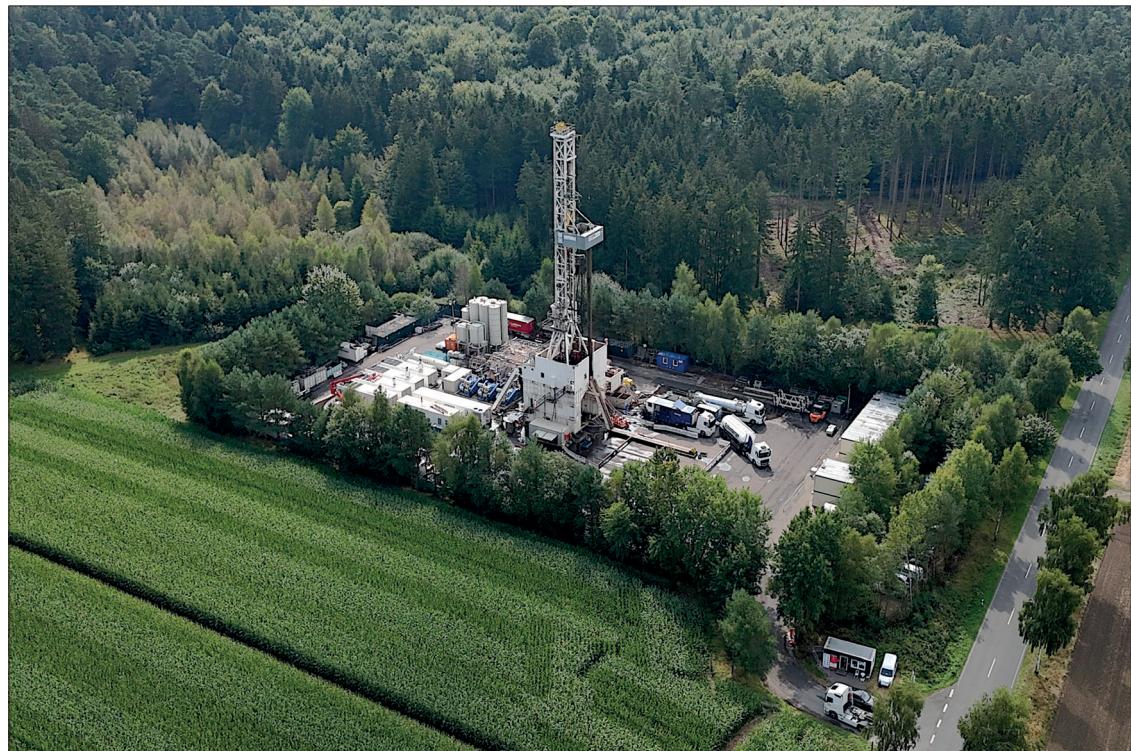


GeoBerichte 49



LANDESAMT FÜR
BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE



Erdöl und Erdgas in der
Bundesrepublik Deutschland
2024



Niedersachsen

GeoBerichte 49



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024

Hannover 2025

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: 08.07.2025

Redaktion: Ricarda Nettelmann

Mail: bodenkundlicheberatung@lbeg.niedersachsen.de

Titelbild: Die Aufschlussbohrung Wisselshorst Z1a in Niedersachsen wurde durch die Vermilion Energy Germany von August bis November 2024 erfolgreich bis in 4.900 m TVD abgeteuft. Die Bohrung hat die Zielhorizonte, die Sandsteine des Rotliegenden, gasführend angetroffen. Anschließend wurde bis Anfang 2025 ein erfolgreicher Fördertest durchgeführt. Der Anschluss an das Gasnetz ist für 2026 geplant. Das Titelbild zeigt die eingesetzte Bohranlage KCA Deutag T-207. Sie arbeitet im Rotaryverfahren mit einem Top-Drive mit einem maximalen Drehmoment von 63.000 Nm oder zeitweise mit einem Untertage-Antrieb. Vier Generatoren erzeugten bis zu 5.240 kW/7.028 PS, um die Bohranlage mit Energie zu versorgen. Weitere Informationen zu dieser Bohrung finden Sie im Kapitel 1.1.

Web: <https://www.vermillionenergy.com/de/>

Foto: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG

Text: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG

ISSN 1864–6891 (Print)

ISSN 1864–7529 (digital)

DOI 10.48476/geober_49_2025

GeoBer.	49	S. 3 – 53	5 Abb.	25 Tab.	13 Anl.	Hannover 2025
---------	----	-----------	--------	---------	---------	---------------

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024

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 2024. 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 2023 um weitere etwa 1.500 km² auf 16.400 km² verkleinert. Erlöschen sind sechs Erlaubnisfelder, und zwar in Bayern, Brandenburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Vier Erlaubnisse wurden neu erteilt, zwei in Baden-Württemberg und je eine in Bayern und Brandenburg.

Nachdem im Vorjahr keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas stattfanden, wurden 2024 wieder seismische Messungen durchgeführt und zwar ein kleinerer 3D-seismischer Survey in Niedersachsen.

Die inländische Bohraktivität hat sich 2024 gegenüber dem Vorjahr nur leicht verändert. Es wurde zwar eine Bohrung mehr gebohrt, aber die Bohrmeterleistung ging um etwa 5 % zurück und betrug 27.917 m.

Im Jahr 2024 wurden zwei Explorationsbohrungen abgeteuft; eine davon bohrte am Ende des Jahres noch. In der Statistik für 2024 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 nicht fündig erklärt.

Die Anzahl der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber 2023 nicht verändert. Es wurden 15 Bohrungen abgeteuft. In der Statistik kommen noch vier weitere Bohrungen dazu, die in den Vorjahren gebohrt worden waren, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2024 wurden neun Bohrungen fündig, davon sieben Bohrungen ölfündig und zwei Bohrungen gasfündig.

Die Erdgasförderung ist weiterhin rückläufig. Die Jahresfördermenge Rohgas ist gegenüber dem Vorjahr um 3,7 % zurückgegangen und betrug zuletzt 4,4 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war leicht rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 0,7 % 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 0,9 Mrd. m³ (2,5 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 34,7 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2024 entnommene Fördermenge konnte damit nahezu durch neu ausgewiesene Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 1,6 Mio. t (7,1 %) abgenommen und betrug zum Stichtag 21,2 Mio. t. Die 2024 entnommene Fördermenge ist also nicht durch neue Reserven ausgeglichen worden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Mrd. m³ auf 22,6 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch langfristig bis auf rund 26,6 Mrd. m³ 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 2024. 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 2023, the total area of exploration licenses has decreased by a further 1,500 km² to 16,400 km². A total of six exploration licenses have expired in Bavaria, Brandenburg, Lower Saxony, and Schleswig-Holstein. Only four new exploration licenses were granted, two in Baden-Württemberg and one in each of Bavaria and Brandenburg.

In contrast to the previous year, where no geophysical measurements have taken place to explore the subsurface for oil and gas, in 2024 a small 3D seismic survey was carried out in Lower Saxony.

Drilling activity in Germany has only changed slightly. Although there was one more well drilled in 2024, the drilling meterage decreased by 5 percent to 27,917 m.

Two new exploration wells were drilled in 2024, of which one was still drilling at the end of the year. There were another two exploration drilling projects from previous years that had not yet received a result. In 2024 one of them was declared unsuccessful.

The number of active development wells did not change. 15 new wells were drilled and a further four wells from previous years were still waiting for a result. In 2024, nine wells were completed with successful results, of which seven wells found oil and two found gas.

Natural gas production is still declining. Compared to the previous year, the annual production decreased by 3.7 percent and amounted to 4.4 billion m³ in field quality.

Oil production also declined slightly. Compared to the previous year, the output decreased by 0.7 percent and amounted to 1.6 million t (including condensate).

Combined proven and probable natural gas reserves continued to decline moderately. Compared to the previous year, the reserves decreased by 0.9 billion m³ (2.5 percent) and amounted to 34.7 billion m³ in field quality. The gas production withdrawn in 2024 was partly compensated by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves decreased by 1.6 million t (7.1 percent) compared to the previous year and amounted to 21.2 million t. The production volume withdrawn in 2024 could not be offset by additional reserves.

The available working gas volume of underground natural gas storage reservoirs decreased by 0.1 billion m³ to 22.6 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	14
4. Erdöl- und Erdgasproduktion	19
4.1. Erdölförderung	19
4.2. Erdgasförderung	24
5. Erdöl- und Erdgasreserven	28
5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2025	28
5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2025	29
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 2024	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 2024.
- 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 31.12.2024).
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee (Stand 31.12.2024).
-
- Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2024.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2024.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2019 bis 2024, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2024, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen im Jahr 2024.
- Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31.12.2024).
- Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2024.
- Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2020 bis 2024.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung der Felder 2024.
- Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2022 bis 2024 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 11: Jahresförderungen 2023 und 2024 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2020 bis 2024.
- Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2024 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2022 bis 2024 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 15: Jahresförderungen 2023 und 2024 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 16: Erdölreserven, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2025).
- Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2025).
- Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas), aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten (Stand 01.01.2025).
- Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2025).
- Tab. 20: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2024).
- Tab. 21: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2024).
- Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 23b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Vorwort

Nach Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und der folgenden Gasmangellage in Deutschland ist es 2022/23 mit entscheidenden Weichenstellungen gelungen, die Energieversorgung zu stabilisieren und zu sichern. Das vergangene Jahr 2024 stand ganz im Zeichen der Konsolidierung und Weiterentwicklung der eingeleiteten Maßnahmen. Wir sehen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft weiter voranschreitet, doch weiterhin bleibt Erdgas eine wichtige Brückentechnologie – sowohl für die Versorgungssicherheit als auch für den industriellen Einsatz. Die neue Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag festgelegt, dass neue, moderne und effiziente Gaskraftwerke für die Sicherstellung der Stromversorgung einen wesentlichen Beitrag leisten sollen. Erdgas wird also noch gebraucht. Auch Erdöl spielt weiterhin eine bedeutende Rolle, insbesondere bei der Mobilität und bei zahlreichen industriellen Prozessen.

Die geopolitischen Rahmenbedingungen bleiben herausfordernd. Die US-Präsidentenwahl 2024 hat international für ganz besondere Aufmerksamkeit gesorgt und neue Unsicherheiten im Hinblick auf die künftige Ausrichtung der amerikanischen Energie- und Klimapolitik sowie das transatlantische Verhältnis geschaffen. Parallel wirken die Folgen des russischen Angriffskrieges weiterhin auf die europäische Energieversorgung. Beide Entwicklungen verdeutlichen, wie stark die heimische Energiewirtschaft in ein globales Spannungsfeld eingebettet ist – und wie wichtig es ist, langfristig stabile, sichere und nachhaltige Strukturen aufzubauen.

Vor diesem Hintergrund gewinnt auch die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas an Bedeutung – nicht als Gegenmodell zur Energiewende, sondern als ergänzender, planbarer Bestandteil einer komplexen Transformationsphase. Der Zugriff auf verlässliche Produktions- und Reservestatistiken liefert dabei nicht nur eine Momentaufnahme, sondern auch wichtige Anhaltspunkte für politische und wirtschaftliche Entscheidungen.

Gleichzeitig wird immer deutlicher, dass die Transformation der Energieversorgung nicht losgelöst von gesellschaftlichen Debatten erfolgen kann. Fragen nach sozialer Gerechtigkeit,

etwa im Hinblick auf Energiepreise oder Infrastrukturvorhaben, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Die Akzeptanz für neue Technologien, für den Ausbau von Speicher- und Transportkapazitäten oder für die Nutzung heimischer Ressourcen ist eng mit Transparenz, Beteiligung und Vertrauen in politische Entscheidungen verknüpft. Die Energiewende ist daher nicht nur ein technisches oder wirtschaftliches, sondern auch ein gesellschaftliches Projekt.

Der vorliegende Bericht liefert eine fundierte Analyse zur Situation und Entwicklung der Erdöl- und Erdgasgewinnung in Deutschland. Er basiert auf den regelmäßig vom LBEG erhobenen Daten der Unternehmen und zuständigen Bergbehörden und liefert wertvolle Einblicke in die Situation der inländischen Exploration, Produktion und Speicherung von Erdöl und Erdgas.

Ich danke allen Beteiligten für ihre Mitwirkung an der Erstellung dieses Berichts. 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 im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr nur leicht verändert. Diese Entwicklung wird sowohl in der Anzahl der aktiven Bohrungen als auch in der Bohrmeterleistung deutlich.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind – hat sich gegenüber dem Vorjahr um eine Bohrung erhöht (Kap. 1.2). 90 % der ursprünglich für das Jahr 2024 geplanten Bohrungen wurden auch gebohrt.

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert um etwa 1.500 m zurückgegangen (Kap. 1.3).

1.1. Explorationsbohrungen

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

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2024 werden vier Bohrungen geführt (Tab. 1). Zwei dieser Bohrungen wurden 2024 abgeteuft. Die beiden anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten.

Im Folgenden werden die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt.

1.1.1. Aufschlussbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Wisselhorst Z1a** (Vermilion¹; Anl. 2; siehe Titelbild) 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 **Wisselhorst 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 **Wisselhorst Z1a** wurde ein Zielgebiet ausgewählt, das sich etwa 1,5 km südöstlich des Landepunktes der Bohrung **Wisselhorst Z1** befindet. Dort wurden aufgrund der Position innerhalb des synsedimentären Schneverdingen-Grabens bessere Speichereigenschaften erwartet. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine etwa in der erwarteten Tiefenlage und gasführend angetroffen. Gegen Ende des Jahres wurden Fördertests durchgeführt, die Anfang 2025 fortgesetzt wurden. Ein Ergebnis der Bohrung lag zum Ende des Berichtsjahres noch nicht vor.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde im Jahr 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG; Anl. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealdens und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschifer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschifer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschifer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist, wurde nicht durchgeführt. Ende 2024 wurde die Bohrung nicht fündig gemeldet.

Oberrheintal

Die Bohrung **Schwegenheim 1** (Palatina; Anl. 2) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben, ähnlich der Situation der Öl-lagerstätte Römerberg, auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-

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

Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoir 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, 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 sollen 2025 durchgeführt werden.

1.1.2. Teilstellsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Im westlichen Teil des Erlaubnisfeldes Bommelsen wurde die Bohrung **Weißenmoor-Süd Z1** (Vermilion; Anl. 2) abgeteuft. Mit dieser Bohrung wurde erkundet, ob sich die Erdgasführung in den Rotliegend-Sandsteinen analog dem nördlich gelegenen Erdgasfeld Weißenmoor und dem südlich gelegenen Erdgasfeld Hamwiede auch auf das Gebiet des Erlaubnisfeldes Bommelsen erstreckt. Der geplante Aufschlag-

punkt der Bohrung auf dem Zielhorizont befindet sich etwa 1,1 km südlich vom Südrand des Erdgasfeldes Weißenmoor entfernt. Zum Ende des Berichtsjahres stand die Bohrung in einer Teufe von 5.120 m im Havel-Sandstein des Rotliegenden. Die Endteufe war aber noch nicht erreicht.

1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr um eine Bohrung auf 17 erhöht. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben.

Zusätzlich werden in der Statistik noch sieben weitere Bohrungen geführt, die bereits vor 2024 gebohrt worden waren, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2024 mit ihren Ergebnissen bzw. Status zum Jahresende 2024 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 24 Bohrungen haben 13 ein Ergebnis erhalten; davon wurden zwei Bohrungen gasfündig und sieben ölfündig gemeldet.

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

Tab. 1: Explorationsbohrungen im Jahr 2024. Bohrlokalisationen siehe Anlagen 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
Elbe-Weser							
Wisselshorst Z1a	Vermilion	32546484	5863349	n. k. E.	Rotliegend	5.314,0	Altmark-Subgr.
Weser-Ems							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	nicht fündig	Lias Epsilon	1.677,4	Lias Epsilon
Teilstellsuchbohrung (A4)							
Elbe-Weser							
Weißenmoor-Süd Z1	Vermilion	32530555	5865963	bohrt	Rotliegend		

Status mit Stand vom 31. Dezember 2024; ¹: Endteufe vor 2024 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen im Jahr 2024.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Osterheide Z2	Vermilion	Rotliegend	gasfündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29 (8.) ¹	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Mittelplate-A 31 (7.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	nicht fündig
Weissenmoor Z3	Wintershall Dea	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 39 (5.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 80a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 173a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	nicht fündig
Emlichheim 173b	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 328	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	bohrt
Emlichheim 329	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim-Nord Z1a	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 608 ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 609 ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 524	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 525	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Ringe H1	Neptune	Bentheim-Sandstein	Ziel nicht erreicht
Ringe H1a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Oberrheintal</i>			
Römerberg H1a, Vtfg.	Neptune	Muschelkalk	noch kein Ergebnis
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH Palatina – Palatina GeoCon GmbH & Co. KG Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG Wintershall Dea – Wintershall Dea Deutschland GmbH			Status mit Stand vom 31. Dezember 2024 ¹ : Endteufe vor 2024 erreicht

1.3. Bohrmeterleistung

Die Bohrmeterleistung des Jahres 2024 ist gegenüber dem Vorjahr um etwa 5 % bzw. 1.500 m zurückgegangen und betrug 27.917 m. Den Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre hat sie um knapp 36 % übertroffen, jedoch ist dieser Mittelwert noch deutlich durch die geringe Bohraktivität während der Corona-Pandemie geprägt.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2024 aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien 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 2019 bis 2024, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien.

Jahr	Bohrmeter	Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
		m %		A3 m %		A4 m %		A5 m %		B1 m %		B2 m %	
2019	43.416 100	3.435	7,9	13.620	31,4	6.105	14,1	744	1,7	18.168	41,8	1.344	3,1
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	–	–	–
Mittelwert 2019–2023	20.576 100	687	3,3	5.284	25,7	1.221	5,9	2.342	11,4	9.241	44,9	1.801	8,8

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2024, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3 m	A4 m	A5 m	B1 m	B2 m	B3 m		
Bundesland								
Niedersachsen	3.474,7	5.120,0	–	2.049,0	9.451,2	2.856,9	22.951,8	82,2
Rheinland-Pfalz	–	–	–	–	–	134,0	134,0	0,5
Schleswig-Holstein	–	–	–	–	4.831,1	–	4.831,1	17,3
Gebiet								
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	4.831,1	–	4.831,1	17,3
Elbe-Weser	3.474,7	5.120,0	–	2.049,0	5.215,0	–	15.858,7	56,8
Westlich der Ems	–	–	–	–	4.236,2	2.856,9	7.093,1	25,4
Oberrheintal	–	–	–	–	–	134,0	134,0	0,5

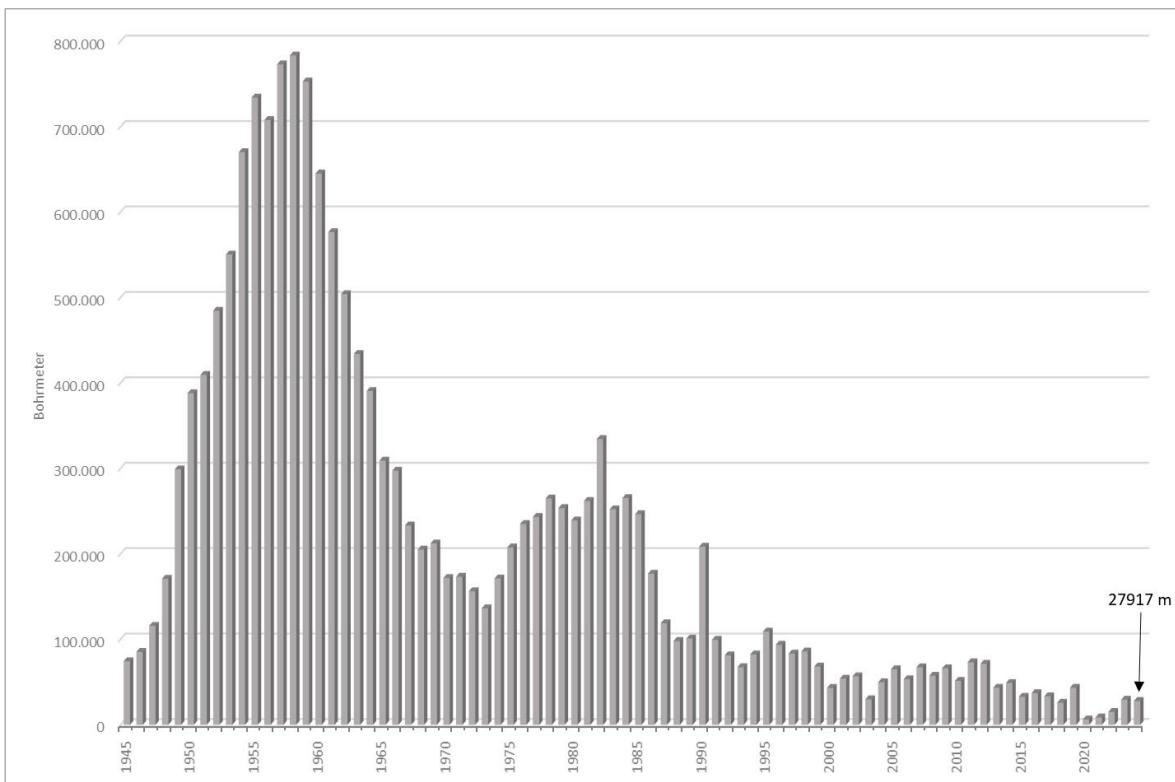


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2024.

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 Bohrungsklassifikation:

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

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilstellfeld 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.

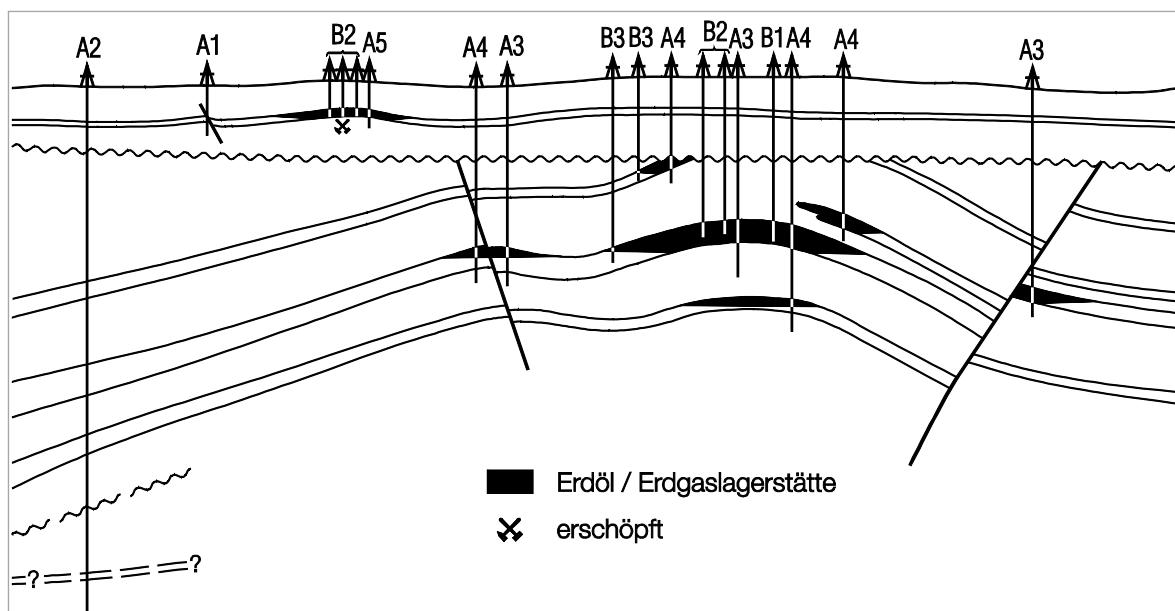


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2. Geophysik

Nachdem im Vorjahr keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt worden waren, wurde 2024 wieder ein seismischer Survey akquiriert, und zwar der 3D-seismische Survey Vorhop-Knesebeck 3D. Er wurde im Auftrag der Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG im Bereich der Erdölla-

gerstätte Knesebeck durchgeführt. Die Auslagerfläche hatte eine Ausdehnung von etwa 22 km². Die Messungen wurden durchgeführt, um detaillierte Informationen zum geologischen Aufbau des Untergrundes zu erhalten und damit auch die Erfolgswahrscheinlichkeit zukünftiger Produktionsbohrungen zu erhöhen.

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

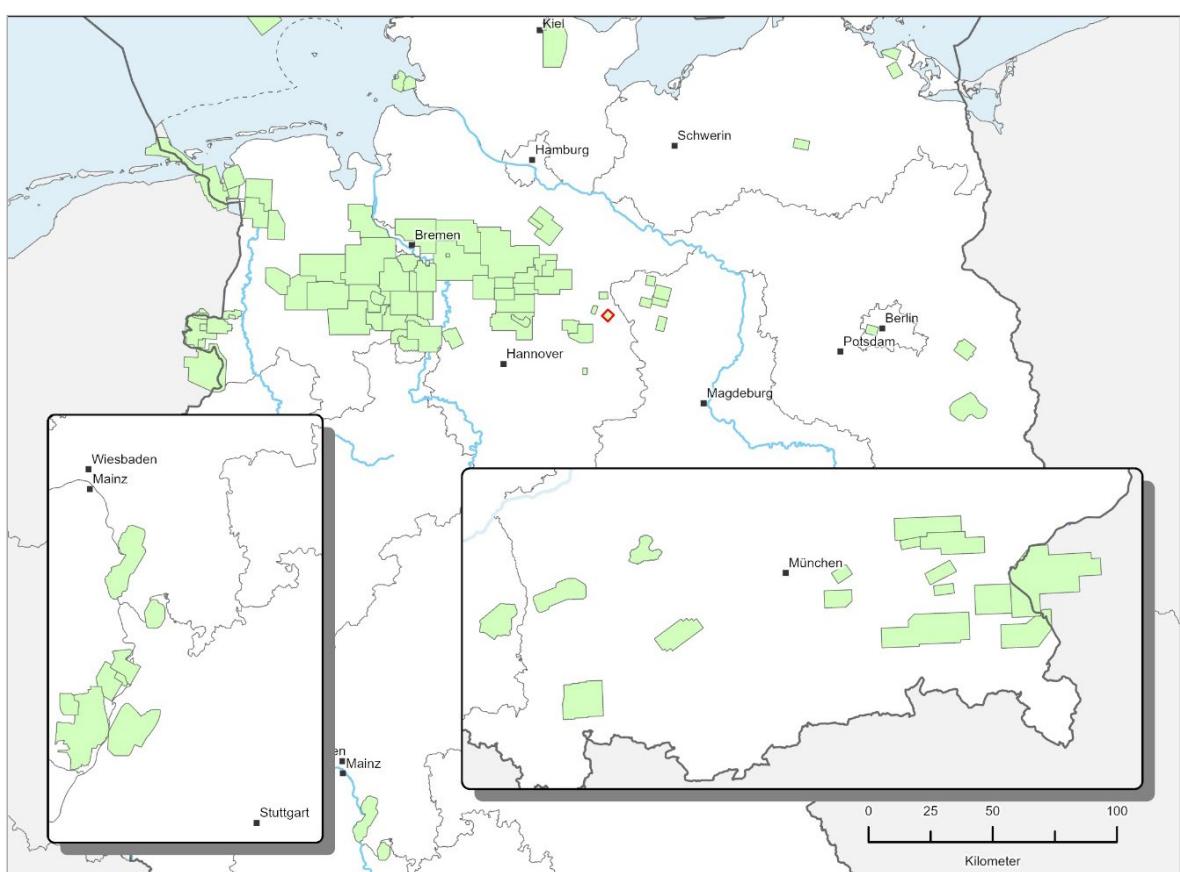


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen (grün eingefärbt) der Erdöl- und Erdgassuche und -gewinnung und der Unterage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Das Messgebiet des Jahres 2024 ist rot umrandet.

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 2024 vier Erlaubnisfelder neu erteilt,

aber es sind auch sechs Erlaubnisfelder erloschen.

Im Vergleich zum Vorjahr hat die Gesamtfläche von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen um etwa 1.500 km² abgenommen und betrug Ende 2024 noch 16.400 km².

Neue Erlaubnisfelder wurden in den Ländern Baden-Württemberg, Bayern und Brandenburg erteilt. Zusammen haben sie eine Fläche von etwa 260 km².

Sechs Erlaubnisfelder mit einer Gesamtfläche von mehr als 1.700 km² sind erloschen.

In den Ländern Baden-Württemberg und Brandenburg hat sich die Konzessionsfläche um jeweils fast 100 km² vergrößert.

In Schleswig-Holstein hat die Konzessionsfläche um 900 km² abgenommen; dort ist inzwischen kein Erlaubnisfeld mehr erteilt. In Bayern hat sich die Fläche um 620 km² verkleinert, in Niedersachsen um etwa 120 km².

In den Ländern 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.

Die Erlaubnis Brimir in Mecklenburg-Vorpommern war bereits Ende 2023 erteilt worden, aber im Vorjahresbericht noch nicht berichtet worden. Dort steht die Aufsuchung von Helium im Fokus. Da Helium zumindest im Festlandsbereich kein eigenständiger 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.

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 2024.

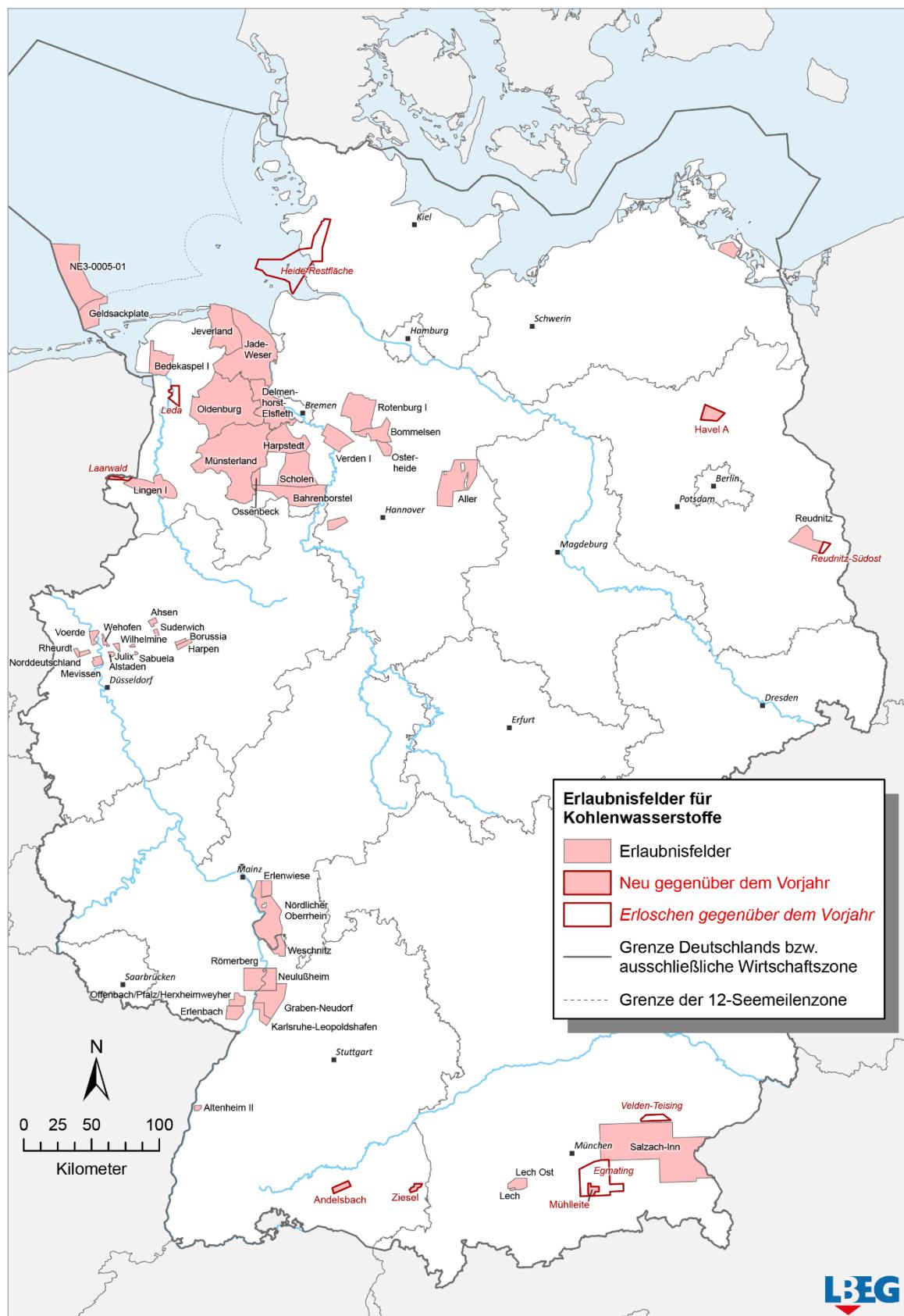
Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse		
Andelsbach	Afton Energie GmbH	Baden-Württemberg
Havel A	Jasper Resources GmbH	Brandenburg
Mühlleite	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Ziesel	Afton Energie GmbH	Baden-Württemberg
Erloschene Erlaubnisse		
Egmating (großräumige Aufsuchung)	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Heide-Restfläche	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Schleswig-Holstein
Laarwald	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Leda	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Reudnitz-Südost	Genexco GmbH	Brandenburg
Velden-Teising (großr. Aufsuchung)	Genexco Gas GmbH	Bayern
Quelle: zuständige Bergverwaltungen		

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31. Dezember 2024).

Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie		
Lech	Genexco Gas GmbH	Bayern
Lech Ost	Genexco GmbH	Bayern
Mühlleite	Terrain Energy Germany GmbH	Bayern
Salzach-Inn	ONEO GmbH & Co. KG	Bayern
Bergamt Stralsund		
Brimir	45-8 Guhlen GmbH	Mecklenburg-Vorpommern
Bezirksregierung Arnsberg		
Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
Julix	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen

Tab. 6: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (Stand 31. Dezember 2024) (Fortsetzung).

Name	Inhaber	Bundesland
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		
Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bahrenborstel	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bedekaspel I	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Bommelsen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., ONE-Dyas B.V.	Niedersachsen
Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Lingen I	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
Lüdersfeld I	Concept Real fünf 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	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
Verden I	Wintershall Dea Deutschland GmbH	Niedersachsen
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg		
Havel A	Jasper Resources GmbH	Brandenburg
Reudnitz	Genexco GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz		
Erlenbach	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Offenbach/Pfalz/ Herxheimweyher	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Römerberg	Palatina GeoCon 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		
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		



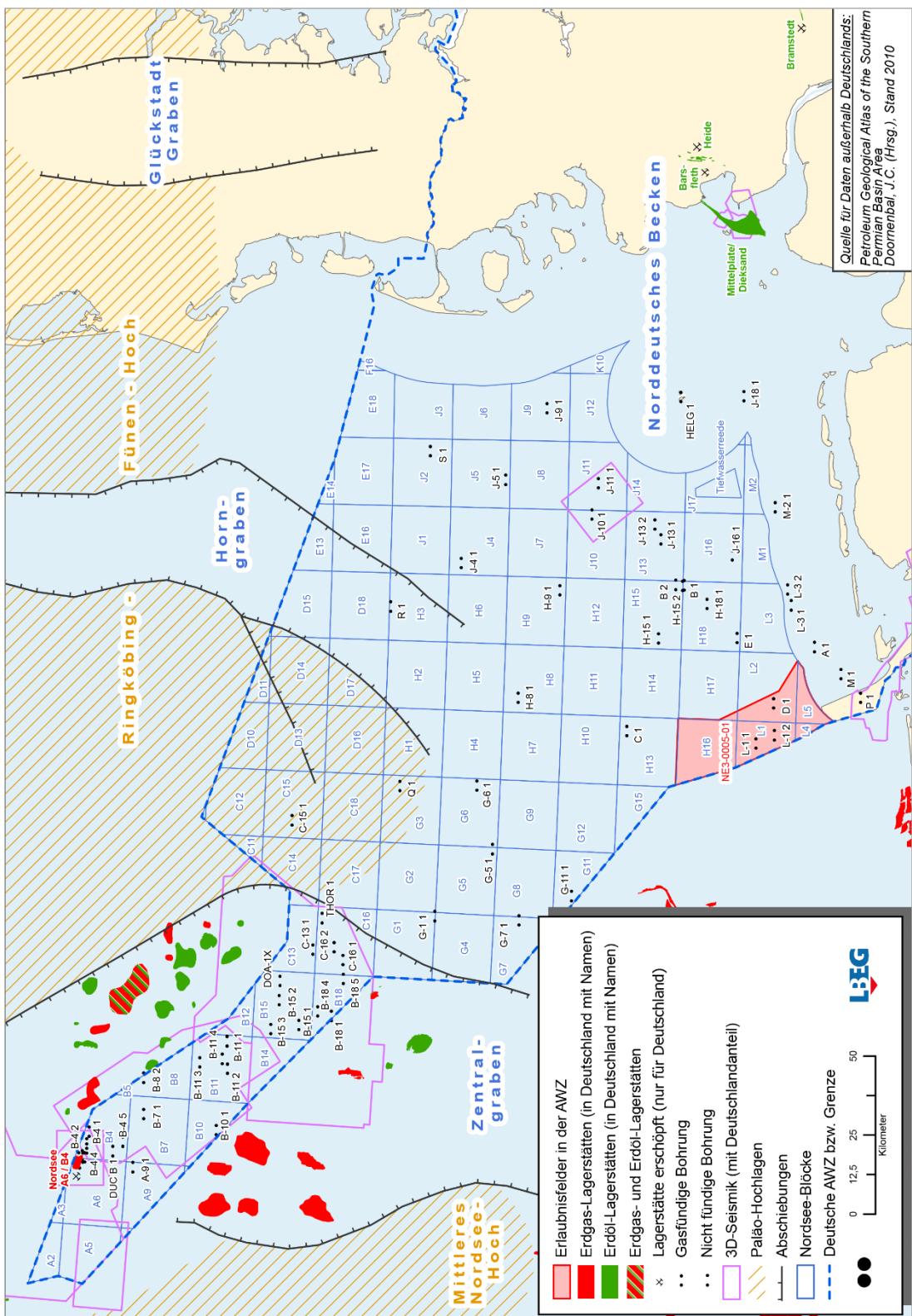


Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee am 31.12.2024.

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2024 1,6 Mio. t **Erdöl** (Tab. 7) und trug so zu 2,0 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 88,6 Mio. t (AGEB 2025) in Deutschland bei.

Tab. 7: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2024.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Baden-Württemberg	880	0,1	—	—	—	—	0	0,0
Bayern	36.543	2,2	6.713.810	0,2	1.329.258	3,2	8.043.068	0,2
Hamburg	5.838	0,4	—	—	360.005	0,9	360.005	0,0
Hessen	1.940	0,1	—	—	50.576	0,1	50.576	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	6.725	0,4	—	—	2.009.010	4,8	2.009.010	0,0
Niedersachsen	535.799	33,0	4.323.108.182	98,1	23.561.875	56,0	4.346.670.057	97,7
Rheinland-Pfalz	135.611	8,3	—	—	1.826.214	4,3	1.826.214	0,0
Sachsen-Anhalt	—	—	65.814.590	1,5	—	—	65.814.590	1,5
Schleswig-Holstein	901.002	55,5	—	—	12.967.527	30,8	12.967.527	0,3
Thüringen	—	—	9.678.145	0,2	—	—	9.678.145	0,2
Summe	1.624.338	100	4.405.314.727	100	42.104.465	100	4.447.419.192	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 „Hünäus-Bohrung“, die in 36,5 m Tiefe anstelle des vermuteten Braunkohlevorkommens auf Öl stieß.

Im Berichtsjahr 2024 wurden in Deutschland 1,6 Mio. t Erdöl einschließlich 7.949 t Kondensat gefördert (Tab. 7). Die Erdölproduktion fiel damit geringfügig um ca. 11.000 t (-0,7 %) im Vergleich zum Vorjahr (Tab. 8 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die bedeutendsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,44 Mio. t Öl, was 89 % der deutschen Gesamtproduktion entspricht. In Schleswig-Holstein stieg die Produktion von Erdöl 2024 auf 901.000 t. Das sind 8.000 t

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2024 bei 4,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 7) bzw. 4,1 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 letzjährige Erdgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 4,9 % aus inländischer Förderung gedeckt (s. Kap. 6).

(0,9 %) mehr als 2023. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 55,5 %. Im selben Zeitraum produzierten die Ölfelder Niedersachsens 536.000 t Öl. Dies sind 33.000 t (-5,9 %) weniger als im Vorjahr und entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 33,0 %. In Rheinland-Pfalz hingegen stieg die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um 18.000 t auf 136.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung betrug damit 8,4 %.

Nach **Fördergebieten** aufgeschlüsselt wurden im vergangenen Jahr in den Erdölgäbenen nördlich der Elbe 905.000 t gefördert, was einer Steigerung von 7.000 t oder 0,8 % entspricht. Westlich der Ems fiel die Produktion um 14.000 t (-4,1 %) auf 339.000 t. Im Oberrheintal hingegen wurden 138.000 t Erdöl gefördert. Das sind 19.000 t (15,9 %) mehr als im Vorjahr (Tab. 10).

Am Stichtag 31. Dezember 2024 standen 43 Ölfelder in Produktion und damit 2 weniger als im Vorjahr. Das Feld Adorf wurde aufgegeben und in Eddesse-Nord sind alle Bohrungen verfüllt. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 56 auf 629 (Tab. 8).

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung 2020 bis 2024.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)	Anzahl	Anzahl
2020	1.896	56.016	49	743
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

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 90 % der Gesamtölförderung im Jahr 2024. Die unterschiedlichen 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 Römerberg im Oberrheintal. Als viertes großes Ölfeld ist Rühle in Niedersachsen zu nennen. In 15 der insgesamt 43 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 901.002 t Öl aus 29 Fördersonden produzierte das Feld 55,5 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 7.823 t mehr als im Vorjahr, was weniger als 1 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 31.069 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen des Valangins und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2024 wurden 240 t weniger Erdöl gefördert als 2022. 74 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1708 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Fünf Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 124.105 t Erdöl. Das sind 18.946 t oder 15,3 % mehr gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 24.821 t.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangins in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2024 wurden mit 113.261 t 7.696 t oder 6,8 % weniger Erdöl gefördert als 2023. 132 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 858 t standen hier in Förderung.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2024 unter 100.000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2024.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden*
				2024	kumulativ	2024	kumulativ	
Nördlich der Elbe								
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	Win.Dea	901.002	41.784.118	12.967.527	582.892.762	29
HH	Reitbrook-West/Allermöhe aus aufgegebenen Vorkommen	1960	Neptune	3.635	3.445.437	310.933	54.417.877	4
	Summe Gebiet			–	22.652.578	–	937.010.610	–
				904.637	67.882.133	13.278.460	1.574.321.249	33
Oder/Neiße-Elbe								
MV	Lütow	1965	Neptune	962	1.362.539	32.330	646.552.118	1
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-) aus aufgegebenen Vorkommen	1988	Neptune	5.763	149.645	1.976.680	37.780.477	2
	Summe Gebiet			–	1.867.171	–	714.182.212	–
				6.725	3.379.355	2.009.010	1.398.514.807	3
Elbe-Weser								
NI	Eldingen	1949	EMPG	3.389	3.372.406	9.973	27.387.852	5
NI	Hankensbüttel	1954	E / V	18.369	15.215.484	224.950	371.785.980	8
NI	Höver	1956	Vermilion	603	363.414	26.620	13.143.629	8
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	27.292	3.608.665	27.240	29.724.772	15
NI	Lehrte	1952	5P	–	449.559	–	19.089.651	–
NI	Lüben	1955	EMPG	4.436	1.979.197	35.133	11.437.084	2
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	4.853	608.615	55.368	6.000.332	4
NI	Nienhagen	1861	EMPG	3.121	6.999.177	12.810	3.232.406	3
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	3.546	1.604.338	1.658.750	98.659.437	18
NI	Rühme	1954	EMPG	9.427	2.384.509	237.696	22.176.024	22
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	2.576	3.057.912	57.361	54.826.890	2
NI	Thönse (Jura)**	1952	EMPG	2.306	148.904	–	–	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	22.852	3.163.383	1.255.250	197.324.184	25
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			854	197.732	–	–	–
	Summe Gebiet			–	35.508.729	–	1.501.072.556	–
				103.623	78.662.027	3.601.151	2.355.860.796	112
Weser-Ems								
NI	Barenburg	1953	EMPG	15.659	7.255.742	973.577	548.299.879	19
NI	Bockstedt	1954	Win.Dea	5.430	3.722.190	64.619	61.803.461	–
NI	Bramberge	1957	Neptune	45.214	20.390.759	4.793.613	1.141.307.642	32
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Win.Dea	1.292	2.775.064	29.828	119.439.187	–
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	2.212	3.753.382	31.401	87.594.678	–
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	6.036	3.533.493	184.667	100.242.262	5
NI	Hagen	1957	EMPG	59	142.700	463	11.141.668	–
NI	Harme	1956	EMPG	86	345.296	7.158	51.682.761	–
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	2.424	2.329.455	122.190	225.293.143	6
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	406	125.989	8.651	7.403.996	3
NI	Löningen	1960	EMPG	5.683	785.535	362.635	362.397.732	6
NI	Matrum	1982	EMPG	396	199.792	40.803	24.245.571	1
NI	Siedenburg	1957	EMPG	2.594	1.133.441	121.045	64.576.142	7
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	5.231	2.810.288	470.102	302.457.117	9
NI	Welpe/Bollermoor	1957	EMPG	2.240	2.017.117	102.452	558.487.965	5
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			62	67.684	–	–	–
	Summe Gebiet			–	9.161.480	–	656.317.476	–
				95.025	60.549.408	7.313.204	4.322.690.678	93

HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein;

E: EMPG, V: Vermilion, W: Win.Dea;

5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH,

Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.

* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2024. ** Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1.000 t/a, vgl. Tabelle 13.

Tab. 9: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2024 (Fortsetzung).

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden*
				2024	kumulativ	2024	kumulativ	
Westlich der Ems								
NI	Emlichheim	1944	Win.Dea	126.360	11.783.709	2.181.327	168.930.651	74
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	54.975	19.680.005	3.553.150	1.820.047.137	83
NI	Meppen	1960	EMPG	10.167	3.394.596	594.614	160.452.163	11
NI	Ringe	1998	Neptune	18.293	556.393	395.673	9.523.613	5
NI	Rühle	1949	E / N	113.261	35.994.217	4.521.417	1.756.846.849	132
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	15.601	9.094.995	1.450.411	545.798.275	17
Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				698	307.367	—	—	—
				—	5.057.947	—	706.150.961	—
Summe Gebiet				339.354	85.869.227	12.696.592	5.167.749.650	322
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	—	1.399.014	—	31.171.438	—
RP	Landau	1955	ONEO	11.505	4.623.568	197.468	19.057.943	44
RP	Römerberg	2003	Neptune	124.105	1.978.381	1.628.746	21.035.046	5
HE	Schwarzbach	2015	Rhein Petr.	1.940	6.680	50.576	141.901	2
aus aufgegebenen Vorkommen				—	1.683.380	—	51.020.324	—
Summe Gebiet				137.551	9.691.023	1.876.790	122.426.652	51
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	ONEO	28.888	1.780.316	1.153.393	106.223.380	10
BY	Hebertshausen	1981	ONEO	2.719	167.401	—	—	1
BY	Lauben	1958	ONEO	1.846	36.120	10.311	90.938	1
BY	Schwabmünchen	1968	ONEO	3.028	81.448	165.554	1.583.602	3
Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				942	26.001	—	—	—
				—	8.412.427	—	2.381.303.378	—
Summe Gebiet				37.423	10.503.712	1.329.258	2.489.201.298	15
Kondensat der Erdgasförderung								
Thüringer Becken				—	32.653	—	—	—
Aus aufgegebenen Vorkommen								
Niederrhein-Münsterland				—	9.688	—	—	—
Nordsee				—	813.228	—	—	—
Thüringer Becken				—	16.693	—	17.822.000	—
Summe Deutschland				1.624.338	317.409.147	42.104.465	17.448.587.130	629

BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz;

E: EMPG, N: Neptune;

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH,

ONEO: ONEO GmbH & Co. KG, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.

* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2024.

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden 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 2024, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,6 Mio. t, einen Anteil von 11,5 %. 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 2024 bei über 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2024 bei rund 63 %. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2024 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 2024 bei 8 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Tertiärs (3 %), des Malms (2 %) sowie des Perms (0,4 %) folgen (Anl. 7).

Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 2022 bis 2024 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2022		2023		2024		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	—	—	—	—	—	—	813.228	0,3
Nördlich der Elbe	954.270	56,2	897.769	54,9	904.637	55,7	66.977.496	21,2
Oder/Neiße-Elbe	9.206	0,5	8.600	0,5	6.725	0,4	3.372.630	1,1
Elbe-Weser	96.944	5,7	107.302	6,6	103.623	6,4	78.558.522	24,9
Weser-Ems	119.003	7,0	111.367	6,8	95.025	5,9	60.456.527	19,1
Westlich der Ems	368.136	21,7	353.844	21,6	339.354	20,9	85.529.873	27,1
Thüringer Becken	—	—	—	—	—	—	49.346	0,0
Niederrhein-Münsterland	—	—	—	—	—	—	9.688	0,0
Oberrheintal	116.850	6,9	118.731	7,3	137.551	8,5	9.553.489	3,0
Alpenvorland	34.605	2,0	37.719	2,3	37.423	2,3	10.466.197	3,3
Summe	1.699.014	100	1.635.331	100	1.624.338	100	315.786.998	100

Tab. 11: Jahresförderungen 2023 und 2024 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2023		2024		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	893.179	54,6	901.002	55,5	41.784.118	13,2	29
Emlichheim (NI)	126.120	7,7	126.360	7,8	11.783.709	3,7	74
Römerberg (RP)	105.159	6,4	124.105	7,6	1.978.381	0,6	5
Rühle (NI)	120.957	7,4	113.261	7,0	35.994.217	11,3	132
Georgsdorf (NI)	57.608	3,5	54.975	3,4	19.680.005	6,2	83
Bramberge (NI)	49.121	3,0	45.214	2,8	20.390.759	6,4	32
Aitingen (BY)	29.243	1,8	28.888	1,8	1.780.316	0,6	10
Knesebeck (NI)	18.097	1,1	27.292	1,7	3.608.665	1,1	15
Vorhop (NI)	22.578	1,4	22.852	1,4	3.163.383	1,0	25
Hankensbüttel (NI)	26.824	1,6	18.369	1,1	15.215.484	4,8	8

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 7.949 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtölförderung von 1,6 Mio. t.

Bis Ende 2024 sind in Deutschland kumulativ ca. 317 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 43,4 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 732 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 11). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teilförderbar.

4.2. Erdgasförderung

Mit der Gasfündigigkeit 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.

Tab. 12: Erdgas- und Erdölgasförderung 2020 bis 2024.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
2020	1.000 m ³ (V _n) 5.636.273	1.000 m ³ (V _n) 56.016	1.000 m ³ (V _n) 5.692.289	Anzahl 73	Anzahl 406
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

Im Berichtsjahr 2024 wurden in Deutschland 4,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 4,1 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 7). Die Erdgasproduktion fiel somit gegenüber dem Vorjahr um 0,2 Mrd. m³(V_n) (-3,7 %) Rohgas bzw. 0,2 Mrd. m³(V_n) (-3,8 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3, Tab. 12 und Anl. 6).

Im **Ländervergleich** ist Niedersachsen die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands. Im vergangenen Jahr wurden hier 4,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von knapp 0,2 Mrd. m³(V_n) oder 3,7 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 98,1 %, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 1,5 % (Tab. 7, Anl. 8). Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,1 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind knapp 0,2 Mrd. m³(V_n) oder 3,8 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 99,1 %, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 0,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 13 und 15).

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2024 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden*
				2024 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
Elbe-Weser						
NI	Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	—	2.026.747.489	—
NI	Becklingen	1985	Vermilion	8.600.113	1.356.685.527	1
NI	Böstlingen	2011	EMPG	1.266.772	220.555.233	—
NI	Dethlingen	1971	EMPG	60.495.886	24.407.535.010	2
NI	Hamwiede	1968	EMPG	29.979.863	2.823.389.015	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	98.338.570	12.548.437.199	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	546.136	1.141.894.473	—
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	—	10.641.226.526	—
NI	Rotenburg / Taaken	1982	E / W	492.583.168	67.144.960.383	24
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	65.814.590	212.785.649.481	14
NI	Söhlingen	1980	EMPG	174.836.863	43.988.215.578	17
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	—	6.498.622.365	—
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	37.164.590	3.049.568.794	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	—	1.454.538.875	—
NI	Völkersen	1992	Win.Dea	350.547.799	26.681.424.697	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	104.339.534	15.531.143.972	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	Vermilion	31.228.001	2.026.297.836	2
NI	Weissenmoor aus aufgegebenen Vorkommen	1996	Win.Dea	86.974.335	2.825.644.445	2
	Summe Gebiet			1.542.716.220	439.615.068.695	99
Weser-Ems						
NI	Apeldorf	1963	Neptune	52.041.817	6.451.736.418	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	271.753.611	21.718.494.009	10
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	29.062.533	4.351.006.916	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	4.125.292	42.885.358	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	28.539.904	6.733.165.897	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	34.426.331	17.374.282.449	2
NI	Barrien	1964	Win.Dea	34.480.442	12.986.659.881	5
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	125.436.501	12.389.696.796	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	10.857.631	585.335.200	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	30.243.518	8.906.888.735	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	52.343.791	5.305.256.739	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	18.684.016	17.713.623.609	2
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Win.Dea	—	971.639.381	—
NI	Düste (Karbon)	1957	Win.Dea	—	29.479.265	—
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	306.674	1.338.560.906	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	237.402.018	6.848.184.340	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	465.877.549	68.539.586.561	21
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	EMPG	184.378	2.601.578.567	—
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	620	422.928.696	1
NI	Hemmelle (Buntsandstein)	1964	EMPG	—	223.027.024	—
NI	Hemmelle / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	219.380.651	37.956.690.497	9
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	108.069.305	65.639.582.929	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	84.532.812	27.404.044.335	10
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	7.910	16.524.052.027	—
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	2.988.354	224.980.493	1
NI	Leer	1984	Vermilion	12.089.380	945.813.731	3
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Win.Dea	—	2.662.184.549	—
NI	Rehden (Karbon)	1952	Win.Dea	—	8.755.129.762	—
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	58.186.878	15.523.324.481	7
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	—	32.949.570.699	—

NI: Niedersachsen, ST: Sachsen-Anhalt;

E: EMPG, N: Neptune, W: Win.Dea;

5P: 5P Energy GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH,

Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH.

* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2024.

Tab. 13: Erdgasförderung der Felder 2024 (Rohgas ohne Erdölgas) (Fortsetzung).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden*
				2024 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	257.598.899	31.996.252.550	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Win.Dea	7.925.519	1.444.610.864	1
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	448.010	230.501.432	1
NI	Uttum	1970	EMPG	20.128.373	1.607.716.849	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	1.534.677	109.193.907	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstdöllen ...	1968	EMPG	211.702.604	31.196.742.358	10
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	25.643.330	1.013.160.372	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	16.544.427	4.768.310.529	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			—	89.537.826.660	—
	Summe Gebiet			2.422.547.755	566.023.705.771	134
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	—	825.909.467	—
NI	Adorf (Karbon)	2020	Neptune	351.323.472	1.037.783.512	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Win.Dea	—	979.405.156	—
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Win.Dea	4.684.330	3.345.544.482	1
NI	Fehndorf	1965	Win.Dea	1.221.585	1.052.787.164	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	1.157.470	277.805.812	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	4.354.597	1.384.111.340	—
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	27.838.988	5.923.765.277	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	6.008.566	3.504.275.365	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	3.844.483	933.063.628	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	13.196.152	1.012.562.874	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Win.Dea	—	689.299.730	—
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Win.Dea	—	2.841.000.447	—
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	3.642.543	339.892.545	—
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	6.386.611	3.260.455.758	—
	aus aufgegebenen Vorkommen			—	14.996.295.771	—
	Summe Gebiet			423.658.797	42.403.958.326	15
Thüringer Becken						
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	362.658	304.851.990	3
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	1.401.504	302.441.515	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	7.913.983	2.121.301.121	8
	aus aufgegebenen Vorkommen			—	3.692.261.160	—
	Summe Gebiet			9.678.145	6.420.855.786	17
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West	1971	NAFTA	6.713.810	1.089.690.450	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			—	16.544.071.993	—
	Summe Gebiet			6.713.810	17.633.762.443	1
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			—	248.997.700	—
	Nordsee			—	9.465.227.008	—
	Nördlich der Elbe			—	231.000.000	—
	Oder/Neiße-Elbe			—	947.602.968	—
	Oberrheintal			—	1.052.490.217	—
	Summe Deutschland			4.405.314.727	1.084.042.668.915	266

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, TH: Thüringen;

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, NAFTA: NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Win.Dea: Wintershall Dea Deutschland GmbH;

* Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2024.

Regional betrachtet fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um weniger als 0,1 Mrd. m³(V_n) bzw. 1,4 % auf 2,4 Mrd. m³(V_n). Die Reingasförderung sank ebenfalls um 0,03 Mrd. m³(V_n) (-1,4 %) auf 2,1 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,1 Mrd. m³(V_n) (-8,2 %) im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Die Reingasförderung ging hier um 0,1 Mrd. m³(V_n) (-8,2 %) auf 1,5 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2023 zurück.

Zusätzlich zum Erdgas wurden 2024 rund 42 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen

(56,0 %) und Schleswig-Holstein (30,8 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 4,8 %, sowie Rheinland-Pfalz mit 4,3 % produziert (Tab. 7).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 61 Erdgasfelder in Produktion. Für die Felder Thönse (Rhät), Soltau, Siedenburg/Staffhorst (Zechstein), Rütenbrock (Rotliegend), Adorf (Buntsandstein) wurde keine Produktion gemeldet, während Goldenstedt (Buntsandstein) sowie Großes Meer die Produktion wieder aufgenommen haben. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2024 fördernden Sonden ist von 267 im Vorjahr auf 266 gefallen (Tab. 12).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2022 bis 2024 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2022		2023		2024		kumulativ	
	1.000 m ³ (V _n)	%	1.000 m ³ (V _n)	%	1.000 m ³ (V _n)	%	1.000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	—	—	—	—	—	—	9.465.227	0,9
Nördlich der Elbe	—	—	—	—	—	—	231.000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	—	—	—	—	—	—	947.603	0,1
Elbe-Weser	1.922.672	36,7	1.680.873	36,7	1.542.716	35,0	439.615.069	40,6
Weser-Ems	2.972.449	56,8	2.456.754	53,7	2.422.548	55,0	566.023.706	52,2
Westlich der Ems	313.332	6,0	420.513	9,2	423.659	9,6	42.403.958	3,9
Thüringer Becken	19.466	0,4	9.633	0,2	9.678	0,2	6.420.856	0,6
Niederrhein-Münsterland	—	—	—	—	—	—	248.998	0,0
Oberrheintal	—	—	—	—	—	—	1.052.490	0,1
Alpenvorland	6.511	0,1	8.470	0,2	6.714	0,2	17.633.762	1,6
Summe	5.234.429	100	4.576.244	100	4.405.315	100	1.084.042.669	100

Tab. 15: Jahresförderungen 2023 und 2024 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2023		2024		kumulativ		Fördersonden
	1.000 m ³ (V _n)	%	1.000 m ³ (V _n)	%	1.000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	545.180	11,9	492.583	11,2	67.144.960	6,2	24
Goldenstedt/Visbek (NI)	450.187	9,8	465.878	10,6	68.539.587	6,3	21
Adorf Karbon (NI)	342.652	7,5	351.323	8,0	1.037.784	0,1	4
Völkersen (NI)	359.336	7,9	350.548	8,0	26.681.425	2,5	16
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	266.430	5,8	271.754	6,2	21.718.494	2,0	10
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	248.049	5,4	257.599	5,8	31.996.253	3,0	10
Goldenstedt/Oythe (NI)	258.598	5,7	237.402	5,4	6.848.184	0,6	5
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	204.336	4,5	219.381	5,0	37.956.690	3,5	9
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	211.939	4,6	211.703	4,8	31.196.742	2,9	10
Söhlingen (NI)	198.266	4,3	174.837	4,0	43.988.216	4,1	17

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung.

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2024 rund zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 15).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,49 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,47 Mrd. m³(V_n) Gas. Die Felder Adorf (Karbon) sowie Völkersen liegen mit 0,35 Mrd. m³(V_n) Gas an dritter Stelle. 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).

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2024 insgesamt 213 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht rund einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2024 standen hier noch 14 Sonden in Betrieb, die insgesamt 66 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“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 25 Mio. m³(V_n) (BVEG 2025).

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2024 bei rund 42 %. 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 2024 bei ca. 32 %. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons lag 2024 bei 18 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgen mit einem Anteil von 7 % bzw. 1 % (Anl. 8).

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2025

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2025 auf 21,2 Mio. t Erdöl und liegen damit um 1,6 Mio. t oder 7,1 % unter denen des Vorjahrs (Tab. 16 und Anl. 9). Damit ist die im Jahr 2024 produzierte Fördermenge von 1,6 Mio. t Erdöl nicht 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 2025 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe fielen sie allerdings um 992.000 t (-7,4 %) gegenüber dem Vorjahr auf 12,3 Mio. t. Auch westlich der Ems fielen die Reserven um 638.000 t (-18,2 %) auf 2,9 Mio. t. Im Oberrheintal hingegen stiegen die Reserven um 318.000 t auf 3,3 Mio. t (10,7 %) (Tab. 16).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den aktuellen Berechnungen mit 12,3 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 988.000 t (-7,4 %) weniger als im Vorjahr. Dies entspricht 58,1 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 790.000 t auf 5,4 Mio. t (-12,7 %). Somit lagerten hier 25,5 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 2,7 Mio. t 11.000 t oder 0,4 % mehr als im Vorjahr gemeldet. Rheinland-Pfalz belegt mit 12,9 % der deutschen Erdölreserven den dritten Platz (Tab. 16).

Tab. 16: Erdölreserven am 1. Januar 2025, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2024			Produktion	Reserven am 1. Januar 2025		
	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t	Gesamt Mio. t		2024 Mio. t	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,066	0,035	0,101	0,037	0,030	0,035	0,065
Hamburg	0,009	0,005	0,014	0,006	0,007	0,001	0,008
Hessen	0,011	0,225	0,236	0,002	0,129	0,413	0,542
Mecklenburg-Vorpommern	0,003	0,217	0,221	0,007	0,032	0,078	0,109
Niedersachsen	4,439	1,767	6,206	0,536	3,691	1,725	5,416
Rheinland-Pfalz	1,628	1,099	2,727	0,136	1,724	1,015	2,739
Schleswig-Holstein	8,518	4,791	13,308	0,901	8,042	4,278	12,320
Gebiet							
Nördlich der Elbe	8,524	4,792	13,316	0,905	8,046	4,278	12,324
Oder/Neiße-Elbe	0,003	0,217	0,221	0,007	0,032	0,078	0,109
Elbe-Weser	0,805	0,582	1,387	0,104	0,705	0,633	1,338
Weser-Ems	0,837	0,476	1,313	0,095	0,709	0,499	1,208
Westlich der Ems	2,799	0,713	3,512	0,339	2,281	0,593	2,874
Oberrheintal	1,639	1,324	2,963	0,138	1,853	1,428	3,281
Alpenvorland	0,066	0,035	0,101	0,037	0,030	0,035	0,065
Summe Deutschland	14,673	8,140	22,813	1,624	13,655	7,544	21,199
Summe der Produktion einschließlich Baden-Württemberg.							

Das **Verhältnis Reserven/Produktion** (früher als statische Reichweite bezeichnet), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, fällt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 13,1 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).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt, befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 65 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 17 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Tertiär (3 %), im Oberen Jura (2 %) sowie im Zechstein (1 %).

5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2025

Am 1. Januar 2025 beliefen sich die Summen der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands auf 34,7 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Dies entspricht einem Rückgang der Reserven gegenüber dem Vorjahr um 0,9 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 2,5 % (Tab. 17 und Anl. 9). Damit ist die 2024 produzierte Fördermenge von 4,4 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas durch neu ausgewiesene Reserven nahezu ausgeglichen worden. Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ (s. Kap. 5.3), betragen am Stichtag 32,2 Mrd. $m^3(V_n)$ und lagen damit 2,5 Mrd. $m^3(V_n)$ (-7,1 %) 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 sehr stark zurückgegangen, was sich in der Bohrmeterstatistik (Tab. 3 und 4) widerspiegelt.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2025 mit 15,7 Mrd. $m^3(V_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 1,0 Mrd. $m^3(V_n)$

(7,0 %) mehr als 2024. Für den Raum Elbe-Weser wurden 15,5 Mrd. m³(V_n) gemeldet. Hier liegt der Reservenrückgang bei 0,7 Mrd. m³(V_n) (-4,1 %). Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 14,7 Mrd. m³(V_n) (-1,8 Mrd. m³(V_n), -11,0 %) und Weser-Ems mit 13,9 Mrd. m³(V_n). Das sind 0,7 Mrd. m³(V_n) oder 5,5 % mehr als im Vorjahr (Tab. 17 und 18).

Im Ländervergleich liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Laut der aktuellen Statistik lagerten hier 32,4 Mrd.

m³(V_n) Rohgas, was einem Rückgang von 3,0 Mrd. m³(V_n) oder 8,5 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt somit 93,4 %, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 6,1 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 31,3 Mrd. m³(V_n) angegeben. Dies sind 3,3 Mrd. m³(V_n) bzw. 9,4 % weniger als im letzten Jahr und entspricht damit einem Anteil von 97,1 % an den Gesamtreserven Deutschlands. Sachsen-Anhalt folgt mit 2,4 %. Weitere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 17 und 18).

Tab. 17: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2025, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2024			Produktion	Reserven am 1. Januar 2025		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³		sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,026	0,052	0,078	0,007	0,019	0,045	0,064
Niedersachsen	18,362	17,038	35,400	4,323	22,894	9,505	32,398
Sachsen-Anhalt	0,081	0,005	0,086	0,066	1,182	0,926	2,108
Thüringen	0,026	0,003	0,029	0,010	0,049	0,079	0,128
Gebiet							
Elbe-Weser	8,152	7,993	16,145	1,543	9,873	5,613	15,486
Weser-Ems	7,312	7,379	14,691	2,423	11,830	3,889	15,719
Westlich der Ems	2,980	1,670	4,650	0,424	2,373	0,929	3,301
Thüringer Becken	0,026	0,003	0,029	0,010	0,049	0,079	0,128
Alpenvorland	0,026	0,052	0,078	0,007	0,019	0,045	0,064
Summe Deutschland	18,496	17,097	35,594	4,405	24,144	10,555	34,699

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 Reservenberechnung 1. Januar 2025 leicht auf 7,9 Jahre. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 10).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt, befanden sich rund 74 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perms. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 33 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (18 %) und triassischen Sandsteinen (6 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2025, aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2024			Produktion	Reserven am 1. Januar 2025		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³		sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,029	0,059	0,088	0,006	0,021	0,051	0,072
Niedersachsen	17,862	16,704	34,566	4,080	21,969	9,346	31,315
Sachsen-Anhalt	0,030	0,002	0,031	0,025	0,428	0,336	0,764
Thüringen	0,019	0,002	0,021	0,007	0,035	0,055	0,090
Gebiet							
Elbe-Weser	8,322	8,188	16,509	1,542	9,480	5,220	14,700
Weser-Ems	6,435	6,757	13,192	2,115	10,431	3,486	13,917
Westlich der Ems	3,135	1,761	4,896	0,448	2,487	0,976	3,463
Thüringer Becken	0,019	0,002	0,021	0,007	0,035	0,055	0,090
Alpenvorland	0,029	0,059	0,088	0,006	0,021	0,051	0,072
Summe Deutschland	17,940	16,767	34,706	4,118	22,453	9,788	32,241

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdölgas) 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.

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 Grenzraten 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 Überageanlagen, 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-Erdgaspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Föderaten 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 Porespeicher (ehemalige Erdöl-/Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porespeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Föderaten als Kavernenspeicher. Letztere sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porespeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Föderaten wie Kavernenspeicher.

Bei Porespeichern bieten ehemalige Lagerstätten im Allgemeinen eine gute Datengrundlage für die geologisch-lagerstättentechnischen Verhältnisse des tieferen Untergrundes, wie z. B. die Dictheit 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. Porespeicher in Aquifern 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 Strukturausbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dictheit) 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 Porespeicher von den Betreiberfirmen mehr gemeldet worden.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist somit aus geologischen

Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1 : 500.000 (BGR 2008) ist auf dem Kartenserver² des LBEG einzusehen.

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

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

6.2. Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen, Verbrauch, Versorgungssicherheit

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Berichtsjahr nach vorläufigen Daten um 4,1 % auf rund 758 Mrd. kWh (AGEB 2025) bzw. 78 Mrd. m³(V_n) gestiegen³. Nachdem in den Vorjahren preis- und verhaltensinduzierte Einsparmaßnahmen als Folge des Ukraine-Krieges und der gedämpften Konjunktur prägend waren, wird der diesjährige Anstieg des Verbrauchs im Wesentlichen auf das gesunkene Preisniveau zurückgeführt, welches zu einer erhöhten Nachfrage nach Erdgas von energieintensiven Industriezweigen führte (AGEB 2025). Ähnlich den Vorjahren konnte auch im Berichtsjahr der Erdgasverbrauch nur zu ca. 4,9 % aus inländischer Förderung gedeckt werden (AGEB 2025).

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. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist 2024 um 1,3 Prozentpunkte auf 25,9 % angestiegen.

Gegenüber dem Vorjahr ist die heimische Erdgasförderung um 3,8 % gefallen und produzierte damit rund 4,1 Mrd. m³(V_n) Reingas im Jahr 2024 (s. Kap. 4).

Tab. 19: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2025).

Energieträger	Anteile in %	
	2023	2024
Mineralöl	36,4	36,2
Erdgas	24,6	25,9
Steinkohle	8,1	7,3
Braunkohle	8,4	7,7
Kernenergie	0,7	–
Erneuerbare Energien	19,5	20,0
Sonstige, einschließlich Stromaus tauschsaldo	2,3	2,9

² Salzstrukturen auf dem NIBIS® Kartenserver: <https://nibus.lbeg.de/cardomap3/?permalink=12mWv9DL>.

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 vorläufigen Verbrauchsangabe von 758 Mrd. kWh (AGEB 2025) berechnet sich ein Erdgasverbrauch in Deutschland von ca. 78 Mrd. m³(V_n).

6.3. Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2024 (Stichtag: 31. Dezember 2024)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer.

Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück.

Seit Beginn der Gasversorgung in Deutschland stieg das verfügbare Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher nahezu stetig an, bis dieser

Aufwärtstrend (vgl. Anl. 13) im Jahr 2018 zum Erliegen gekommen ist und sich in den letzten Jahren in einem geringen Ausmaß umkehrte. Ähnlich den Vorjahren verzeichnet sich auch im Berichtsjahr 2024 ein Rückgang des verfügbaren Arbeitsgasvolumens von ca. 0,1 Mrd. m³(V_n) oder rund 0,5 % gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen auf mehrere geringe Reduzierungen des Arbeitsgasvolumens von Kavernenspeichern zurückzuführen ist. Damit ist für das Berichtsjahr ein Arbeitsgasvolumen von 22,6 Mrd. m³(V_n) in Deutschlands Untertagegasspeichern für Erdgas verfügbar gewesen. Neben dem gesamten verfügbaren Arbeitsgasvolumen werden in Tabelle 20 weitere Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland aufgeführt.

Tab. 20: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2024).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	14,0	22,6
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb nach Endausbau“ ①	Mrd. m ³ (V _n)	8,6	14,9	23,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	126	509	635
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases ¹⁾	Tage	62	28	36
Anzahl der Speicher „in Betrieb“		14	29	43
Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“ ②	Mrd. m ³ (V _n)	0	3,1	3,1
Anzahl der Speicher „in Planung oder Bau“ ²⁾		0	5	5
Summe Arbeitsgas (①+②)	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.

Gegenüber dem Vorjahr sind im Berichtsjahr nur geringfügige Änderungen der Kenndaten zu verzeichnen. In Baden-Württemberg wird der Porenspeicher Fronhofen-Ilmensee zurückgebaut, welcher mit 10 Mio. m³(V_n) Arbeitsgas nur gering zur gesamten Arbeitsgaskapazität Deutschlands beigetragen hat. Die Anzahl der Standorte für Untertagegasspeicher in Deutschland verringert sich somit auf 43. Auch die Anzahl der in Betrieb befindlichen Kavernen hat sich gegenüber dem Vorjahr um eins verringert, auf 269 Einzelkavernen. Der Inbetriebnahme einer zusätzlichen Kaverne im Kavernenspeicher Katharina, mit nun elf Kavernen, steht die um jeweils eine Kaverne reduzierte Anzahl an den Standorten Epe und Nüttermoor gegenüber.

Die insgesamt geringen Änderungen führen auch dazu, dass der Anteil des nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Kavernenspeichern am

gesamten Arbeitsgasvolumen Deutschlands weiterhin 62 % (Porenspeicher 38 %) beträgt.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr bis auf die fertiggestellte Kaverne im Speicher Katharina ebenfalls nur wenig geändert. Die Summe des geplanten Speichervolumens beträgt damit weiterhin rund 3,1 Mrd. m³(V_n). Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen 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 Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 22, 23a und 23b sind jeweils zwei Werte aufgeführt: Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ sowie das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“. Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das „maximale Arbeitsgasvolumen“ aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabel-

len die Eigentümer, aber nicht die z. T. abweichenden Betreiberfirmen der Untertagespeicher genannt.

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

Anlage 12 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porespeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen und klüftigen Kalksteinen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder untergeordnet in Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Die Kavernenspeicher sind an die Verbreitung mächtiger Salinare gebunden und finden sich somit in Nord- und Ostdeutschen Sedimentbecken (s. Kap. 6.1).

Tab. 21: Untertage-Erdgasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31.12.2024).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
Baden-Württemberg	Porespeicher	1	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1.000 m ³ /h
Bayern	Porespeicher	5	6.988	2.938	2.938	2.273
Brandenburg	Kaverne(n)	1 (1)	118	91	91	140
Bremen	Kaverne(n)	1 (2)	234	150	150	360
Hessen	Kaverne(n)	1 (3)	180	140	140	92
	Porespeicher	3	423	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kaverne(n)	1 (4)	262	217	217	400
Niedersachsen	Kaverne(n)	10 (102)	10.280	6.885	7.632	9.135
	Porespeicher	2	8.179	4.810	4.810	2.795
Nordrhein-Westfalen	Kaverne(n)	9 (83)	4.433	3.372	3.372	6.290
Rheinland-Pfalz	Porespeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kaverne(n)	5 (72)	3.967	3.108	3.239	4.678
	Porespeicher	1	670	440	440	200
Schleswig-Holstein	Kaverne(n)	1 (2)	90	56	99	100
Thüringen	Porespeicher	1	380	62	62	50
Summe	Kavernensp.	29	19.564	14.019	14.940	21.195
Summe	Porespeicher	14	17.008	8.585	8.589	5.728
Summe	Gesamt	43	36.572	22.604	23.529	26.923

* Bei Porespeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern,

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

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 wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Der neueste Speicherstandort ist Jemgum in Niedersachsen,

wo 2013 die ersten Kavernen in Betrieb genommen worden sind.

Tab. 22: Erdgas-Porenspeicher in Betrieb.

Ort	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
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)	160	80	80	100
Inzenham	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	680–880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	188
Rehden	NI	SEFE Energy GmbH	ehem. Gasfeld	1.900–2.250	Zechstein	6.600	3.950	3.950	2.400
Sandhausen	BW	terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	68	30	34	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1.015	Tertiär (Aquitän)	310	156	156	125
Stockstadt	HE	MND Energy Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	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
Wolfersberg	BY	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG, Bayerngas GmbH	ehem. Gasfeld	2.930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
Summe						17.008	8.585	8.589	5.728

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2024.

Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen.

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

²⁾ Gesamtvolume = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

Tab. 23a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspei-cher	Teufe	Speicher-formation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmehr-ate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	m	Zechstein 2	835	655	727	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	30	500–700	Zechstein 2	1.234	931	931	1.000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1.312–1.765	Zechstein	234	150	150	360
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1.300–1.800	Zechstein 2	500	362	367	510
Epe-ENEKO ³⁾	NW	Eneco Gasspeicher GmbH	2	1.100–1.400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-KGE	NW	KGE – Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1.100–1.400	Zechstein	238	179	179	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	493	372	372	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gas Storage West GmbH	5	1.250–1.430	Zechstein	276	195	195	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gas Storage West GmbH	4	1.080–1.490	Zechstein	230	177	177	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1.170–1.465	Zechstein 1	240	183	183	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1.090–1.420	Zechstein 1	2.220	1.710	1.710	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	390	390	700
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1.156–1.701	Zechstein	163	110	110	300
Huntorf ⁴⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	6	650–1.400	Zechstein	413	209	309	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950–1.400	Zechstein	519	342	342	250
Jemgum-SEFE	NI	SEFE Energy GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	10	950–1.500	Zechstein 2	972	722	875	775
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	11	500–700	Zechstein 2	638	580	639	1.000
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG	2	1.420–1.705	Rotliegend	90	56	99	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910–1.450	Zechstein	262	217	217	400
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	20	950–1.300	Zechstein	1.658	1.272	1.272	1.780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1.279–1.453	Zechstein	549	350	350	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	118	91	91	140
Staßfurt	ST	RWE Gas Storage West GmbH	9	400–1.130	Zechstein	711	592	592	650
Xanten	NW	RWE Gas Storage West GmbH	8	1.000	Zechstein	204	172	172	320
Summe			269			19.564	14.019	14.940	21.195

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2024.

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

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.³⁾ Kein Zugang zum deutschen Netz.⁴⁾ Einschließlich Neuenhundorf.

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

Speicher	Bundes-land	Eigentümer ¹⁾	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicher-formation	Gesamt-volumen ²⁾	max. nutzba- res Arbeits- gas	Arbeitsgas nach Endaus- bau	Plateau- Entnahme- rate
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	1	m 780–950	Zechstein 2	Mio. m ³ (V _n) 89	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n) 72	1.000 m ³ /h 920
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1.090–1.420	Zechstein	k. A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	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 31.12.2024.

Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt.

¹⁾ Der Speicherbetreiber kann vom angegebenen Eigentümer abweichen.

²⁾ Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

7. Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

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

Deutschland muss zu rund 98 % sein benötigtes Mineralöl importieren (s. Kap. 4). Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbei-

tende 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 2023/2024 (EBV 2024) über einen Vorrat von 21 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 4,8 % 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	Speicher-typ	Teufe (m)	Anzahl der Einzel-speicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnetsch	ST	K+S Minerals and Agriculture GmbH	Salzlager-Kavernen	510–680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Unterlage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640–1.430	5	Rohöl	in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–900	5	Benzin	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1.000–1.400	5	Diesel, Heizöl	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800–1.600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600–1.000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660–760	1	Butan	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Ethylen	in Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	800–1.100	1	Propylen	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	600–1.200	9	EDC	außer Btr.
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1.200–2.000	38	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					106 (in Betrieb)		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2024.

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

8. Literatur und Links

AGEB – ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (2025): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024. – Stand 12.05.2025; Berlin/Bergheim; <https://ag-energiebilanzen.de/>

BVEG – BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (2025): Jahresbericht 2024. Themen, Fakten und Zahlen aus dem Jahr 2024. – Hannover; <https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>.

EBV – ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (2024): Bericht über das Geschäftsjahr 2023/2024. – Hamburg; <http://www.ebv-oil.org/>.

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

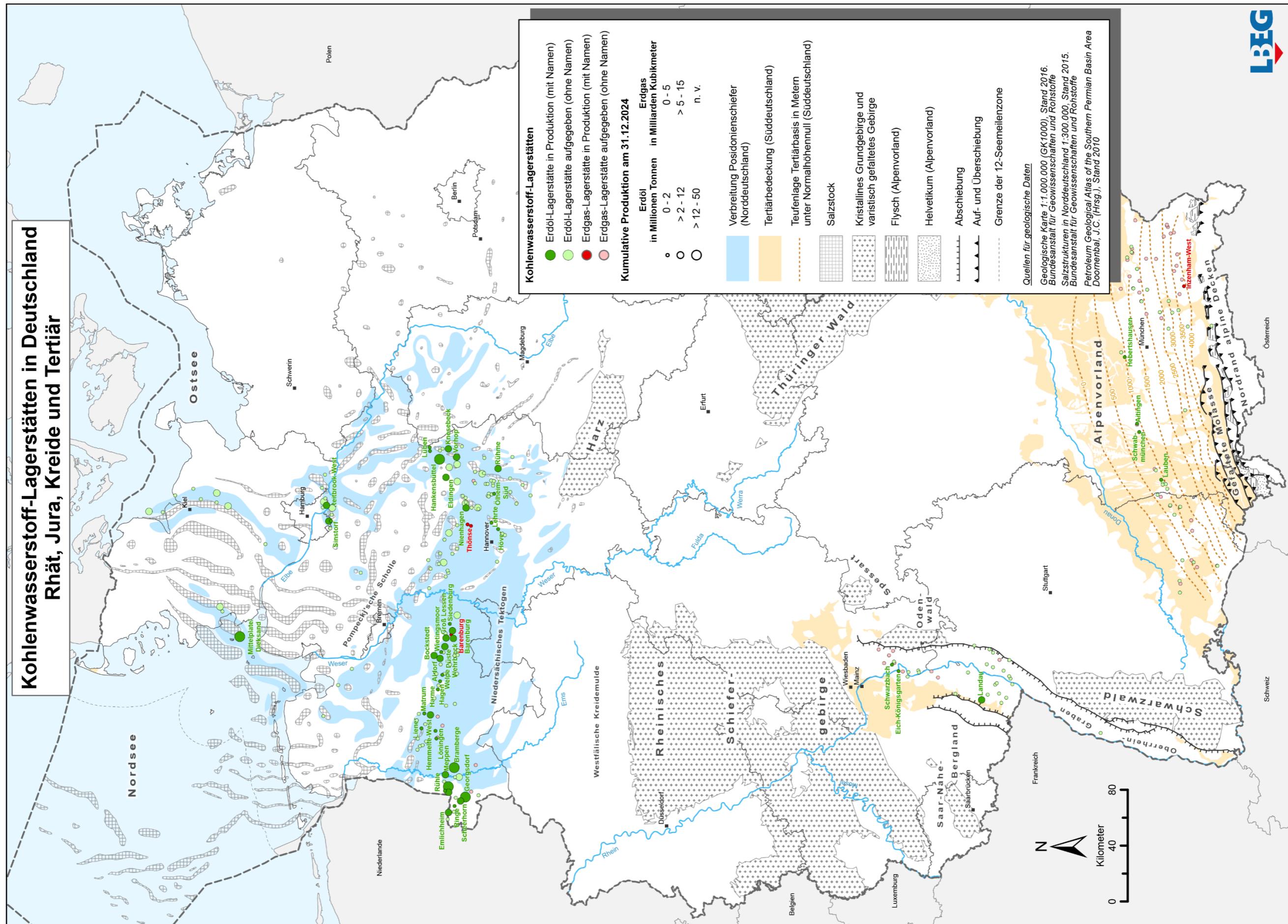
LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch. **20**: 63–69; Hannover.

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

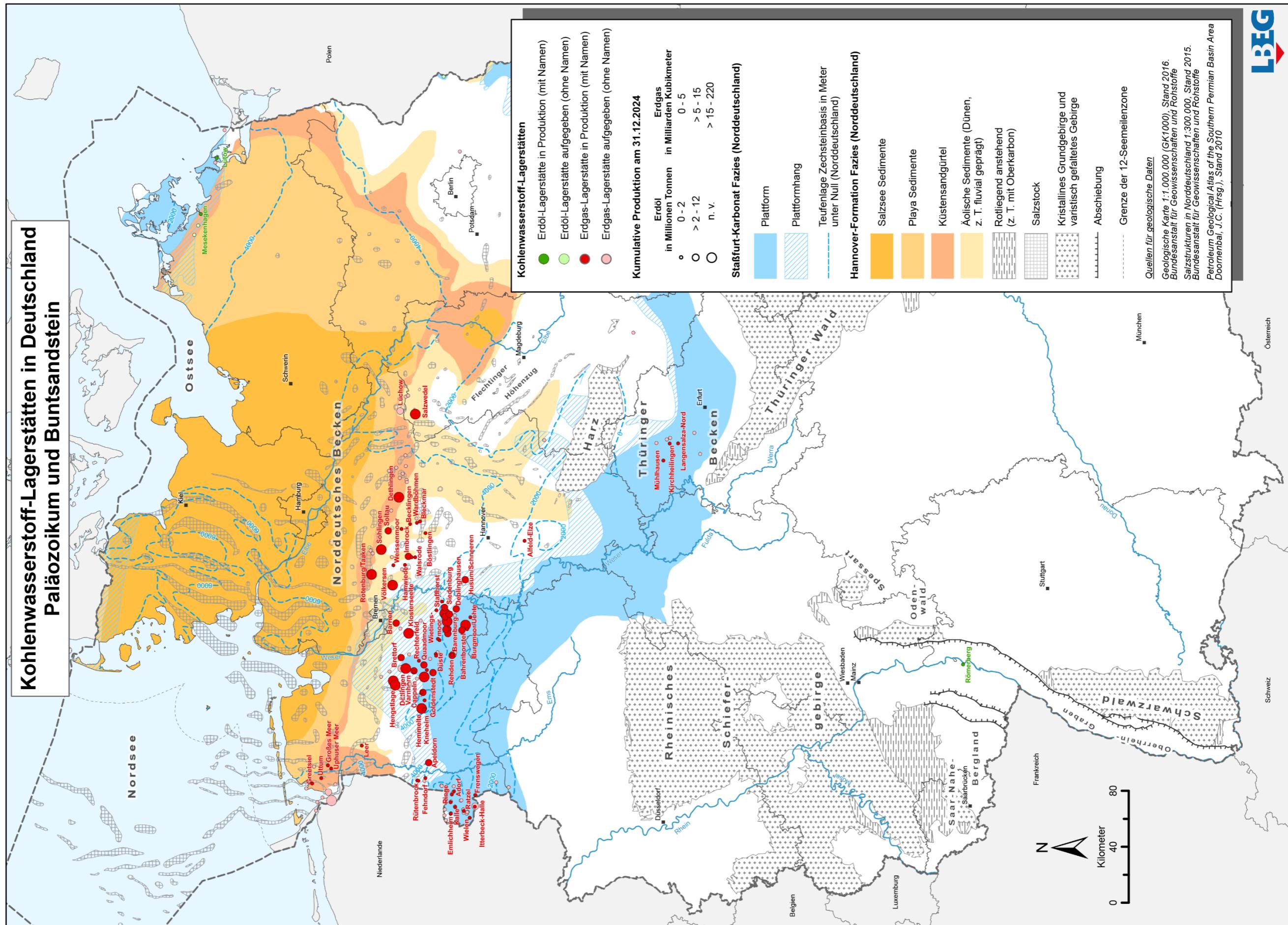
WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. – Arbeitskreis K-UGS; Hannover.

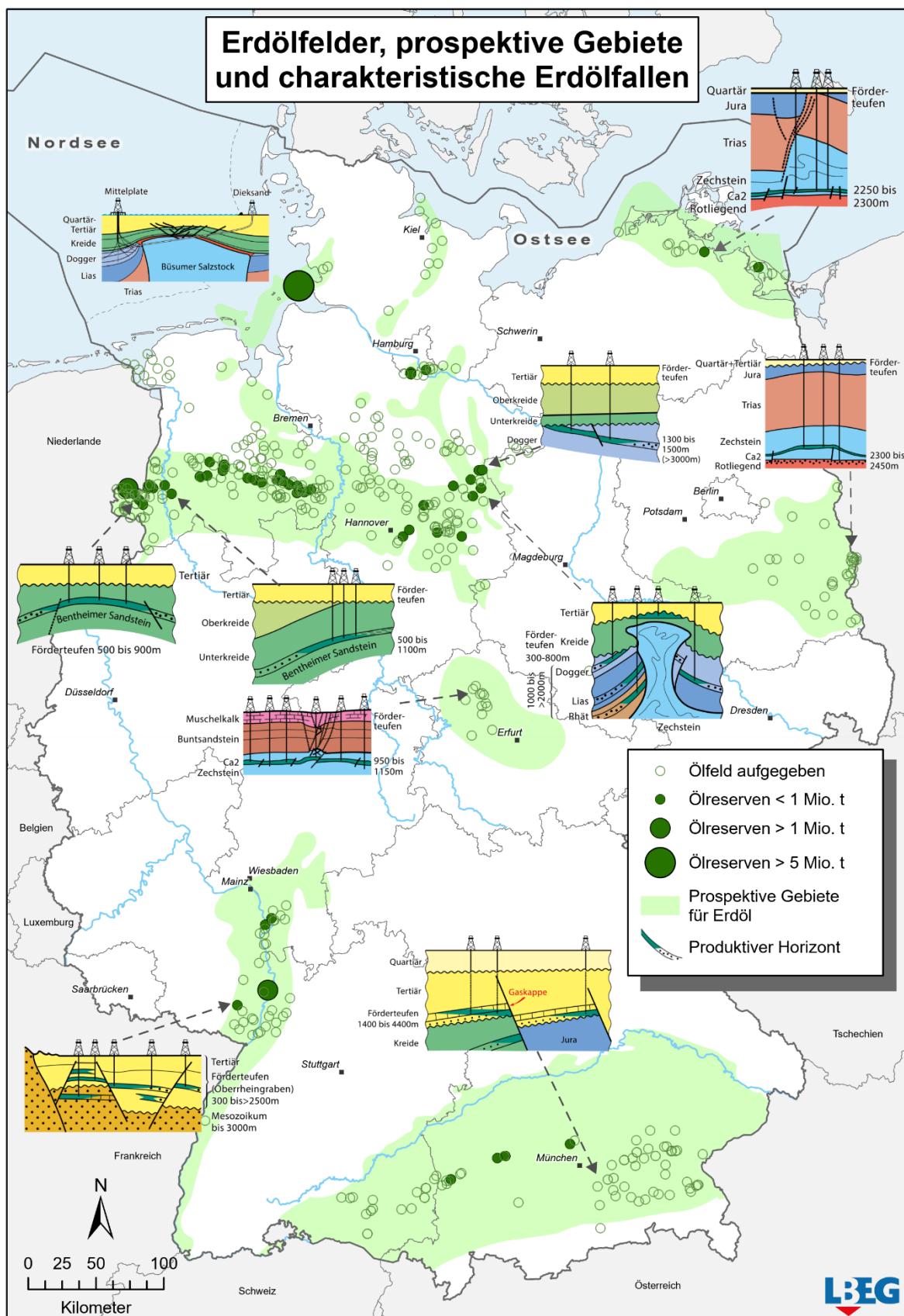
Anlagen

- 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 (Stand 01.01.2025)
- Anl. 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen (Stand 31.12.2024).
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1932 bis 2024 (Stand 31.12.2024).
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2024 (Stand 31.12.2024).
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2024).
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland (Stand 31.12.2024).
- Anl. 9: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand 01.01.2025).
- Anl. 10: Verhältnis Reserven/Produktion (Stand 01.01.2025).
- Anl. 11: Kumulative Produktion und Reserven (Stand 01.01.2025).
- Anl. 12: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas (Stand 31.12.2024).
- Anl. 13: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens nach Endausbau in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland (Stand 31.12.2024).

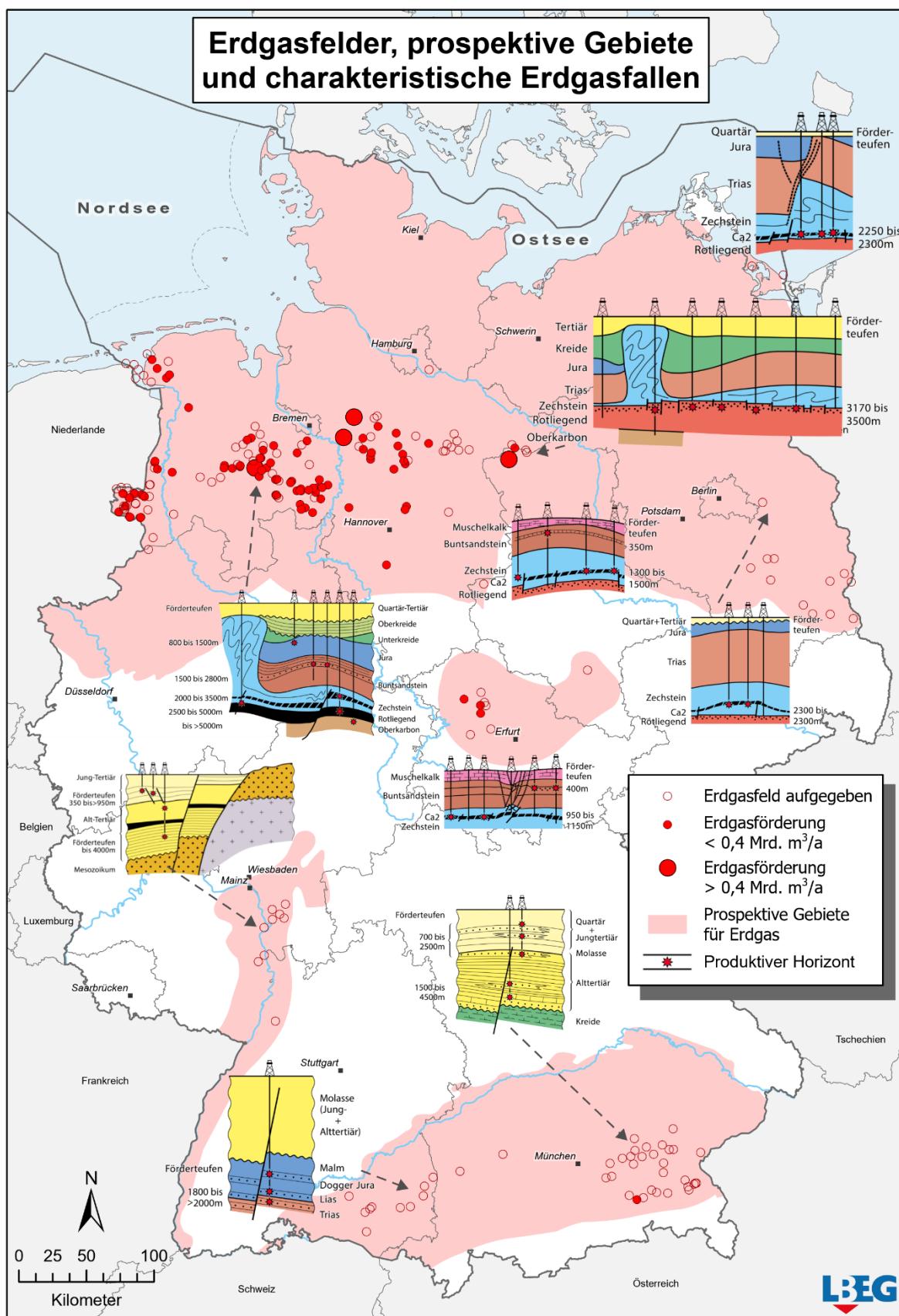


Anlage 1: Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.

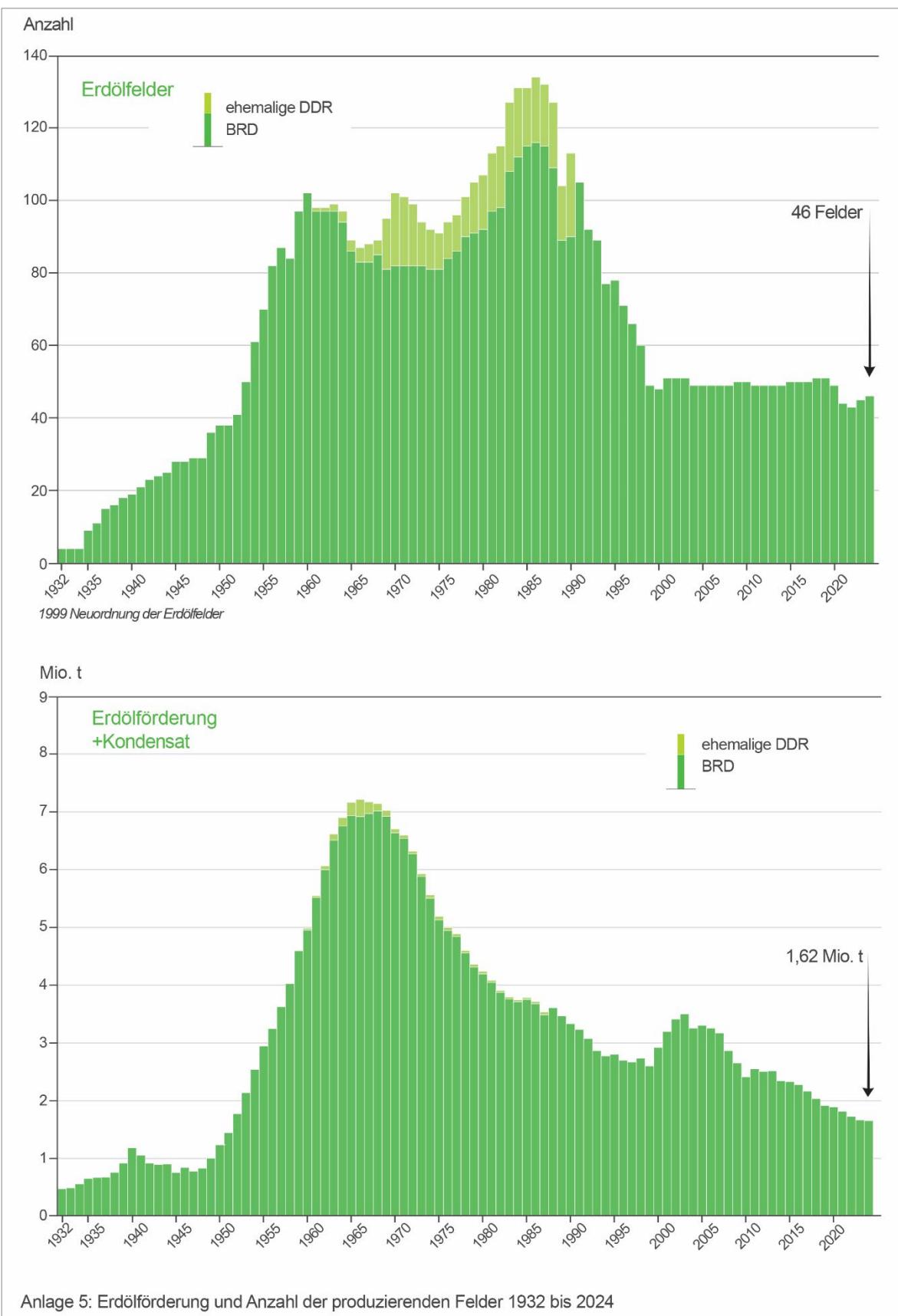


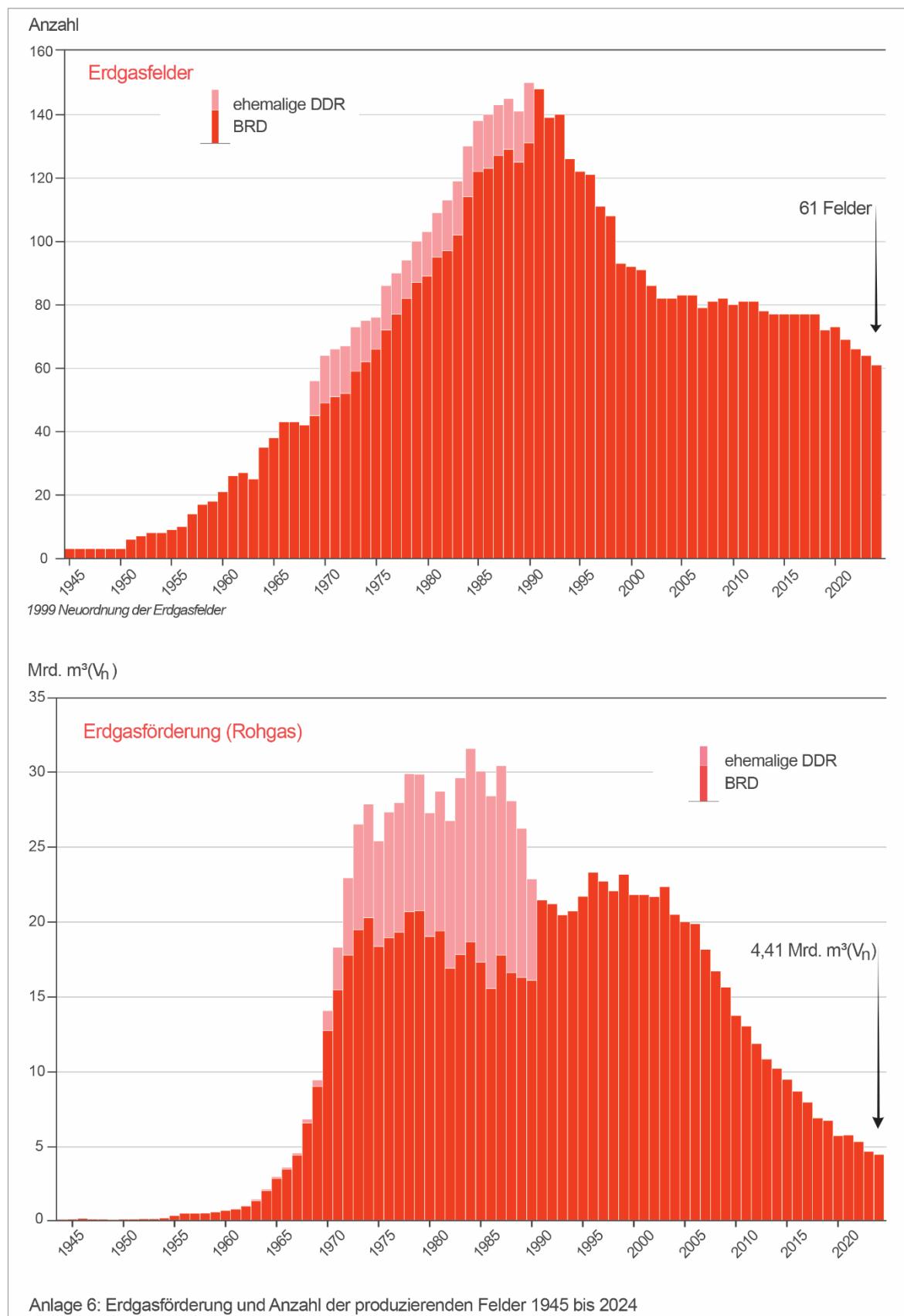


Anlage 3: Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2025

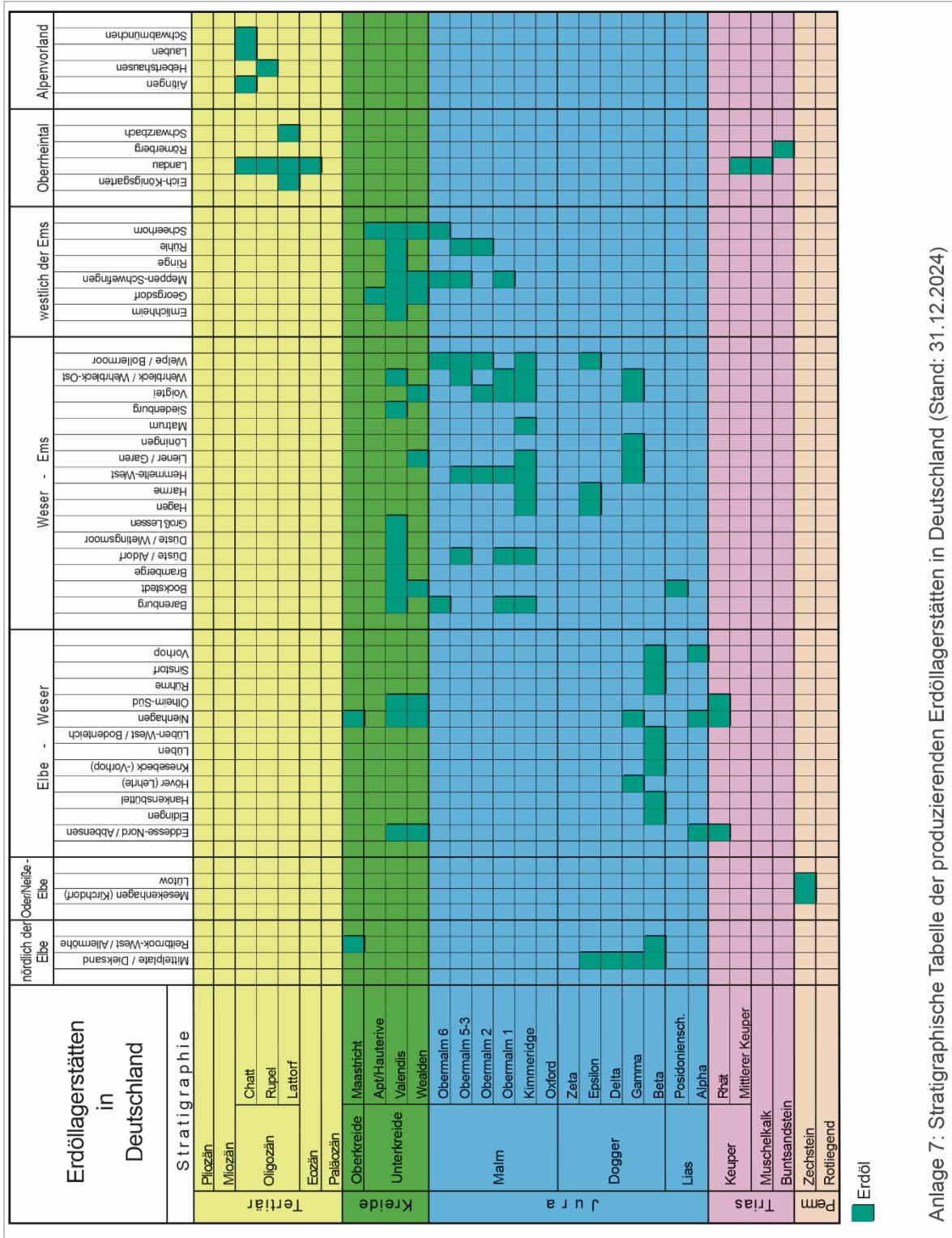


Anlage 4: Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2024

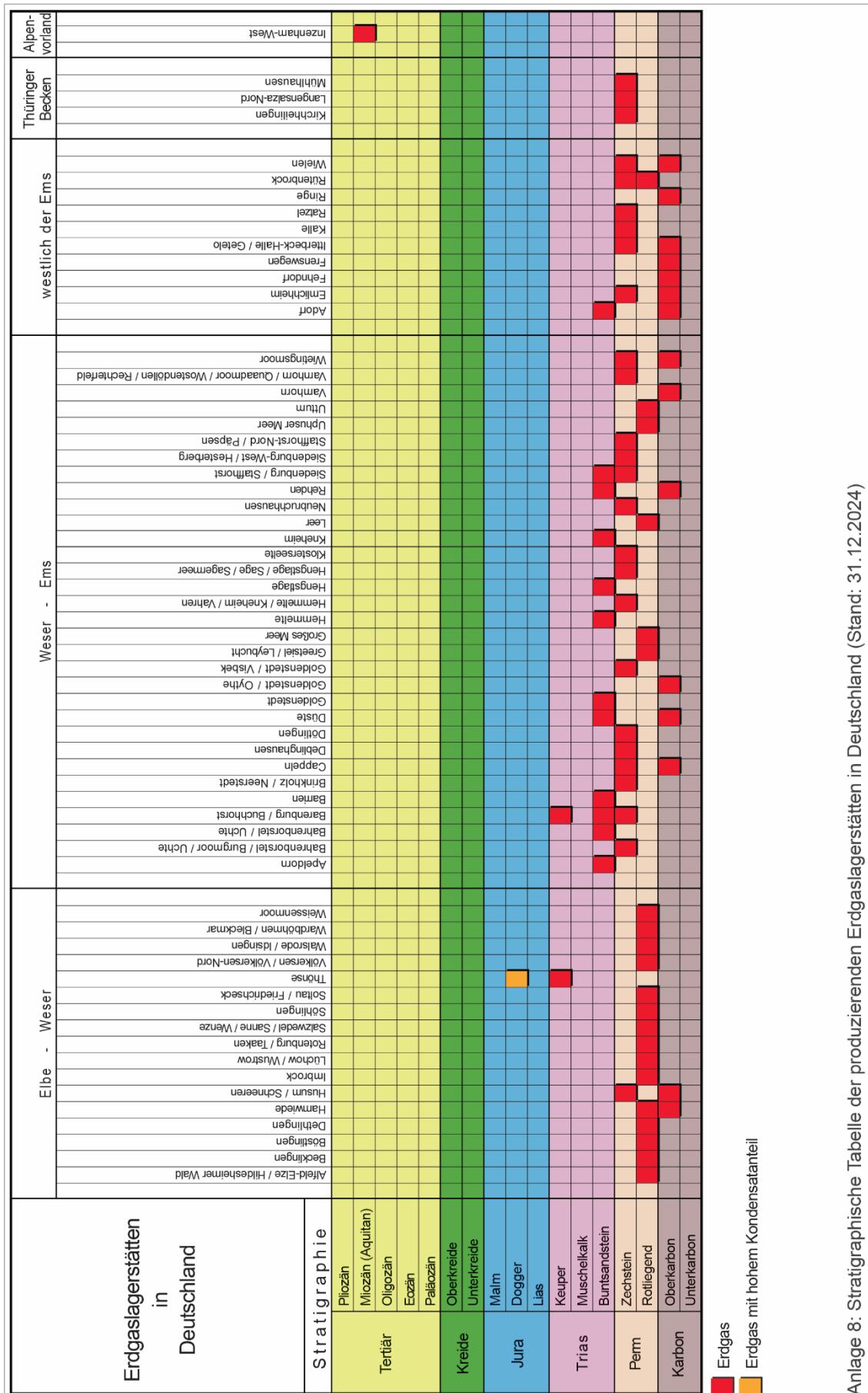


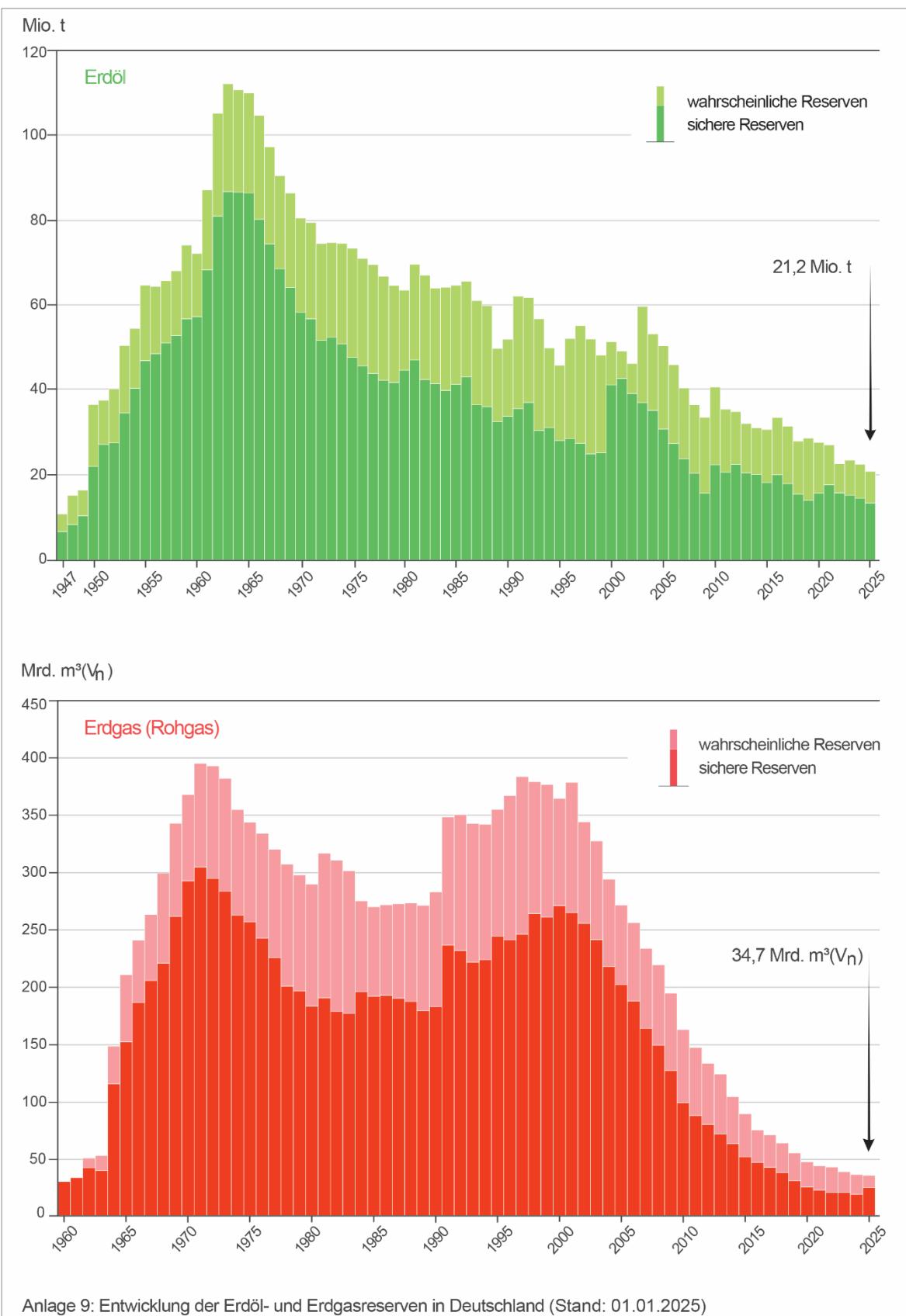


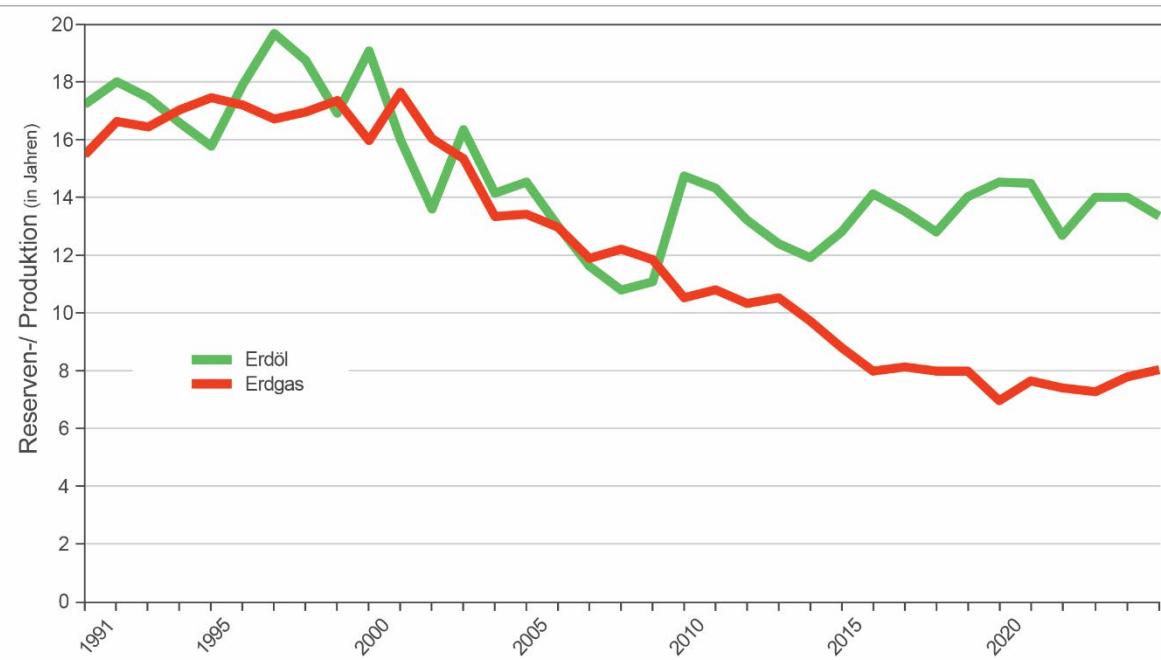
Erdöllagerstätten in Deutschland



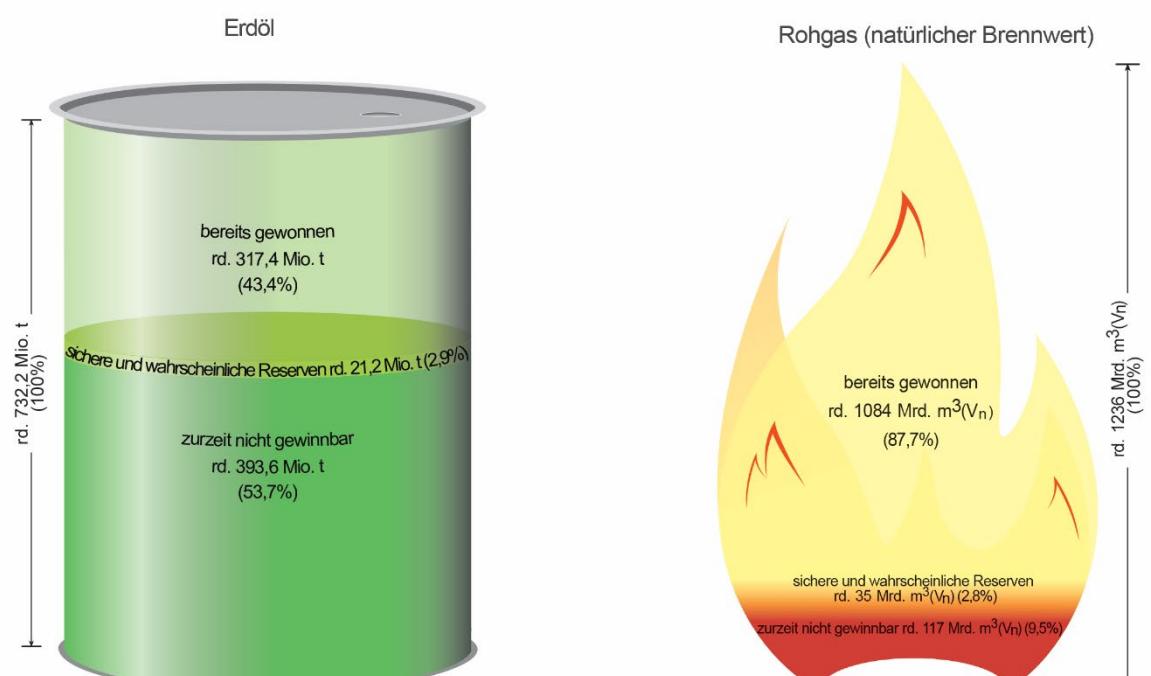
Anlage 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdölagersttten in Deutschland (Stand: 31.12.2024)



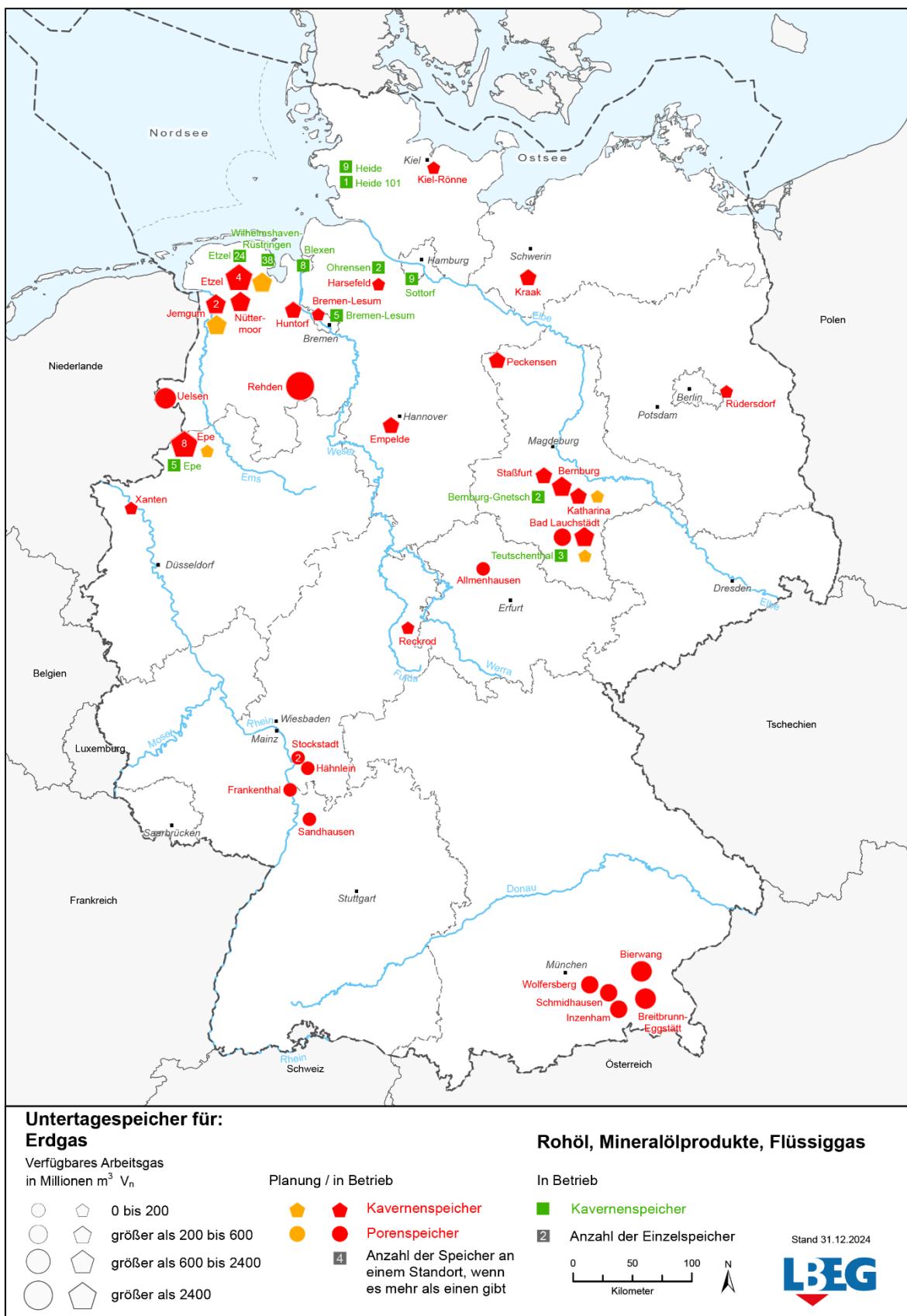




Anlage 10: Verhältnis Reserven-/Produktion (Stand: 01.01.2025)



Anlage 11: Kumulative Produktion & Reserven (Stand: 01.01.2025)



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



ISSN 1864 – 7529