thüringen	–	–	12.828.646	0,3	–	–	12.828.646	0,3
Summe	1.556.879	100	4.495.338.701	100	44.476.682	100	4.539.815.384	100

4.1. Erdölförderung

Die Nutzung von Erdöl hat in Deutschland eine lange Tradition. Schon 1546 wurden durch Agricola natürliche Ölaustritte („Teerkuhlen“) bei Braunschweig und Hänigsen beschrieben. Die Bohrtätigkeit auf Erdöl begann aber erst nach einem Ölfund im Jahre 1859 in Wietze mit der „Hunäus-Bohrung“, die in 36,5 m Tiefe anstelle des vermuteten Braunkohlevorkommens auf Öl stieß.

Im Berichtsjahr 2025 wurden in Deutschland 1,6 Mio. t Erdöl einschließlich 7.454 t Kondensat gefördert (Tab. 7). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 67.000 t (-4,2 %) im Vergleich zum Vorjahr (Tab. 8 und Anl. 5).

Bis Ende 2025 sind in Deutschland kumulativ ca. 319 Mio. t Erdöl gefördert worden.

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdöl-gaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 7.454 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtölförderung von 1,6 Mio. t.

Im **Ländervergleich** liegen die bedeutendsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,38 Mio. t Öl, was 89 % der deutschen Gesamtproduktion entspricht. In Schleswig-Holstein sank die Produktion von Erdöl im Jahr 2025 auf 861.000 t. Das sind 40.000 t (-4,4 %) weniger als 2024. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 55,3 %. Im selben Zeitraum produzierten die Ölfelder Niedersachsens 518.000 t Öl. Dies sind rund 17.000 t (-3,2 %) weniger als im Vorjahr und entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 33,3 %. In Rheinland-Pfalz hingegen sank die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um rund 17.000 t auf 118.000 t (-12,8 %) und erreicht damit wieder das Niveau von 2023. Der Anteil an der Gesamtförderung betrug damit 7,6 %.

Nach **Fördergebieten** aufgeschlüsselt wurden im vergangenen Jahr in den Erdölgebieten nördlich der Elbe 864.000 t gefördert, was einer Abnahme um 41.000 t (-4,5 %) entspricht. Westlich der Ems fiel die Produktion um rund 10.000 t (-3,0 %) auf 329.000 t. Im Oberrheintal wurden 2025 120.000 t Erdöl gefördert. Das sind 17.000 t (-12,6 %) weniger als im Vorjahr (Tab. 10).

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2021 bis 2025.

Jahr	Erdöl/Kondensat [Mio. t]	Erdölgas [Mio. m ³ (V _n)]	Felder*	Fördersonden*
2021	1,806	49,538	44	682
2022	1,699	46,163	43	683
2023	1,635	43,827	45	685
2024	1,624	42,104	43	629
2025	1,557	44,477	39	648
* Anzahl zum Stichtag 31. Dezember.				

Am Stichtag 31. Dezember 2025 standen 39 Ölfelder in Produktion und damit vier weniger als im Vorjahr. Anders als in den Vorjahren stieg die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden hingegen um 19 auf 648 (Tab. 8).

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 91 % der Gesamtölförderung im Jahr 2025 (vgl. Tab. 11). Die Unterschiede zwischen den Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Emlichheim in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz drei folgt das Feld Rühle in Niedersachsen. Als viertes großes Ölfeld ist Römerberg im Oberrheintal zu nennen.

In 15 der insgesamt 39 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen über 10.000 t (Tab. 9 und 11).

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Juras gefördert. Mit 861.000 t Öl aus 30 Fördersonden produzierte das Feld im Berichtsjahr 55,5 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 40.000 t (-4,4 %) weniger als im Vorjahr, was etwa 4,6 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Bohrung im Feldeskomplex Mittelplate/Dieksand lag 2025 im Durchschnitt bei 28.700 t.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen des Valangins und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2025 wurden mit 123.000 t etwa 3.000 t (-2,6 %) weniger Erdöl gefördert als 2024. Die Zahl der Sonden stieg um zwei auf 76 Sonden mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1.620 t.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangins in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2025 wurde mit 111.000 t rund 2.500 t (-2,2 %) weniger Erdöl gefördert als 2024. Die Zahl der Bohrungen stieg um weitere neun Bohrungen auf 141 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 790 t.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Seit 2009 erfolgt die Erdölgewinnung aus Gesteinen der Trias. Die Zahl der Sonden betrug am Stichtag 31.12.2025 noch drei Sonden. Diese förderten 2025 108.000 t Erdöl und erreichten damit eine durchschnittliche Förderleistung von rund 36.000 t pro Sonde. Die Fördermenge des Feldes verringerte sich insgesamt um 16.000 t (-12,9 %) gegenüber dem Vorjahr.

Die vier beschriebenen Felder erreichten damit einen Gesamtanteil von 77,3 % der deutschen Erdölproduktion von 2025. Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2025 jeweils unter 100.000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdölförderung (inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2025.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung [t]		Erdölgasförderung [m³(V _n)]		Sonden*
				2025	kumulativ	2025	kumulativ	
Nördlich der Elbe								
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Harbour	861.209	42.645.327	12.776.207	595.668.969	30
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	2.464	3.447.901	319.438	54.737.314	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				22.652.578		937.010.610	
	Summe Gebiet			863.674	68.745.806	13.095.645	1.587.416.894	32
Oder/Neiße-Elbe								
MV	Lütow	1965	Neptune	1.149	1.363.688	4.970	646.557.088	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	8.512	158.156	3.047.090	40.827.567	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.867.171		714.182.212	
	Summe Gebiet			9.661	3.389.016	3.052.060	1.401.566.867	4
Elbe-Weser								
NI	Eldingen	1949	EMPG	3.411	3.375.817	8.259	27.396.111	5
NI	Hankensbüttel	1954	E / V	14.473	15.229.958	219.025	372.005.005	8
NI	Höver	1956	Vermilion	309	363.723	13.681	13.157.310	8
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	25.444	3.634.109	18.189	29.742.961	16
NI	Lüben	1955	EMPG	3.910	1.983.107	28.151	11.465.235	3
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	2.481	611.097	34.801	6.035.133	4
NI	Nienhagen	1861	EMPG	2.354	7.001.531	14.076	3.246.482	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	3.242	1.607.580	628.306	99.287.743	16
NI	Rühme	1954	EMPG	9.482	2.393.991	246.046	22.422.070	21
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	3.215	3.061.126	60.173	54.887.062	–
NI	Thönse (Jura)**	1952	EMPG	2.202	151.106	–	–	**
NI	Vorhop	1952	Vermilion	30.146	3.193.529	1.552.539	198.876.723	26
	Kondensat der Erdgasförderung			847	198.579			
	aus aufgegebenen Vorkommen				35.958.288		1.520.162.207	
	Summe Gebiet			101.515	78.763.542	2.823.246	2.358.684.042	110
Weser-Ems								
NI	Barenburg	1953	EMPG	23.937	7.279.679	1.484.815	549.784.694	24
NI	Bockstedt	1954	Harbour	–	3.722.190	–	61.803.461	–
NI	Bramberge	1957	Neptune	42.865	20.433.624	5.802.369	1.147.110.010	30
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Harbour	–	2.775.064	–	119.439.187	–
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / H	–	3.753.382	–	87.594.678	–
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	5.619	3.539.112	237.978	100.480.240	5
NI	Hagen	1957	EMPG	–	142.700	–	11.141.668	–
NI	Harme	1956	EMPG	59	345.356	4.782	51.687.543	–
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	2.354	2.331.809	111.090	225.404.233	6
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	181	126.170	41.915	7.445.911	3
NI	Löningen	1960	EMPG	5.696	791.232	282.122	362.679.854	6
NI	Matrum	1982	EMPG	650	200.442	112.546	24.358.117	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	3.359	1.136.801	149.162	64.725.304	6
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	3.076	2.813.363	531.467	302.988.584	12
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	1.770	2.018.887	180.032	558.667.997	6
	Kondensat der Erdgasförderung			19	67.703			
	aus aufgegebenen Vorkommen				9.161.480		656.317.476	
	Summe Gebiet			89.586	60.638.993	8.938.278	4.331.628.956	101

BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein;
E: EMPG, H: Harbour, N: Neptune, V: Vermilion;
EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Harbour: Harbour Energy Germany GmbH, Lime: Lime Resources Germany GmbH,
Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, ONEO: ONEO GmbH & Co. KG, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG.
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2025. ** Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1.000 t/a, vgl. Tabelle 13.

Tab. 9: Erdölförderung (inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2025 (Fortsetzung).

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung [t]		Erdölgasförderung [m³(V _n)]		Son-den*
				2025	kumulativ	2025	kumulativ	
Westlich der Ems								
NI	Adorf (Öl)	1948	Neptune	–	1.813.716	–	61.919.061	–
NI	Emlichheim	1944	Harbour	123.121	12.029.950	2.112.469	173.155.589	76
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	51.219	19.731.224	3.466.295	1.823.513.432	91
NI	Meppen	1960	EMPG	11.035	3.405.631	918.772	161.370.935	12
NI	Ringe	1998	Neptune	19.770	576.162	300.195	9.823.808	4
NI	Rühle	1949	E / N	110.808	36.105.025	5.107.959	1.761.954.808	141
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	13.076	9.108.070	1.569.521	547.367.796	23
	Kondensat der Erdgasförderung			172	91.521			
	aus aufgegebenen Vorkommen				3.460.250		644.231.900	
	Summe Gebiet			329.200	86.321.548	13.475.211	5.183.337.330	347
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	–	1.399.014	–	31.171.438	–
RP	Landau	1955	ONEO	10.163	4.633.731	152.799	19.210.742	34
RP	Römerberg	2003	Neptune	108.089	2.247.100	1.352.972	24.118.244	3
HE	Schwarzbach	2015	Lime	1.975	8.663	40.639	–	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.683.380		51.020.324	
	Summe Gebiet			120.227	9.971.887	1.546.410	125.520.748	39
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	ONEO	32.173	1.812.489	1.357.165	107.580.545	10
BY	Hebertshausen	1981	ONEO	2.708	170.109	12.625	12.625	1
BY	Lauben	1958	ONEO	1.570	37.690	9.378	100.316	1
BY	Schwabmünchen	1968	ONEO	5.485	86.933	166.665	1.750.267	3
	Kondensat der Erdgasförderung			168	12.844			
	aus aufgegebenen Vorkommen				8.425.752		2.381.303.378	
	Summe Gebiet			42.104	10.545.816	1.545.833	2.490.747.131	15
Kondensat der Erdgasförderung								
	Nordsee***			913	913			–
	Thüringer Becken			–	32.653			–
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Niederrhein-Münsterland				9.688			
	Nordsee				813.228			
	Thüringer Becken				16.693		17.822.000	
Summe Deutschland				1.556.879	319.249.786	44.476.682	17.496.723.967	648

BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein;
E: EMPG, H: Harbour, N: Neptune, V: Vermilion;
EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Harbour: Harbour Energy Germany GmbH, Lime: Lime Resources Germany GmbH,
Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, ONEO: ONEO GmbH & Co. KG, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG.
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2025. *** die Angaben beziehen sich auf deutsches Staatsgebiet, siehe S. 28.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden, neben der Reinjektion von Lagerstättenwasser (Sekundärmaßnahmen), in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten im Jahr 2025, bezogen auf die vom BVEG (2026) berichtete inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,5 Mio. t, einen Anteil von 11,9 %. Damit änderte sich der Wert gegenüber dem Vorjahr unwesentlich. In den Erdölfeldern, in denen EOR-Maßnahmen eingesetzt werden, lag der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil 2025 zusammengenommen bei über 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2025 bei rund 63 %. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holstei-

nischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2025 bei ca. 23 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf.

Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2025 bei ca. 7 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinschichten. Die Lagerstätten des Tertiärs (3 %), des Malms (2 %) sowie des Perms (<1 %) haben nur geringe Förderanteile (Anl. 7).

Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2023 bis 2025 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2023		2024		2025		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	–	–	–	–	913	0,1	814.142	0,3
Nördlich der Elbe	897.769	54,9	904.637	55,7	863.674	55,5	68.745.806	21,5
Oder/Neiße-Elbe	8.600	0,5	6.725	0,4	9.661	0,6	3.389.016	1,1
Elbe-Weser	107.302	6,6	103.623	6,4	101.515	6,5	78.763.542	24,7
Weser-Ems	111.367	6,8	95.025	5,9	89.586	5,8	60.638.993	19,0
Westlich der Ems	353.844	21,6	339.354	20,9	329.200	21,1	86.321.548	27,0
Thüringer Becken	–	–	–	–	–	–	49.346	0,0
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	–	–	9.688	0,0
Ober rheintal	118.731	7,3	137.551	8,5	120.227	7,7	9.971.887	3,1
Alpenvorland	37.719	2,3	37.423	2,3	42.104	2,7	10.545.816	3,3
Summe	1.635.331	100	1.624.338	100	1.556.879	100	319.249.786	100

Tab. 11: Jahresförderungen 2024 und 2025 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2024		2025		kumulativ		Fördersonden am 31.12.2025
	t	%	t	%	t	%	
Mittellplate/Dieksand (SH)	901.002	55,5	861.209	55,3	42.645.327	13,4	30
Emlichheim (NI)	126.360	7,8	123.121	7,9	12.029.950	3,8	76
Rühle (NI)	113.261	7,0	110.808	7,1	36.105.025	11,3	141
Römerberg (RP)	124.105	7,6	108.089	6,9	2.247.100	0,7	3
Georgsdorf (NI)	57.608	3,4	51.219	3,3	19.731.224	6,2	91
Bramberge (NI)	45.214	2,8	42.865	2,8	20.433.624	6,4	30
Aitingen (BY)	28.888	1,8	32.173	2,1	1.812.489	0,6	10
Vorhop (NI)	22.852	1,4	30.146	1,9	3.193.529	1,0	26
Knesebeck (NI)	27.292	1,7	25.444	1,6	3.634.109	1,1	16
Barenburg (NI)	15.659	1,0	23.937	1,5	7.279.679	2,3	24
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.							

4.2. Erdgasförderung

Mit der Gasfündigkeit einer Trinkwasserbohrung bei Hamburg-Neuengamme im Jahr 1910 begann auch in Deutschland die Nutzung von Erdgas. Wurden in den Folgejahren nur vereinzelte Felder sowie das Ölbegleitgas gefördert, begann um 1950 mit der Ausweitung der Einsatzmöglichkeiten die vermehrte Exploration auf Erdgas.

Im Berichtsjahr 2025 wurden in Deutschland 4,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 4,2 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 7). Die Erdgasproduktion stieg somit gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Mrd. m³(V_n) (2,1 %) Rohgas bzw. 0,1 Mrd. m³(V_n) (2,0 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (Kap. 5.3, Tab. 12 und Anl. 6).

Anhand der verfügbaren historischen Daten sind in Deutschland bis Ende 2025 kumulativ 1.089 Mrd. m³ Rohgas gefördert worden.

Im **Ländervergleich** ist Niedersachsen die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands. Im vergangenen Jahr wurden hier 4,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Anstieg von knapp 0,1 Mrd. m³(V_n) oder 2,5 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 98,0 %, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 1,5 % (Tab. 7, Anl. 8). Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit rund 4,2 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind rund 0,1 Mrd. m³(V_n) oder 2,0 % mehr als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 99,0 %, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 0,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 13 und 15).

Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2021 bis 2025.

Jahr	Erdgas (Rohgas) [1.000 m ³ (V _n)]	Erdölgas [1.000 m ³ (V _n)]	Gesamt (Naturgas) [1.000 m ³ (V _n)]	Felder*	Fördersonden*
2021	5.681.854	49.538	5.731.393	69	380
2022	5.234.429	46.163	5.280.592	66	280
2023	4.576.244	43.827	4.620.071	64	267
2024	4.405.315	42.104	4.447.419	61	266
2025	4.495.339	44.477	4.539.815	59	277

* Anzahl zum Stichtag 31. Dezember

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2025 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung [m ³ (V _n)]		Sonden*
Nordsee				2025	kumulativ	
NI	N05-A	2017	ONE-Dyas	190.110.685	190.110.685	—**
	aus aufgegebenen Vorkommen				9.465.227.008	
	Summe Gebiet			190.110.685	9.655.337.693	—
Elbe-Weser						
NI	Becklingen	1985	Vermilion	7.184.284	1.363.869.811	1
NI	Böstlingen	2011	EMPG	—	220.555.233	—
NI	Dethlingen	1971	EMPG	118.244.820	24.525.779.830	3
NI	Hamwiede	1968	EMPG	33.321.763	2.856.710.778	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	93.700.664	12.642.137.863	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	9.238.530	1.151.133.003	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	—	10.641.226.526	—
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / H	435.077.792	67.580.038.175	24
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenzel)	1968	Neptune	67.578.721	212.853.228.202	14
NI	Söhlingen	1980	EMPG	206.300.524	44.194.516.102	18
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	—	6.498.622.365	—
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	40.610.073	3.090.178.867	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	64.145	1.454.603.020	1
NI	Völkersen	1992	Harbour	301.522.828	26.982.947.525	16

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2025 (Rohgas ohne Erdölgas) (Fortsetzung).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung [m³(V _n)]		Sonden*
Fortsetzung Elbe-Weser				2025	kumulativ	
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	85.851.354	15.616.995.326	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Vermilion	26.946.982	2.053.244.818	2
NI	Weissenmoor	1996	Harbour	143.796.512	2.969.440.957	3
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.489.279.287	
	Summe Gebiet			1.569.438.991	441.184.507.686	105
Weser-Ems						
NI	Apeldorn	1963	Neptune	45.145.204	6.496.881.622	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	239.709.975	21.958.203.984	10
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandst.)	1962	EMPG	23.649.847	4.374.656.763	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	4.626.594	47.511.952	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandst.)	1959	EMPG	33.754.899	6.766.920.796	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	27.743.847	17.402.026.296	2
NI	Barrien	1964	Harbour	19.645.968	13.006.305.849	5
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	112.477.035	12.502.173.831	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	12.246.592	597.581.792	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	29.556.488	8.936.445.223	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	76.758.474	5.382.015.213	3
NI	Döttingen	1965	EMPG	23.364.007	17.736.987.616	2
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Harbour	–	971.639.381	–
NI	Düste (Karbon)	1957	Harbour	–	29.479.265	–
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	730.845	1.339.291.751	–
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	206.997.633	7.055.181.973	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	427.058.029	68.966.644.590	21
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	EMPG	4.326.088	2.605.904.655	1
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	620	422.929.316	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	–	223.027.024	–
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	197.071.727	38.153.762.224	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	103.541.923	65.743.124.852	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	95.564.395	27.499.608.730	11
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	–	16.524.052.027	–
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	2.732.816	227.713.309	1
NI	Leer	1984	Vermilion	11.063.694	956.877.425	3
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Harbour	–	2.662.184.549	–
NI	Rehden (Karbon)	1952	Harbour	–	8.755.129.762	–
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / H	49.825.901	15.573.150.382	7
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / H	7.306.496	32.956.877.195	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	249.389.185	32.245.641.735	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Harbour	96.886.053	1.541.496.917	1
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	448.010	230.949.442	1
NI	Uttum	1970	EMPG	19.990	1.607.736.839	–
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2.237.803	111.431.710	1
NI	Varnhorn / Quaaadm./ Wöstend...	1968	EMPG	209.204.283	31.405.946.641	12
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	24.994.248	1.038.154.620	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	14.465.252	4.782.775.781	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				89.537.826.660	
	Summe Gebiet			2.352.543.919	568.376.249.690	140

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen;
 E: EMPG, Harbour: Harbour Energy Germany GmbH, N: Neptune, H: Harbour, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, ONE-Dyas: ONE-Dyas B.V., Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG.
 * Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2025. ** die Angaben beziehen sich auf deutsches Staatsgebiet, siehe S. 28.

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2025 (Rohgas ohne Erdölgas) (Fortsetzung).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung [m³(V _n)]		Sonden*
Westlich der Ems				2025	kumulativ	
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	130.206	826.039.673	–
NI	Adorf (Karbon)	2020	Neptune	312.151.243	1.349.934.754	5
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Harbour	–	979.405.156	–
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Harbour	589.292	3.346.133.774	1
NI	Fehndorf	1965	Harbour	1.289.205	1.054.076.369	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	1.770.331	279.576.142	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	26.939.387	5.950.704.663	5
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	–	933.063.628	–
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	18.308.442	1.030.871.317	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Harbour	–	689.299.730	–
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Harbour	1.538.100	2.842.538.547	–
	aus aufgegebenen Vorkommen				23.485.030.778	
	Summe Gebiet			362.716.205	42.766.674.532	14
Thüringer Becken						
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	422.027	305.274.017	3
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	1.740.266	304.181.781	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	10.666.353	2.131.967.474	8
	aus aufgegebenen Vorkommen				3.692.261.160	
	Summe Gebiet			12.828.646	6.433.684.432	17
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	7.700.255	1.097.390.705	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				16.544.071.993	
	Summe Gebiet			7.700.255	17.641.462.698	1
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland				248.997.700	
	Nördlich der Elbe				231.000.000	
	Oder/Neiße-Elbe				947.602.968	
	Oberreintal				1.052.490.217	
	Summe Deutschland			4.495.338.701	1.088.538.007.616	277

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen;
E: EMPG, Harbour: Harbour Energy Germany GmbH, N: Neptune, H: Harbour, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, ONE-Dyas: ONE-Dyas B.V., Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG.
* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2025. ** die Angaben beziehen sich auf deutsches Staatsgebiet, siehe S. 28.

Regional betrachtet fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,07 Mrd. m³(V_n) (-2,9 %) auf rund 2,4 Mrd. m³(V_n). Die Reingasförderung sank ebenfalls um 0,07 Mrd. m³(V_n) (-3,1 %) auf 2,0 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert was einem leichten Anstieg von 0,03 Mrd. m³(V_n) (1,7 %) im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Die Reingasförderung stieg entsprechend geringfügig um 0,03 Mrd. m³(V_n) (1,9 %) auf 1,6 Mrd. m³(V_n).

Zusätzlich zum Erdgas wurden 2025 rund 44 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (56,6 %) und Schleswig-Holstein (28,7 %) produziert, gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 6,9 % sowie Bayern mit 3,5 % und Rheinland-Pfalz mit 3,4 % (Tab. 7).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 59 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2025 fördernden Sonden ist um 11 Sonden auf 277 gestiegen (Tab. 12).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2023 bis 2025 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2023		2024		2025		kumulativ	
	1.000 m³(V _n)	%	1.000 m³(V _n)	%	1.000 m³(V _n)	%	1.000 m³(V _n)	%
Nordsee	–	–	–	–	190.111	4,2	9.655.338	0,9
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	0	0,0	231.000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	–	–	–	–	0	0,0	947.603	0,1
Elbe-Weser	1.680.873	36,7	1.542.716	35,0	1.569.439	34,9	441.184.508	40,5
Weser-Ems	2.456.754	53,7	2.422.548	55,0	2.352.544	52,3	568.376.250	52,2
Westlich der Ems	420.513	9,2	423.659	9,6	362.716	8,1	42.766.675	3,9
Thüringer Becken	9.633	0,2	9.678	0,2	12.829	0,3	6.433.684	0,6
Niederrhein-Münsterland	–	–	–	–	0	0,0	248.998	0,0
Oberrrheintal	–	–	–	–	0	0,0	1.052.490	0,1
Alpenvorland	8.470	0,2	6.714	0,2	7.700	0,2	17.641.463	1,6
Summe	4.576.244	100	4.405.315	100	4.495.339	100	1.088.538.008	100

Tab. 15: Jahresförderungen (Rohgas) 2024 und 2025 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2024		2025		kumulativ		Förder- sonden am 31.12.2025
	1.000 m³(V _n)	%	1.000 m³(V _n)	%	1.000 m³(V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	492.583	11,2	435.078	9,7	67.580.038	6,2	24
Goldenstedt/Visbek (NI)	465.878	10,6	427.058	9,5	68.966.645	6,3	21
Adorf Karbon (NI)	351.323	8,0	312.151	6,9	1.349.935	0,1	5
Völkersen (NI)	350.548	8,0	301.523	6,7	26.982.948	2,5	16
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	257.599	5,8	249.389	5,5	32.245.642	3,0	10
Bahrenborstel/Burgmoor/Uchte (NI)	271.754	6,2	239.710	5,3	21.958.204	2,0	10
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	211.703	4,8	209.204	4,7	31.405.947	2,9	12
Goldenstedt/Oythe (NI)	237.402	5,4	206.998	4,6	7.055.182	0,6	5
Söhlingen (NI)	174.837	4,0	206.301	4,6	44.194.516	4,1	18
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	219.381	5,0	197.072	4,4	38.153.762	3,5	10
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.							

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2025 rund zwei Drittel (62 %) der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 15). Insgesamt 15 Felder produzierten 2025 jeweils über 0,1 Mrd. m³(V_n).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,44 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,43 Mrd. m³(V_n) Gas. Darauf folgen die Felder Adorf (Karbon) mit 0,31 Mrd. m³(V_n) sowie Völkersen mit 0,30 Mrd. m³(V_n) Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen aus den Gesteinen des Rotliegenden fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein sowie

Adorf (Karbon) aus dem gleichnamigen Horizont (Tab. 13 und 15).

Der auf Platz eins der Rangliste liegende Feldeskomplex Rotenburg/Taaken wurde 1982 entdeckt und erreichte bisher eine kumulative Erdgasproduktion von 68 Mrd. m³(V_n), was einem Gesamtanteil von etwa 6 % der bisherigen deutschen Erdgasförderung entspricht. Die Produktion der oben genannten 0,44 Mrd. m³(V_n) erfolgte mittels 24 Sonden aus dem Rotliegenden. Damit befanden sich 2025 in diesem Feld die meisten aktiven Erdgas-Sonden, welche eine durchschnittliche Jahresfördermenge von rund 18 Mio. m³(V_n) pro Sonde erreichten.

Mit vergleichbaren Betriebsdaten folgt das Feld Goldenstedt/Visbek, welches bereits 1962 entdeckt wurde und seitdem eine kumulative Erdgasproduktion von 69 Mrd. m³(V_n) erreichte. Derzeit produziert das Feld mit 21 Sonden aus dem Zechstein, welche eine durchschnittliche Fördermenge von rund 20 Mio. m³(V_n) pro Sonde erreichten.

Die höchste Erdgasfördermenge pro Sonde wurde im Feld Staffhorst-Nord/Päpsen erreicht, welches 2025 0,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas aus den Gesteinen des Zechsteins förderte. Dort produzierte lediglich eine aktive Sonde.

Die bei weitem höchste kumulative Feldesfördermenge in Deutschland erfolgte aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze). Dort sind seit dem Erdgasfund 1968 bis Ende 2025 insgesamt 213 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht rund einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands. 2025 standen hier, gegenüber dem Vorjahr unverändert, noch 14 Sonden in Betrieb, die insgesamt 68 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (Kap. 5.3) liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 26 Mio. m³(V_n) (BVEG 2026).

Der Feldeskomplex N05-A befindet sich innerhalb der 12-Seemeilen-Zone zum deutschen Festland in der Nordsee und liegt nordwestlich der Nordseeinsel Borkum. Die Lagerstätte ist grenzüberschreitend und liegt jeweils anteilig auf niederländischem und auf deutschem Staatsgebiet. Die Förderplattform N05-A, von welcher auf niederländischer Seite Bohrungen abgeteuft wurden, befindet sich etwa 0,5 km westlich der Staatsgrenze. 2017 wurde in den Sandsteinen des Rotliegenden Erdgas gefunden. Eine Probeförderung wurde auf der niederländischen Seite im Jahr 2025 aufgenommen. Unter Berücksichtigung der Geometrie des Feldes, welches zu etwa einem Drittel im deutschen Untergrund liegt, wurden daher für das Jahr 2025 rund 190 Mio. m³(V_n) der insgesamt produzierten 540 Mio. m³(V_n) in der deutschen Produktionsstatistik berücksichtigt. Bis Ende 2025 ist keine Bohrung in deutsches Staatsgebiet erfolgt.

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2025 bei rund 41 %. Von den 10 größten Feldern (Tab. 15) fördert u. a. Goldenstedt/Visbek aus diesem Horizont. Die Sandsteine des Rotliegenden sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdgas in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2025 bei ca. 36 % und stieg damit um 4 Prozentpunkte an. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons sank 2025 auf 16 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgten mit einem Anteil von 6 % bzw. 1 % (Anl. 8).

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2026

Die durch die Betreiberfirmen an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (Definition s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2026 auf 20,7 Mio. t Erdöl und liegen damit um 0,5 Mio. t (-2,4 %) unter denen des Vorjahres (Tab. 16 und Anl. 9). Damit ist die 2025 produzierte Fördermenge von 1,6 Mio. t. Erdöl zu etwa zwei Dritteln durch neu ausgewiesene Reserven ausgeglichen worden. Die Entwicklung der Reserven ist auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. die Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2026 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe fielen sie allerdings um 1,3 Mio. t (-10,9 %) gegenüber dem Vorjahr auf 11,0 Mio. t. Im Bereich Weser-Ems fielen die Reserven um 176.000 t (-14,5 %) auf 1,0 Mio. t. Im Alpenvorland, im Oberrheintal und zwischen Oder-Neiße und Elbe hingegen stiegen die Reserven insgesamt leicht an (Tab. 16).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den aktuellen Berechnungen mit 11,0 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit entsprechend 1,3 Mio. t (-10,9 %) weniger als im Vorjahr. Dies entspricht 53,1 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 202.000 t auf

5,2 Mio. t (-3,7 %). Somit lagerten hier 25,2 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 3,1 Mio. t etwa 0,4 Mio. t (14,2 %) mehr als im Vorjahr gemeldet.

In Niedersachsen und Schleswig-Holstein lagerten zusammen 78,2 % der Reserven. Weitere 15,1 % der Reserven befanden sich in Rheinland-Pfalz (Tab. 16).

Tab. 16: Erdölreserven, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2025 [Mio. t]			Produktion 2025 [Mio. t]	Reserven am 1. Januar 2026 [Mio. t]		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Bundesland							
Bayern	0,030	0,035	0,065	0,042	0,438	0,199	0,637
Hamburg	0,007	0,001	0,008	0,005	0,000	0,000	0,000
Hessen	0,129	0,413	0,542	0,002	0,129	0,411	0,540
Mecklenburg-Vorpommern	0,032	0,078	0,109	0,010	0,004	0,193	0,197
Niedersachsen	3,691	1,725	5,416	0,518	3,350	1,864	5,214
Rheinland-Pfalz	1,724	1,015	2,739	0,118	2,038	1,090	3,128
Schleswig-Holstein	8,042	4,278	12,320	0,861	7,336	3,643	10,979
Gebiet							
Nordsee	–	–	–	0,001	0,007	0,001	0,008
Nördlich der Elbe	8,046	4,278	12,324	0,864	7,336	3,643	10,979
Oder/Neiße-Elbe	0,032	0,078	0,109	0,010	0,004	0,193	0,197
Elbe-Weser	0,705	0,633	1,338	0,102	0,658	0,621	1,279
Weser-Ems	0,709	0,499	1,208	0,090	0,647	0,385	1,032
Westlich der Ems	2,281	0,593	2,874	0,329	2,038	0,857	2,895
Ober rheintal	1,853	1,428	3,281	0,120	2,166	1,502	3,668
Alpenvorland	0,030	0,035	0,065	0,042	0,438	0,199	0,637
Summe Deutschland	13,655	7,544	21,199	1,557	13,294	7,401	20,694

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher als statische Reichweite bezeichnet), ermittelt aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, liegt zum Stichtag 01.01.2026 bei 13,3 Jahren. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 10, s. auch Kap. 5.3).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt, befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 60 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 17 % in Gesteinen der Unterkreide und 15 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Tertiär (6 %), im Oberen Jura (1 %) sowie im Zechstein (1 %).

5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2026

Am 1. Januar 2026 beliefen sich die Summen der durch die Betreiberfirmen an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands auf 33,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas. Dies entspricht einem Rückgang der Reserven gegenüber dem Vorjahr um 1,4 Mrd. m³(V_n) (-4,1 %) (Tab. 17 und Anl. 9). Damit ist die 2025 produzierte Fördermenge von 4,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas durch neu ausgewiesene Reserven zum Großteil ausgeglichen worden. Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3), betrugen am Stichtag 31,4 Mrd. m³(V_n) und lagen damit 0,9 Mrd. m³(V_n) (-2,7 %) unter denen des Vorjahres (Tab. 18).

Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit seit den 90er Jahren stark zurückgegangen, was sich in der Bohrmeterstatistik (Tab. 3 und 4) widerspiegelt.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2026 mit 15,2 Mrd. m³(V_n) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Elbe-Weser. Das sind 0,3 Mrd. m³(V_n) (-2,0 %) weniger als 2025. Damit verbleiben seit 2025 im Gebiet Elbe-Weser mehr Reserven als im Gebiet Weser-Ems, welches zuvor die größten verbleibenden Reserven aufwies. Zwischen

Weser und Ems sanken die Reserven 2025 um 2,8 Mrd. m³(V_n) auf 12,9 Mrd. m³(V_n) (-17,8 %).

Darüber hinaus lagerten am Stichtag etwa 10 % der sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet westlich der Ems, etwa 5 % im Bereich der Nordsee und geringfügige Anteile im Alpenvorland sowie im Thüringer Becken.

Die Reingasreserven verteilten sich dementsprechend hauptsächlich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 14,6 Mrd. m³(V_n) (-0,1 Mrd. m³(V_n) oder -0,7 %) und Weser-Ems mit 11,5 Mrd. m³(V_n) (-2,4 Mrd. m³(V_n) oder -17,2 %) (Tab. 17 und 18).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands mit 94,3 % in Niedersachsen. Laut der aktuellen Statistik lagerten hier am Stichtag 1. Januar 2026 31,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas, was einem Rückgang von 1,0 Mrd. m³(V_n) (-3,2 %) entspricht. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 30,6 Mrd. m³(V_n) angegeben. Dies sind 0,7 Mrd. m³(V_n) bzw. 2,2 % weniger als im letzten Jahr und entspricht damit einem Anteil von 97,7 % an den Gesamtreserven Deutschlands.

Sachsen-Anhalt folgt mit einem Anteil von 5,5 % an den deutschen Rohgasreserven, etwa 1,8 Mrd. m³(V_n), welche 2025 um 0,3 Mrd. m³(V_n) (-13,7 %) abnahmen. Der Anteil an den deutschen Reingasreserven betrug zum Stichtag mit 0,7 Mrd. m³(V_n) allerdings nur 2,1 %. Weitere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 17 und 18).

Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2025 [Mrd. m ³]			Produktion 2025 [Mrd. m ³]	Reserven am 1. Januar 2026 [Mrd. m ³]		
Bundesland	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Bayern	0,019	0,045	0,064	0,008	0,012	0,038	0,050
Niedersachsen	22,894	9,505	32,398	4,407	21,622	9,755	31,377
Sachsen-Anhalt	1,182	0,926	2,108	0,068	0,528	1,291	1,820
Thüringen	0,049	0,079	0,128	0,013	0,017	0,010	0,027
Gebiet	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Nordsee	–	–	–	0,190	1,425	0,221	1,646
Elbe-Weser	9,873	5,613	15,486	1,569	9,482	5,693	15,175
Weser-Ems	11,830	3,889	15,719	2,353	9,293	3,624	12,918
Westlich der Ems	2,373	0,929	3,301	0,363	1,950	1,508	3,459
Thüringer Becken	0,049	0,079	0,128	0,013	0,017	0,010	0,027
Alpenvorland	0,019	0,045	0,064	0,008	0,012	0,038	0,050
Summe Deutschland	24,144	10,555	34,699	4,495	22,179	11,095	33,274

Volumenangaben in Normkubikmetern.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher als statische Reichweite bezeichnet), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, steigt zum Stichtag der Reserverermittlung am 1. Januar 2026 leicht auf 7,4 Jahre. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 10, s. auch Kap. 5.3).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befinden sich rund 73 % der deutschen Erdgasreserven (Rohgas) in Lagerstätten des Perms. Davon sind 46 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 27 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (19 %) und triassischen Sandsteinen (5 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2026).

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2025 [Mrd. m³]			Produktion 2025 [Mrd. m³]	Reserven am 1. Januar 2026 [Mrd. m³]		
Bundesland	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Bayern	0,021	0,051	0,072	0,007	0,014	0,043	0,057
Niedersachsen	21,969	9,346	31,315	4,160	20,931	9,696	30,627
Sachsen-Anhalt	0,428	0,336	0,764	0,026	0,191	0,468	0,659
Thüringen	0,035	0,055	0,090	0,009	0,012	0,007	0,019
Gebiet	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Nordsee	–	–	–	0,178	1,305	0,203	1,508
Elbe-Weser	9,480	5,220	14,700	1,572	9,519	5,077	14,596
Weser-Ems	10,431	3,486	13,917	2,049	8,235	3,293	11,528
Westlich der Ems	2,487	0,976	3,463	0,387	2,064	1,591	3,655
Thüringer Becken	0,035	0,055	0,090	0,009	0,012	0,007	0,019
Alpenvorland	0,021	0,051	0,072	0,007	0,014	0,043	0,057
Summe Deutschland	22,453	9,788	32,241	4,202	21,149	10,214	31,363
Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V _n).							

5.3. Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997, UN/ECE 1996 in PORTH et al. 1997) erfasst das LBEG jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder Deutschlands als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Bei den im vorliegenden Jahresbericht vorgestellten Zahlen handelt es sich um jährlich vom LBEG bei den in Deutschland tätigen Betreiberfirmen abgefragte Daten.

Die Angaben im vorliegenden Bericht erfolgen in Norm-Kubikmetern (V_n), d. h. bezogen auf eine Temperatur von 0 °C und einen Druck von 1,01325 bar.

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgasmenge** entspricht dem der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die **Reingasmenge** ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen spezifischen Brennwert H_s = 9,7692 kWh/m³(V_n), der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und, in Anlehnung an die Fördergesellschaften und den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch-geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven (P90) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 %).

Wahrscheinliche Reserven (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 %). Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Erhöht sich der Öl- und/oder Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden, und die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen. Fallen die Preise, so verkürzt sich auch die erwartete Lebensdauer eines Feldes, und die Reserven nehmen ab.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegt daher einem ständigen Wechsel und ist als dynamische Größe zu betrachten.

6. Untertage-Erdgasspeicherung

6.1. 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 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-lagerstättentechnischen 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 (Dichtigkeit) 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 allerdings 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 (Quelle: BGR, Maßstab 1 : 500.000) 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.

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

6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Obwohl der Primärenergieverbrauch Deutschlands nach vorläufigen Angaben (AGEB 2026a, d) gegenüber dem Vorjahr um 0,4 % gefallen ist, verzeichnet der Erdgasverbrauch einen Anstieg von 2,8 % und liegt somit bei rund 779 Mrd. kWh bzw. 80 Mrd. m³(V_n) im Berichtsjahr³. Der Anstieg des Erdgasverbrauchs ist im Wesentlichen durch die kühle Witterung in den Wintermonaten und schlechtere Bedingungen für die Windstromerzeugung von Januar bis April, welche zu einem vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken führte, bedingt (AGEB 2026b). Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Jahr 2025 der Erdgasverbrauch nur zu ca. 5 % aus inländischer Förderung gedeckt werden.

Für die restlichen rund 95 % 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 Tabelle 19 dargestellt (nach AGEB 2026c). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist 2025 um 0,8 Prozentpunkte auf 26,6 % angestiegen.

² Salzstrukturen auf dem NIBIS® Kartenserver: <https://nibis.lbeg.de/cardomap3/?permalink=1lcK8zHd>.

³ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert H_s 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 Verbrauchsangabe von 779 Mrd. kWh (AGEB 2026a) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 80 Mrd. m³(V_n).

Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2026c).

Energieträger	Anteile in %	
	2024	2025
Mineralöl	36,2	36,0
Erdgas	25,8	26,6
Steinkohle	7,3	6,8
Braunkohle	7,7	7,1
Erneuerbare Energien	20,1	20,8
Sonstige, einschl. Stromaustauschsaldo	2,9	2,7

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 2 % gestiegen und produzierte damit rund 4,2 Mrd. m³(V_n) Reingas im Jahr 2025 (Kap. 4).

**6.3. Lage und Kenndaten
der Speicher im Jahr 2025
(Stichtag: 31. Dezember 2025)**

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 Bundesländer-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. Anl. 13) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist. Das für das Berichtsjahr 2025 in Betrieb befindliche Arbeitsgasvolumen von 22,7 Mrd. m³(V_n) liegt ungefähr auf dem Niveau der Vorjahre. Gegenüber dem Vorjahr ist das Volumen um ca. 0,1 Mrd. m³(V_n) oder rund 0,5 % angestiegen. Dies liegt daran, dass in einigen Kavernenspeichern, wie z. B. in Jemgum, ein etwas höheres Arbeitsgasvolumen als im Vorjahr gemeldet worden ist. Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tabelle 20 weitere Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland aufgeführt.

Tab. 20: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2025).

	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	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	138	512	650
theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹	Tage	62	28	36
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		14	29	43
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“	Mrd. m ³ (V _n)	0	3,1	3,1
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ ²		0	5	5
Summe Arbeitsgas ³	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	18,0	26,6
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).				

Mit diesen geringen Änderungen gegenüber den Vorjahren bleibt der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin bei 62 % (Porenspeicher 38 %).

Auch bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr keine Änderung ergeben. Die Summe des geplanten Speichervolumens beträgt damit weiterhin rund 3,1 Mrd. m³(V_n). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unter-

nehmen gemeldeten Projekte wird somit langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 26,6 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Die Tabellen 22, 23a und 23b zeigen die Kenn-
daten 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 22,
23a und 23b sind jeweils zwei Werte aufgeführt:
Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“
sowie das „Arbeitsgasvolumen nach Endaus-
bau“. Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolu-
men“ ist das Volumen, das zum Stichtag unter
den technischen, vertraglichen und bergrechtli-
chen Rahmenbedingungen installiert und ver-
fügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern
in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach End-
ausbau“ 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 lager-
stättentechnischen oder geologischen Gründen
nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil kom-
plexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabel-
len als Gesellschaften die Betreiberfirmen und
nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner ge-
nannt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach
Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 21
dargestellt.

Anlage 12 zeigt die geografische Lage der Un-
tertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspei-
cher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Poren-
speicher vorzugsweise in Sandstein-Formatio-
nen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl-
oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in
Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, lie-
gen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost-
und Süddeutschland. Die Kavernenspeicher
sind an die Verbreitung mächtiger Salinare ge-
bunden und finden sich somit in Nord- und Ost-
deutschen Sedimentbecken (Kap. 6.1).

Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2025).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt- volumen** Mio. m ³ (V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio. m ³ (V _n)	Arbeitsgas nach Endausbau Mio. m ³ (V _n)	Plateau- Entnahmerate 1.000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	1	68	30	34	45
Bayern	Porenspeicher	5	6.988	2.938	2.938	2.310
Brandenburg	Kaverne(n)	1 (1)	125	98	98	140
Bremen	Kaverne(n)	1 (2)	230	156	156	360
Hessen	Kaverne(n)	1 (3)	180	140	140	92
	Porenspeicher	3	416	215	215	235
Mecklenburg- Vorpommern	Kaverne(n)	1 (4)	262	202	202	400
Niedersachsen	Kaverne(n)	10 (101)	10.386	6.996	7.503	9.300
	Porenspeicher	2	8.179	4.810	4.810	2.795
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	9 (83)	4.436	3.427	3.427	6.290
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	5 (72)	4.008	3.095	3.233	4.678
	Porenspeicher	1	670	440	440	200
Schleswig-Holstein	Kaverne(n)	1 (2)	90	49	99	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	50
Summe	Kavernensp.	29	19.717	14.163	14.858	21.360
Summe	Porenspeicher	14	17.001	8.585	8.589	5.765
Summe	Gesamt	43	36.718	22.748	23.447	27.125
* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern, ** Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kessengasvolumen.						

Anlage 13 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 wirtschaftli-
chen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste

Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen,
wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genom-
men worden sind.

Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher in Betrieb.

Ort	Bundesland	Eigentümer ¹	Speichertyp	Teufe m	Speicherformation	Gesamt- volumen ² Mio. m³(V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio. m³(V _n)	Arbeitsgas nach Endausbau Mio. m³(V _n)	Plateau- Entnahme- rate 1.000 m³/h
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	200
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
Hähnlein	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	153	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	225
Rehden	NI	SEFE Energy GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	2.400
Sandhausen	BW	terraneis 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)	70	37	37	45
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	193	98	98	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.470–1.525	Buntsandstein	1.579	860	860	395
Wolfsberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17.001	8.585	8.589	5.765

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.
 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. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundesland	Eigentümer ¹	Anzahl Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamtvolumen ² Mio. m³(V _N)	max. nutzbare Arbeitsgas Mio. m³(V _N)	Arbeitsgas nach Endausbau Mio. m³(V _N)	Plateau-Entnahmerate 1.000 m³/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780–950	Zechstein 2	834	649	727	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1.238	932	932	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	230	156	156	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	497	360	378	510
Epe-ENECO ³⁾	NW	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE - Kommunale Gasspeicher GmbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	235	177	177	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	494	373	373	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	5	1.250–1.430	Zechstein	294	213	213	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.080–1.490	Zechstein	227	174	174	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	238	182	182	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.220	1.760	1.760	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-FSG Crystal	NI	PATRIZIA GmbH	4	1.150–1.200	Zechstein 2	610	360	360	700
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	185	101	101	300
Huntorf ⁴⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650–1.400	Zechstein	387	283	283	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	489	312	312	250
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	1.142	850	850	940
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500–700	Zechstein 2	637	579	639	1.000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	2	1.420–1.705	Rotliegend	90	49	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	262	202	202	400
Nüternmoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	19	950–1.300	Zechstein	1.631	1.252	1.252	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	560	340	340	1.108
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	125	98	98	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400–1.130	Zechstein	739	595	595	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	196	164	164	320
Summe			268			19.717	14.163	14.858	21.360

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025.
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 Kessengasvolumen.
³ Kein Zugang zum deutschen Netz.
⁴ Einschließlich Neuenhuntorf.

Tab. 23b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau

Speicher	Bundesland	Eigentümer ¹	Anzahl Einzelspeicher	Teufe m	Speicherformation	Gesamt- volumen ² Mio. m³(V _n)	max. nutzbares Arbeitsgas Mio. m³(V _n)	Arbeitsgas nach Endausbau Mio. m³(V _n)	Plateau- Entnahme- rate 1.000 m³/h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	780–950	Zechstein 2	89		72	920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k. A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	22	1.200–1.600	Zechstein 2	3.000		2.020	
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH	8	950–1.500	Zechstein 2	1.200		875	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	1	500–700	Zechstein 2	65		59	
Summe			33			4.354		3.076	
Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2025. NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt. ¹ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen. ² Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kessengasvolumen.									

7. Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 12 und Tabelle 24 die geographische Lage und die Kenndaten der elf Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland muss zu rund 98 % sein benötigtes Mineralöl importieren (Kap. 4). 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), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2024/2025 (EBV 2025) über einen Vorrat von 19,9 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,9 % 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 oder herstellen lassen.

Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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 3	Rohöl, Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	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 1 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					104 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2025.
HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt.

8. Literatur und Links

AGEB – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (2026a): Schätzbilanz 2025. – Stand 26.05.2026; Berlin/Bergheim; <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

AGEB – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (2026b): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2025. – Stand 27.02.2026; Berlin/Bergheim; <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

AGEB – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (2026c): Infografik Nr. 01/2026. Energiemix 2025. – Stand 05/2026; Berlin/Bergheim. <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

AGEB – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (2026d): Infografik Nr. 06/2026. Primärenergieverbrauch 2025. – Stand 05/2026; Berlin/Bergheim; <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

BVEG – BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (2026): Jahresbericht 2025. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2025. – Hannover; <https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>.

EBV – ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (2025): Bericht über das Geschäftsjahr 2024/2025. – Hamburg; <https://www.ebv-oil.org/>.

KARTENSERVEN 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.

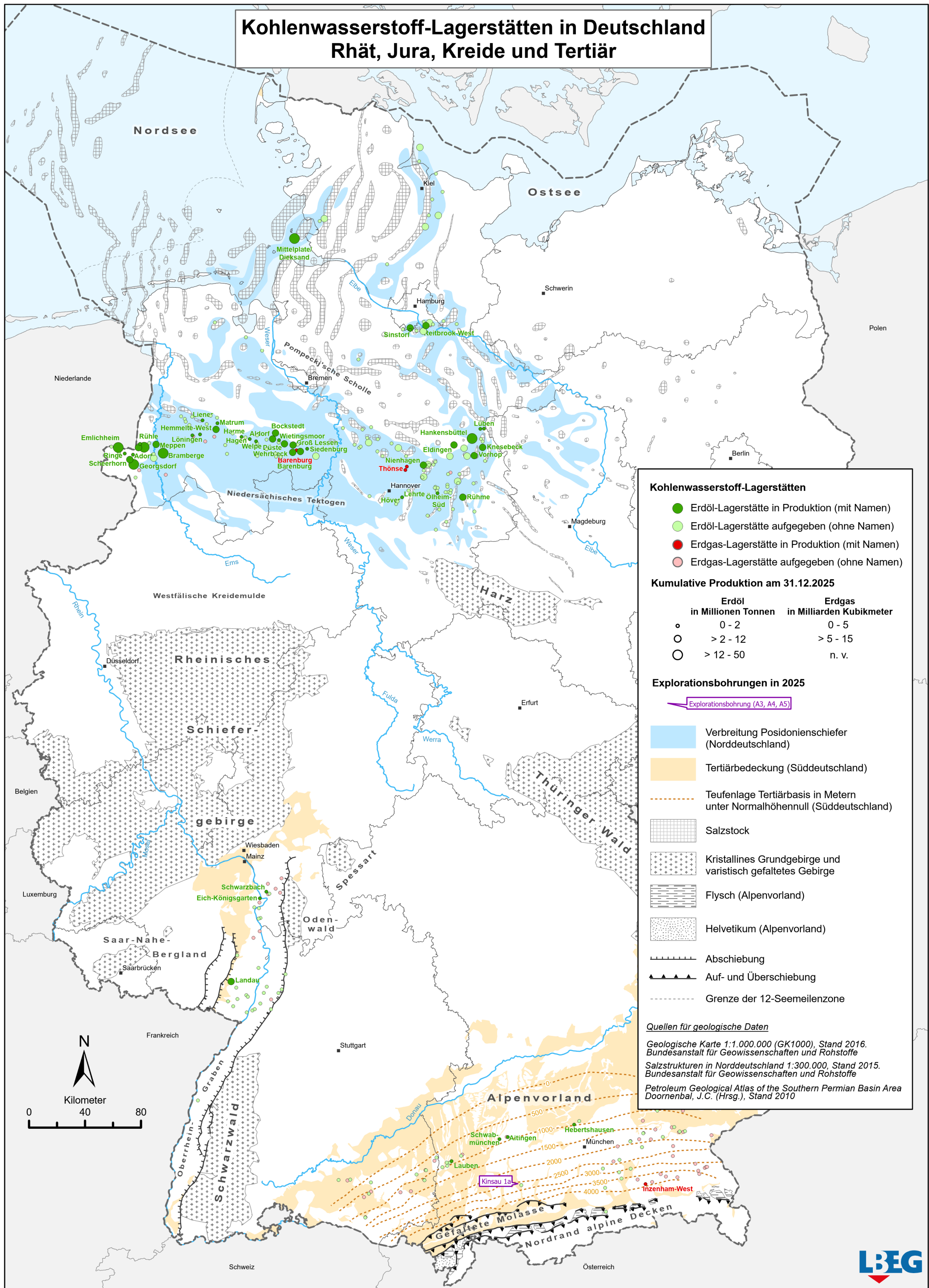
WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. – Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

Anlagen

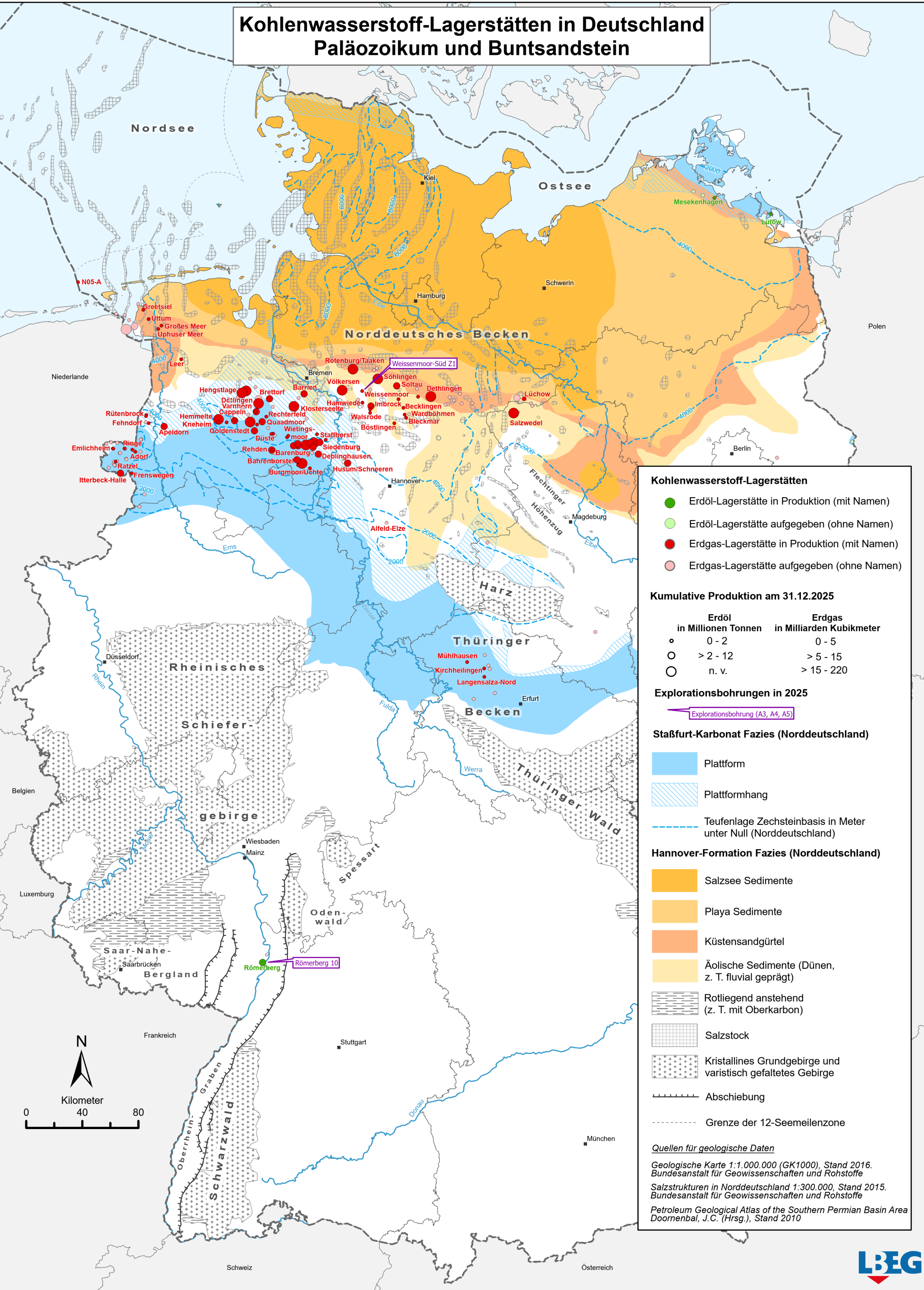
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland – Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2026.
- Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2025.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2025 (Stand 31.12.2025).
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2025 (Stand 31.12.2025).
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2025).
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2025).
- Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2026).
- Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2026).
- Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2026).
- Anl. 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas (Stand 31.12.2025).
- Anl. 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2025).

Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

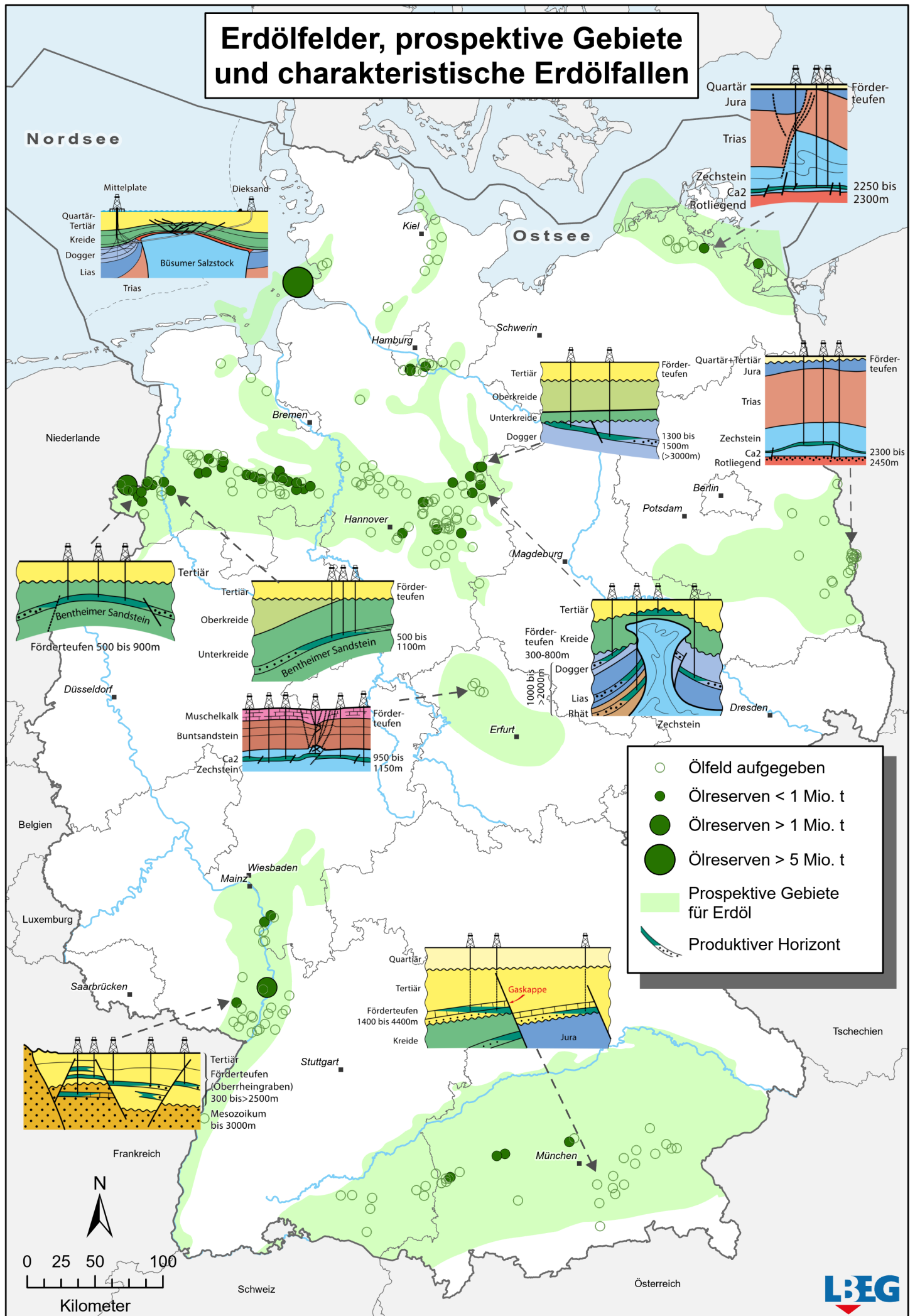


Anlage 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.



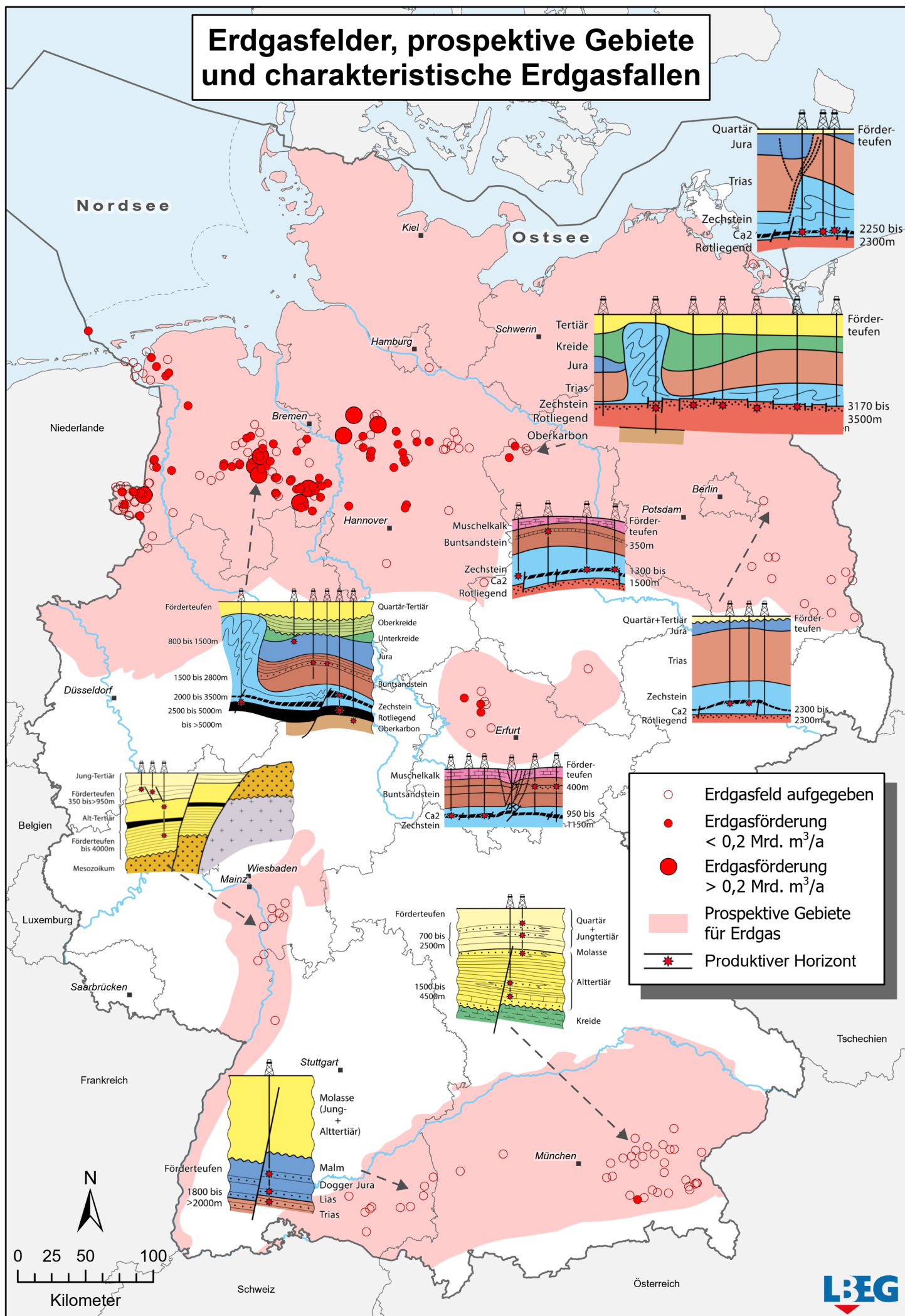
Anlage 2: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.

Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen

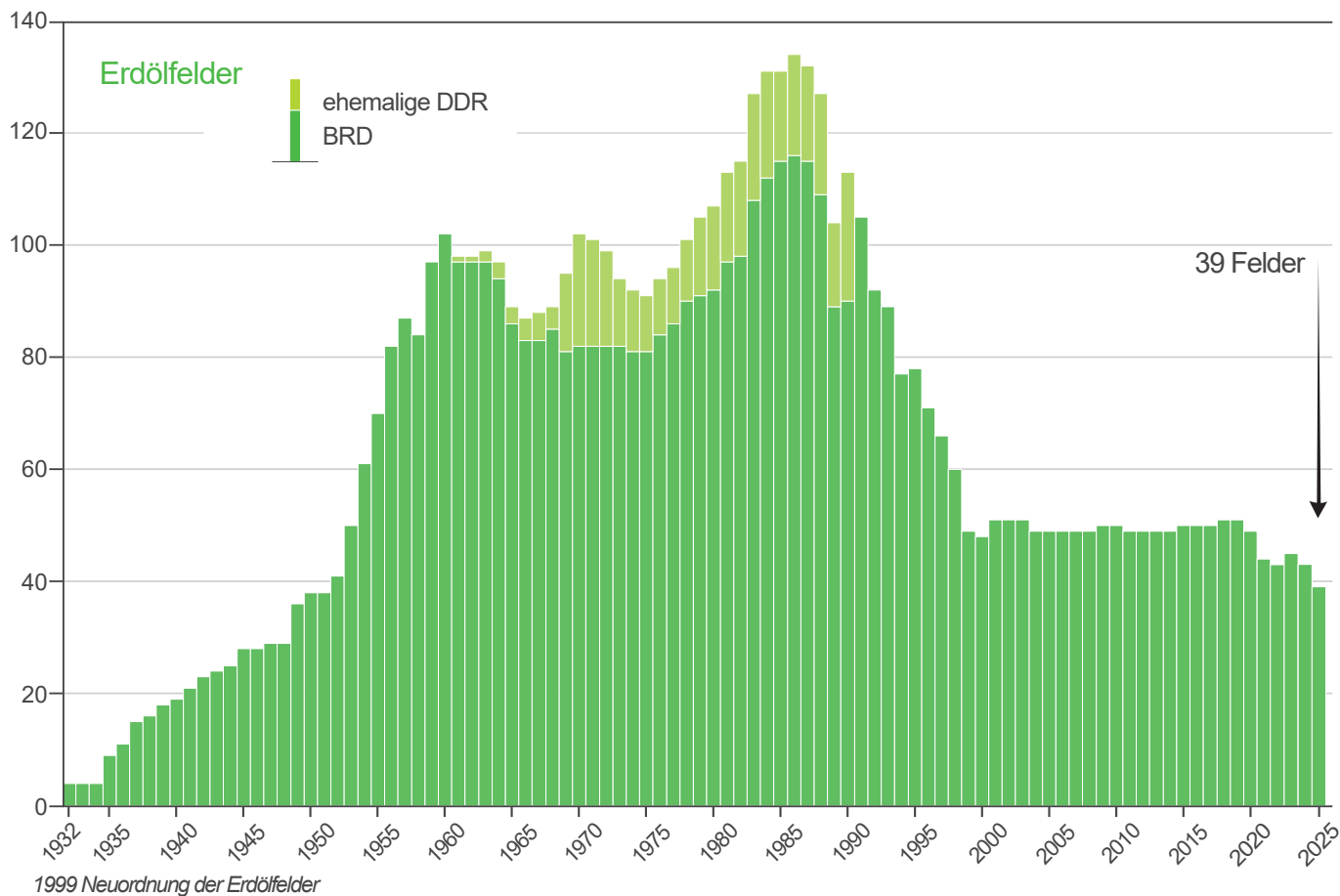


Anlage 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2026

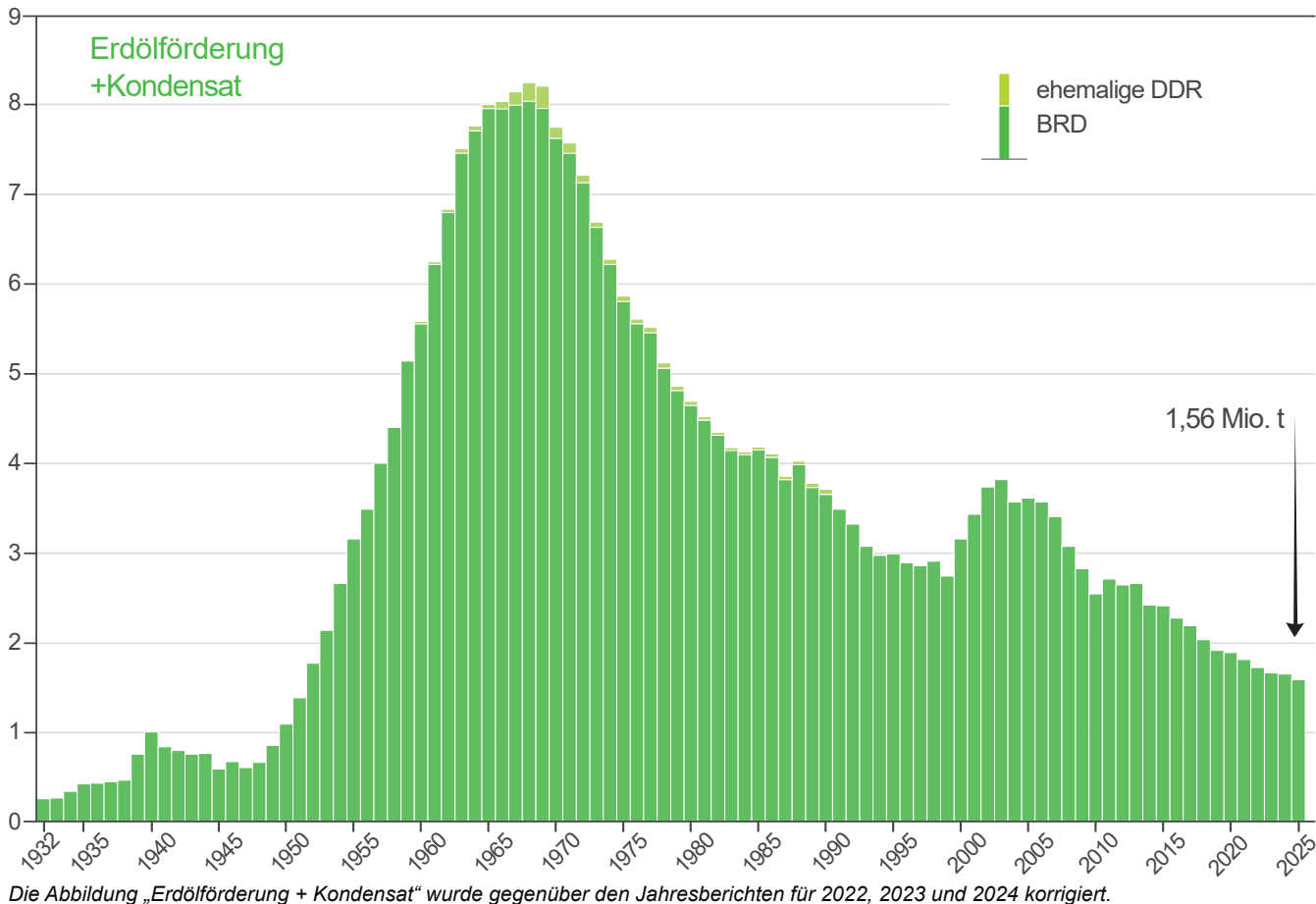
Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen

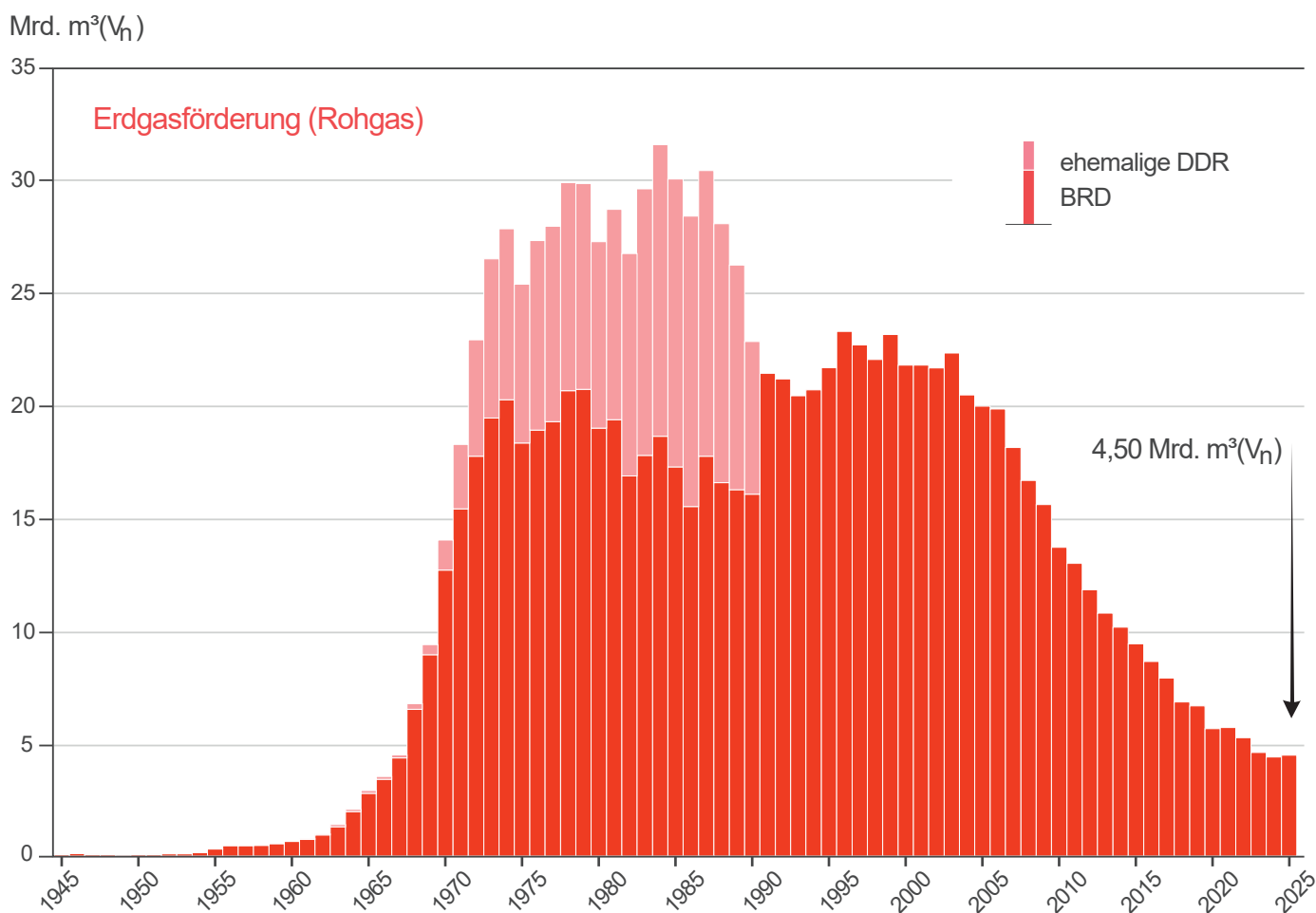
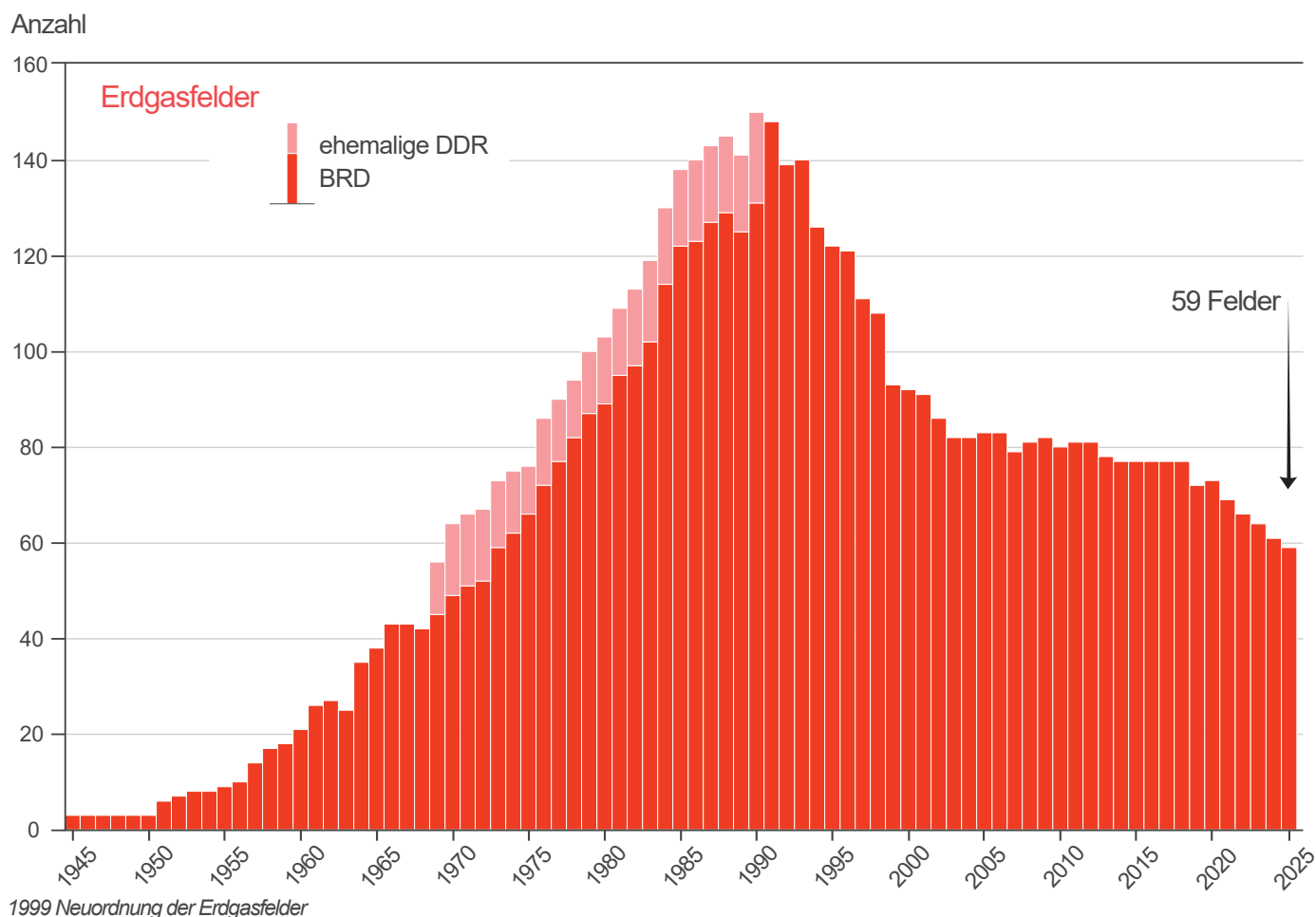


Anzahl



Mio. t

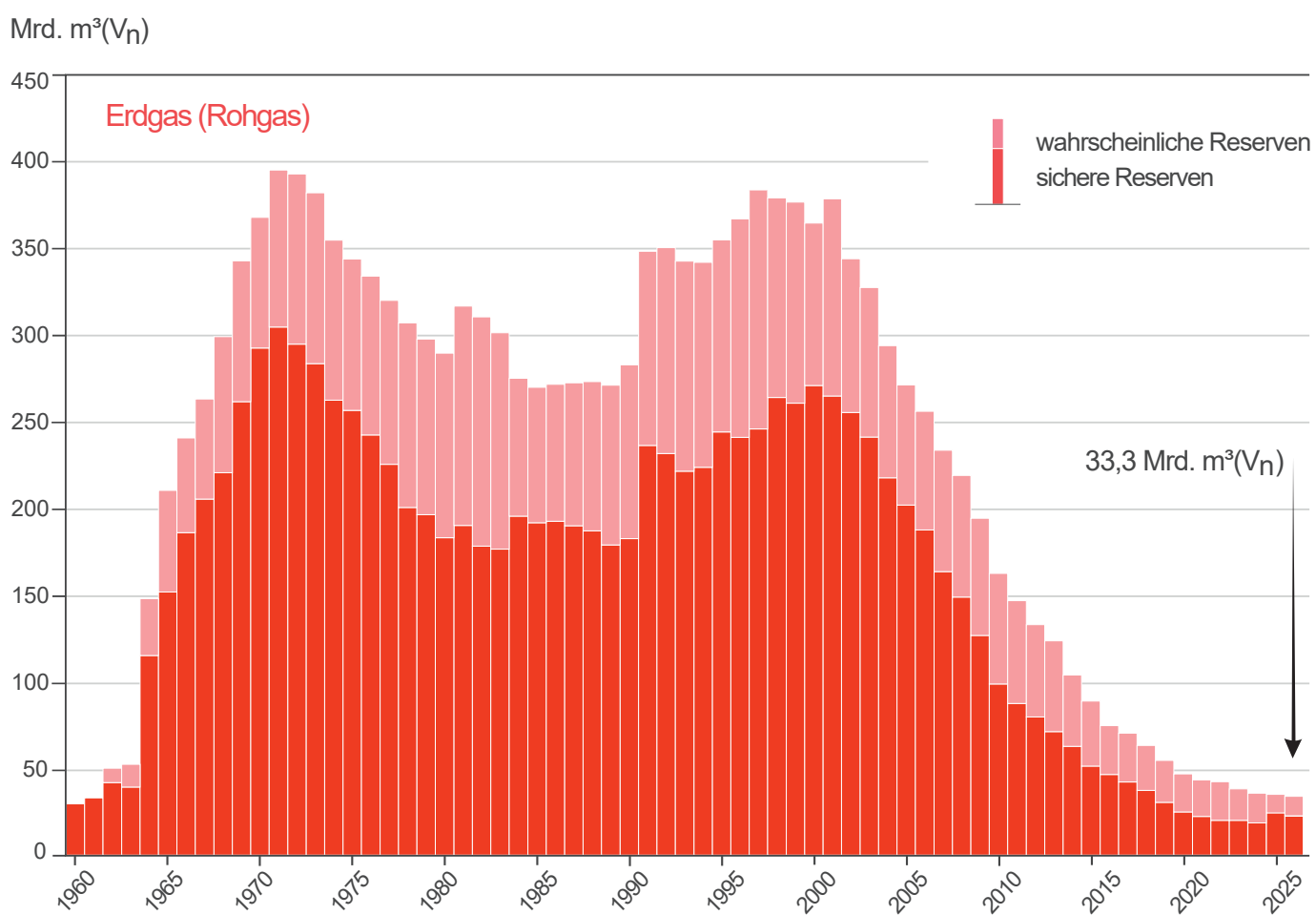
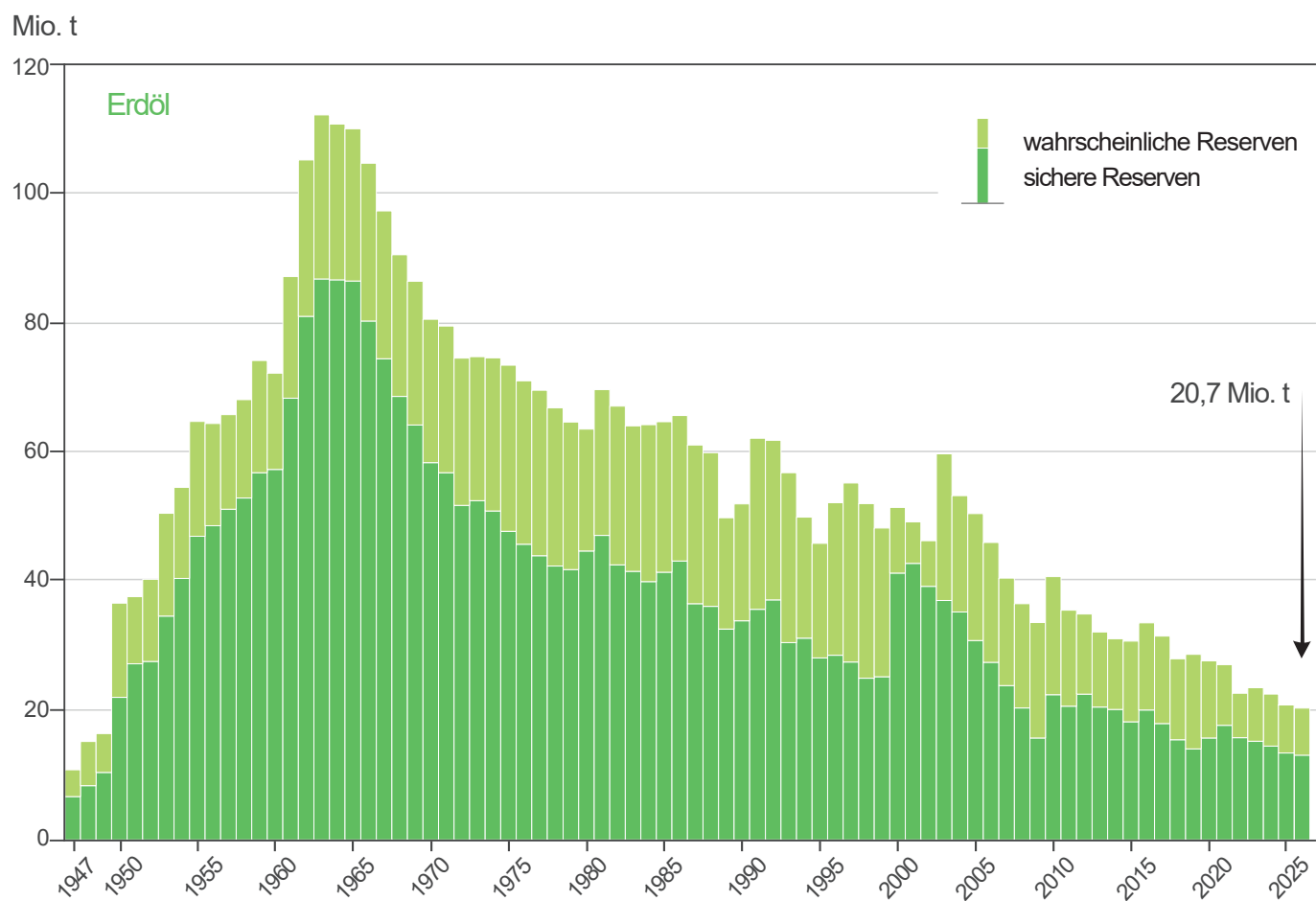




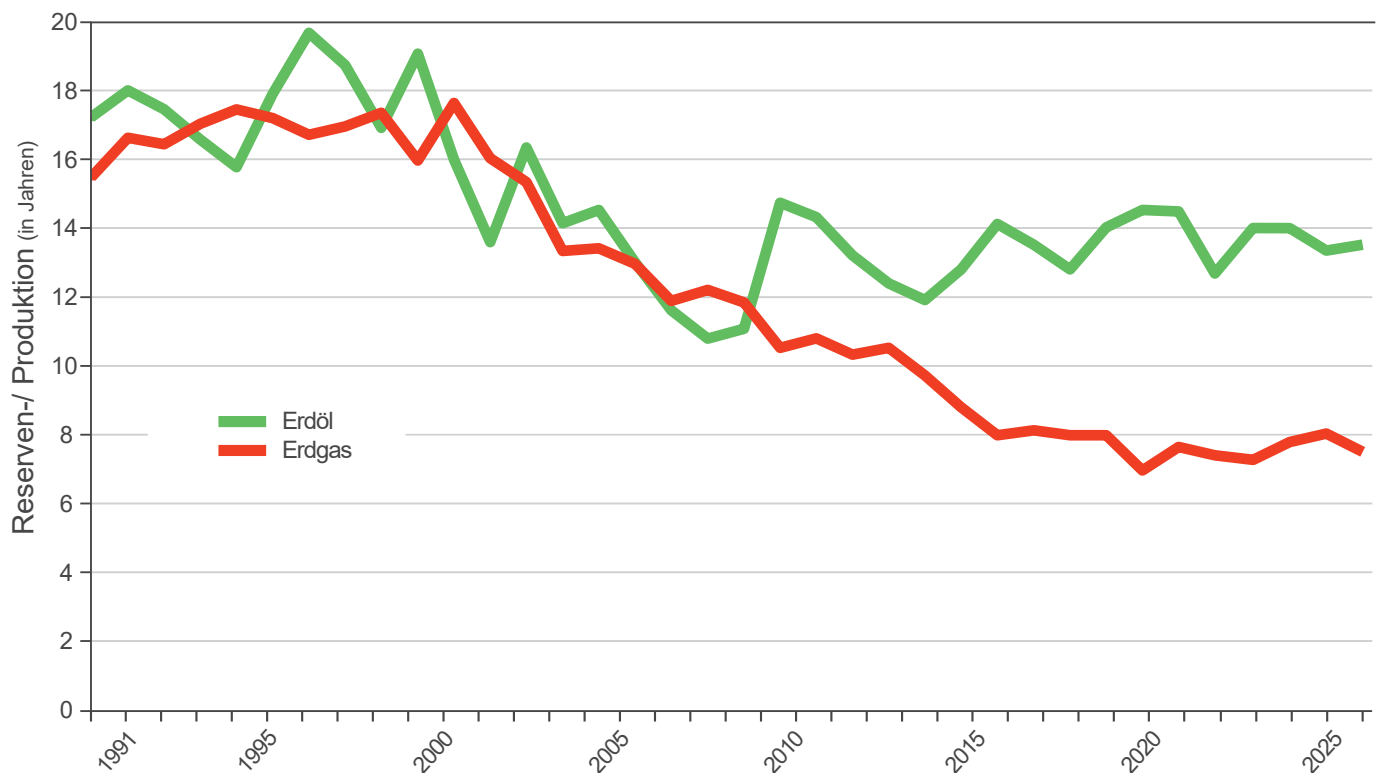
Anlage 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2025

[illegible]

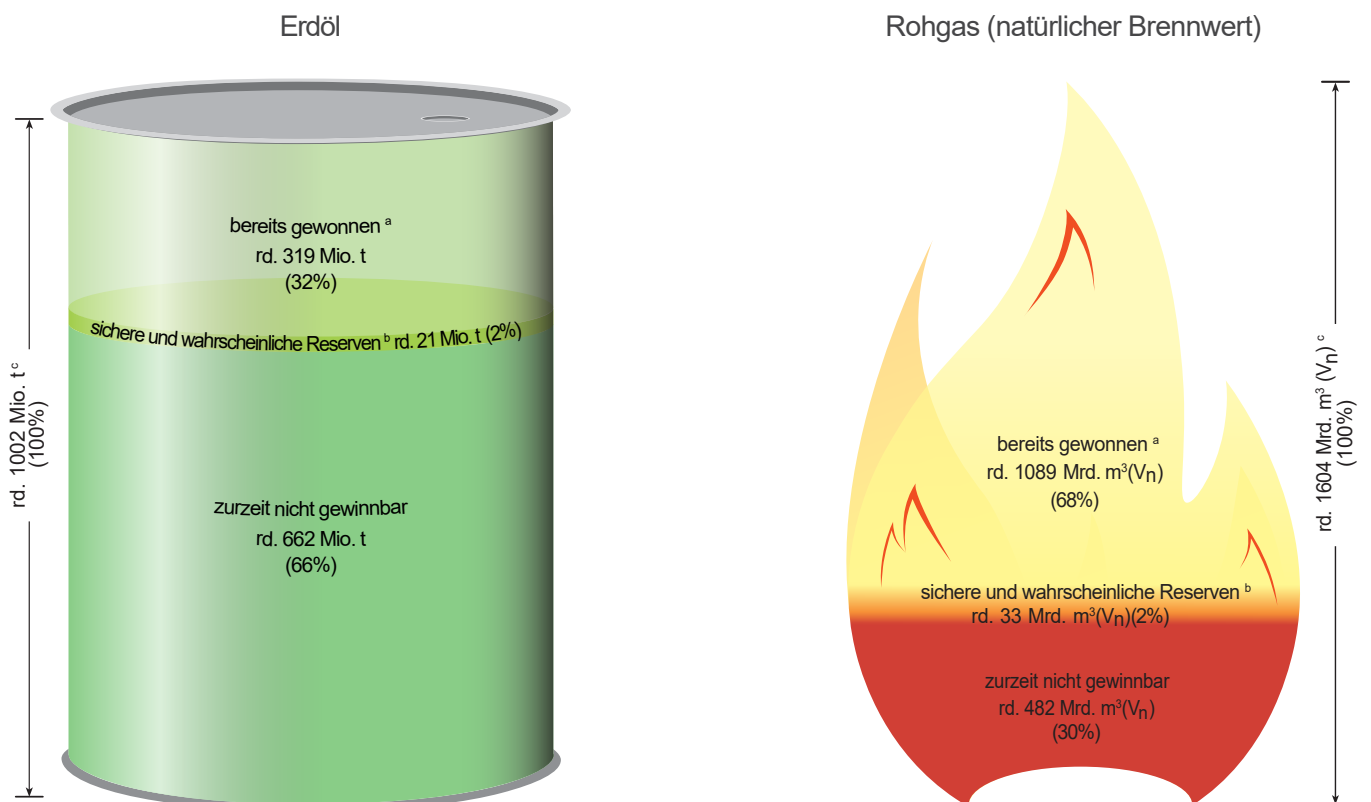
Anlage 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand: 31.12.2025)



Anlage 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand: 01.01.2026)

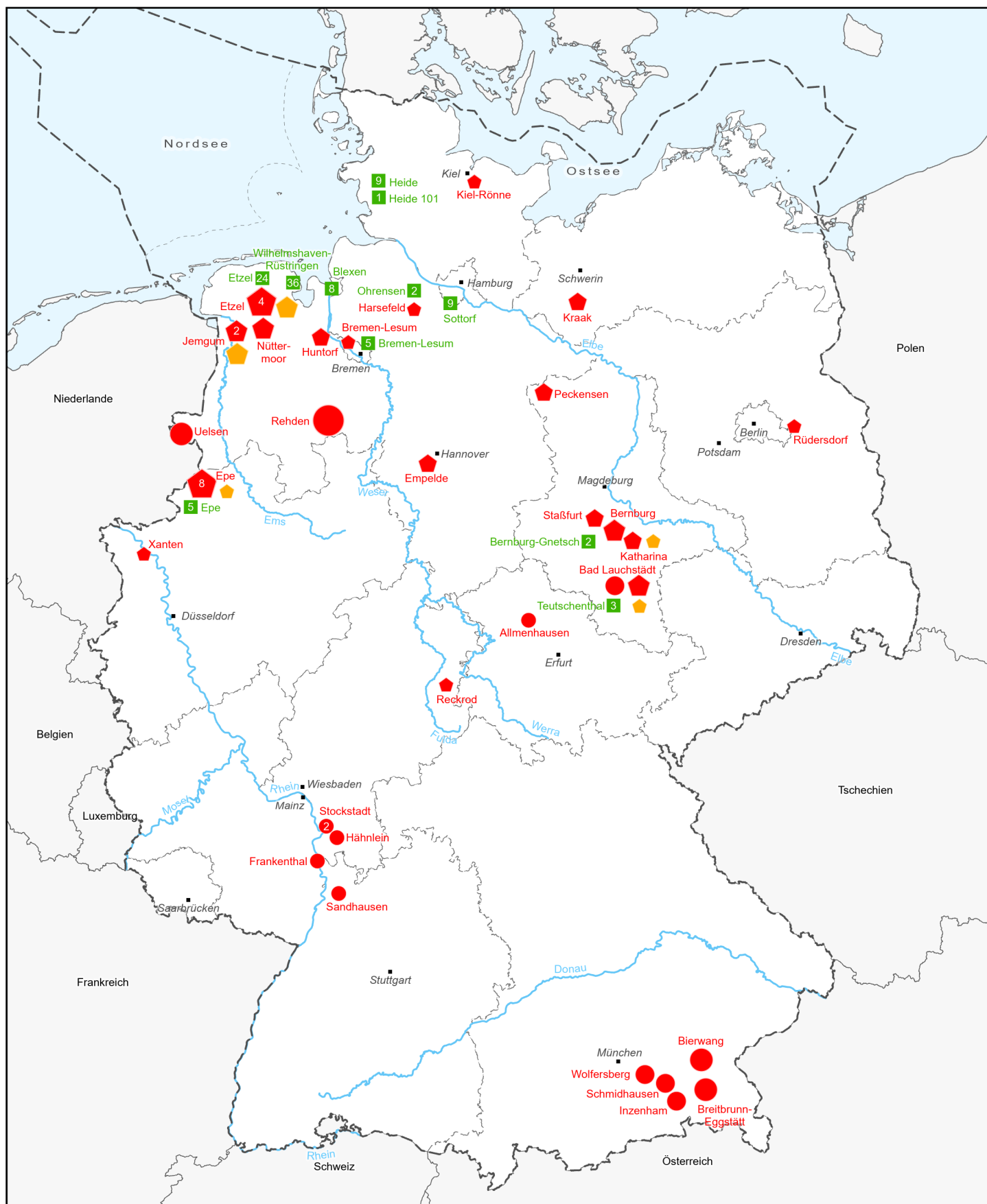


Anlage 10: Verhältnis Reserven-/Produktion (Stand: 01.01.2026)



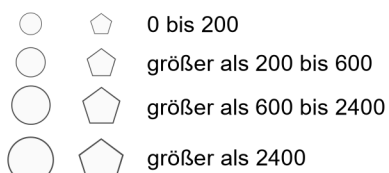
Anlage 11: Erdgas (Rohgas) und Erdöl in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 01.01.2026)

- a Kumulative Produktion bis zum 01.01.2026 anhand von historischen Daten und Meldungen der Betreiberfirmen,
- b Summe der bekannten sicheren und wahrscheinlichen Reserven in derzeitigen Bewilligungsfeldern anhand von Meldungen der Betreiberfirmen, Reservendefinition siehe Kapitel 5.3,
- c Die Summe des ursprünglichen Öl- bzw. Gasinhaltes in den bisher bekannten Lagerstätten (exklusive Schiefergas) auf heutigem Bundesgebiet wurde im vorliegenden Bericht neu ermittelt. Ermittlung anhand von historischen und aktuellen Meldungen der Betreiberfirmen oder mit Hilfe von Rückrechnungen historischer Produktionsdaten unter Annahme eines mittleren Ausbeutegrades für einzelne Felder ohne andere Angaben.

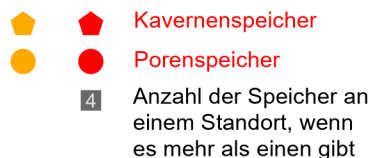


Untertagespeicher für: Erdgas

Verfügbares Arbeitsgas
in Millionen m^3 V_n

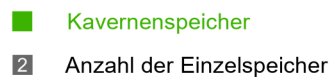


Planung / in Betrieb

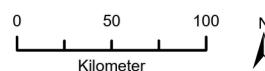


Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas

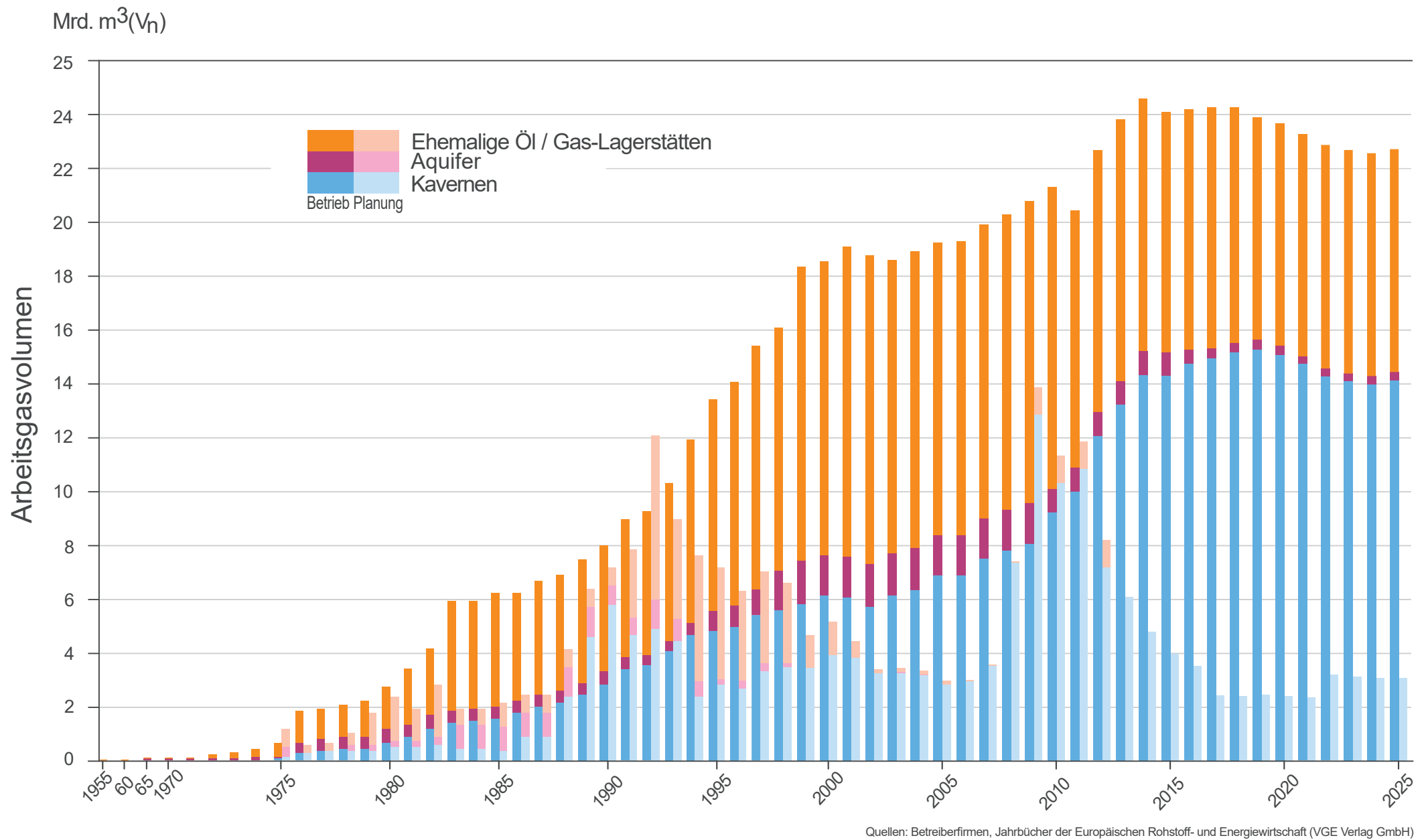
In Betrieb



Stand 31.12.2025



Anlage 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.



Anlage 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand: 31.12.2025)

ISSN 1864 – 7529