



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015





Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015

Hannover 2016

Titelbild

Auf dem Titelbild ist die Bohranlage ITAG T30 abgebildet, die für die CEP Central European Petroleum GmbH bei der Explorationsbohrung Märkische Heide 1 in Krugau/Brandenburg eingesetzt wurde. Die abgelenkte Bohrung in der Gemeinde Märkische Heide (Niederlausitz) wurde zwischen Dezember 2015 und Februar 2016 bis zu einer Tiefe von 3050 m in MD abgeteuft.

Foto und Text: CEP Central European Petroleum GmbH.

© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energieressource Erdöl und Erdgas

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. 0511 643 0
Fax 0511 643 2304

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	4
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	5
Zusammenfassung	6
Summary	7
1 Bohraktivität	8
1.1 Explorationsbohrungen	8
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	15
1.3 Bohrmeterleistung	17
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	19
2 Geophysik	21
3 Konzessionswesen	23
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	29
4.1 Erdölförderung.....	30
4.2 Erdgasförderung.....	35
5 Erdöl- und Erdgasreserven	39
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2016.....	39
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2016.....	40
5.3 Reservendefinitionen.....	42
6 Untertage-Gasspeicherung	44
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	44
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	45
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2015	46
7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	51
8 Literatur und nützliche Links	52
Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme	

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2015.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.
-
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2015.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2015.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland.
- Anl. 12: Reserven-/Verbrauchsquotient.
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2015. 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 2014 um etwa 18 000 km² auf 87 000 km² verkleinert. Neue Erlaubnisfelder wurden nur in Niedersachsen, Brandenburg und Rheinland-Pfalz vergeben. Erloschen sind Erlaubnisfelder vor allem in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Bayern, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg.

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2015 nochmals abgenommen und lagen deutlich unter dem Durchschnitt der vorangehenden fünf Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist gegenüber dem Vorjahr von zehn auf sechs zurückgegangen. Weitere 16 Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zehn Explorationsbohrungen wurden in 2015 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwei ölfündig und acht nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber 22 im Vorjahr auf elf halbiert. Weitere 13 Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 14 Bohrungen wurden in 2015 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- oder gasfündig und fünf hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht.

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hatte sie sich in 2014 etwas erholt. In 2015 ist sie abermals deutlich zurückgegangen und erreichte einen Wert von knapp 33 000 m. Das entspricht gegenüber dem Vorjahr einem Rückgang um ein Drittel.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 7,3 Prozent abgenommen und betrug 9,3 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Demgegenüber war die Erdölförderung annähernd stabil. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 0,7 Prozent abgenommen und betrug etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 14,2 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 74,4 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also wieder um mehr als die im Jahresverlauf entnommene Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist gegenüber dem Vorjahr um 2,9 Mio. t angewachsen und betrug 33,9 Mio. t. Die in 2015 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Das derzeitig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat um 0,5 Mrd. m³ auf 24,1 Mrd. m³ abgenommen. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 4 Mrd. m³ ausgebaut werden.

Summary

This report presents an overview of oil and gas exploration and production as well as of underground gas storage in Germany in 2015. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

The total area of exploration licenses decreased by almost 18 000 square kilometres to 87 000 square kilometres compared to 2014. New exploration licenses were granted in the states of Lower Saxony, Brandenburg and Rhineland-Palatinate only. Licenses relinquished primarily in Lower Saxony, Schleswig-Holstein, Bavaria, North Rhine-Westphalia, Mecklenburg-Vorpommern and Brandenburg.

After geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits went down significantly already in 2014, the prospecting activities decreased once again and were much less than the average of the last five years.

The number of exploration wells decreased from ten in the previous year to six in 2015. In addition to that number, another 16 exploration wells were drilled to total depth already before 2015, but not completed by final well results before 2015. Ten exploration wells were completed with a final result in 2015. Two of them encountered oil and the other eight were dry.

The number of development wells has halved to eleven compared to 22 in the previous year. Another 13 wells were drilled to total depth already before 2015, but not completed by final well results before 2015. 14 wells were completed successfully in 2015. Nine of them encountered oil or gas pay zones and the other five were completed successfully as service wells.

After drilling meterage decreased drastically in 2013 compared to the preceding years, it had recovered slightly in 2014. In 2015 drilling meterage decreased significantly again and amounted to almost 33 000 metres. This was a reduction of one-third.

The decline of natural gas production continued. Due to depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 7.3 percent compared to the previous year and amounted to 9.3 billion cubic metres (field quality).

In contrast the annual oil production was almost stable. Compared to 2014, the production dropped by 0.7 percent and amounted to 2.4 million metric tons (including gas condensate).

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2014, the reserves decreased by 14.2 billion cubic metres to 74.4 billion cubic metres (field quality). Thus, the decline was more than the annual production once again.

The total remaining proven and probable oil reserves increased by 2.9 million tons to 33.9 million tons. Thus, more than twice the annual oil production could be replaced by new reserves.

The total installed working gas volume of underground gas storage facilities decreased by 0.5 billion cubic metres to 24.1 billion cubic metres. According to current planning, another 4 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future.

1 Bohraktivität

Nachdem sich die Bohraktivität in 2014 nach dem drastischen Rückgang in 2013 etwas erholt hatte, hat sie in 2015 gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter wieder deutlich abgenommen. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 32 im Vorjahr auf 17 zurückgegangen (Kap. 1.2) und die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert ein Drittel verloren (Kap. 1.3), womit sie über 40 Prozent unter dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre lag.

Hinsichtlich des Mittelwertes der vorangehenden fünf Jahre ist zu beachten, dass dieser noch von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim geprägt ist. Diese Bohrkampagne hatte in

den Jahren 2011 und 2012 zu außergewöhnlich hoher Bohraktivität geführt.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien qualitativ ähnlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von zehn auf sechs zurückgegangen, aber die Bohrmeter haben um 57 Prozent abgenommen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 22 im Vorjahr auf elf halbiert. Die Bohrmeter dieser Kategorie waren nicht in diesem Maße rückläufig; sie haben um 13 Prozent abgenommen.

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. Eine Erläuterung der unterschiedlichen Bohrkategorien findet sich in Kapitel 1.4.

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2015 werden insgesamt 22 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten sechs aktiven Bohrungen und weiteren 16 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurde nur eine Bohrung abgeteuft. Das Projekt wurde in Brandenburg durchgeführt und sollte in den Sandsteinen des Rotliegend und/oder im Staßfurt-Karbonat Erdöllagerstätten nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden vier Bohrungen abgeteuft. Zwei Bohrungen, davon die zweite als geologische Ablenkung der ersten, wurden in der Peripherie des ehemaligen Ölfeldes Stockstadt niedergebracht und je eine Bohrung im Bereich des Ölfeldes Römerberg und des Gasfeldes Inzenham-West.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde seit den frühen 1980er Jahren erstmals im Niedersächsischen Becken wieder eine Bohrung abgeteuft, um das aufgegebene Ölfeld Suderbruch erneut zu erschließen.

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

Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹) (Anl. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatzsch, wurde in 2012 die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den poten-

ziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2015 noch nicht abgeschlossen.

Ebenfalls in 2012 wurde auf der Insel Usedom die Bohrung **Lütow 51** (CEP) (Anl. 2) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 in 2012 nunmehr eine weitere Aufschlussbohrung, und zwar die Bohrung **Märkische Heide 1** (CEP) (Anl. 2), abgeteuft. Bereits 2013 war in dem Erlaubnisfeld eine großflächige seismische 3D-Messung durchgeführt worden, die neue Erkenntnisse über den tiefen Untergrund geliefert hatte und mehrere Strukturen hatte erkennen lassen. Eine dieser Strukturen wurde mit dieser Bohrung untersucht. Das Zielgebiet liegt etwa 12 km westsüdwestlich der Bohrung Guhlen 1 und war bereits in den 1960er und 1980er Jahren durch einige Bohrungen erkundet worden. Zielhorizonte sind das Staßfurt-Karbonat und die Sandsteine des Rotliegend, die bereits 1981 in der Bohrung Schlepzig 6 ölführend nachgewiesen werden konnten. Zum Jahresende 2015

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

stand die Bohrung bei etwa 1513 m im Oberen Leinesteinsalz des Zechstein.

Etwa 10 km südöstlich der Bohrung Lütow 51, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Anl. 2) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage 1,7 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde in den Jahren 1983 bis 1988 durch drei Bohrungen (Bansin 4, 5 und 6) getestet und hat bis zur Aufgabe 1988 kumulativ knapp 200 t gefördert. Da das Ziel der Bohrung etwa 2700 m unterhalb des Achterwassers liegt, wurde die Bohrung als Richtbohrung von Land aus durchgeführt. Aufgrund technischer Probleme konnte die Bohrung nicht vor dem Erreichen des Zeitfensters, für das Bohrarbeiten aus Naturschutzgründen ausgeschlossen waren, und somit nicht in 2011 zum Abschluss gebracht werden. Deshalb wurde die Bohrung bei 3126 m im unteren Salz der Leine-Folge stehend eingeschlossen. Die Bohrarbeiten wurden Anfang April 2012 wieder aufgenommen. In einer Entfernung von etwa 1750 m nordwestlich des Ansatzpunktes wurde das Staßfurt-Karbonat ölführend in anderer struktureller Situation als im benachbarten Bansin-Fund aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3830 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Im Dezember 2012 wurde ein Fördertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Anl. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen niedergebracht. Die Bohrung sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer Struktur untersuchen, die bereits durch die knapp 6 km westnordwestlich gelegene Bohrung Birkholz/Beeskow 1A aus dem Jahr 1964 und die knapp 4,5 km südsüdöstlich gelegene Bohrung Reudnitz 1 aus dem Jahr 1989 gasführend getestet worden war. Das in diesen Bohrungen nachgewiesene Erdgas zeichnete sich allerdings durch hohe Stickstoffgehalte aus, die damals offensichtlich dazu geführt haben, die Erdgasfunde nicht weiter zu verfolgen und zu entwickeln. Um die Bohrung

Reudnitz Z2 richtig platzieren zu können, wurden in 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Bohrung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzuteufen und im Erfolgsfall eine horizontale Ablenkung vorzunehmen. Die Bohrung traf die Rotliegend-Sandsteine wie prognostiziert gasführend an und wurde in einer Tiefe von 2930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur **Reudnitz Z2a** ablenkt. Die Ablenkung hat die gasführenden Rotliegend-Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Gebiet Weser-Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte, wurde sie in einer Teufe von 3340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur **Damme 2a** abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3333 m im Lias Delta. Der Wealden und der Posidonienschiefer wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Sie hatte ebenfalls das Ziel, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat entsprechend der Damme 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1610 m unterhalb des Wealden in der Serpulit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für wei-

terführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt worden waren, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Auch sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen in 2011 geplant war, steht noch aus.

Bereits in 2008 wurde in der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen, die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Die Bohrung hat einen etwa 600 m mächtigen Wealden und einen etwa 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft und wurde bei einer Endteufe von 2660 m im Lias Delta eingestellt. Im Bereich des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen elf Kerne gezogen. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Oberrheintal

Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölbungsstruktur an einer mehr oder weniger parallel zum Grabenrand verlaufenden Abschiebung zu erkunden. Zielhorizont waren die Pechelbronner Schichten, die analog zum westlich benachbarten ehemaligen Ölfeld Stockstadt, aber eine Grabenscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde in 2013 vom gleichen Bohrplatz wie die Bohrung Stockstadt 2001 (siehe Abschnitt Wiedererschließungsbohrungen) gebohrt. Der geplante Landepunkt der Bohrung Allmend 1 liegt etwa 1 km südöstlich des gemeinsamen Bohrplatzes. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten mit z.T. guten Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2885 m im Rotliegend eingestellt. Anfang des Jahres 2014 wurde eine Testförderung aus dem Bereich der Pechelbronner Schichten vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2015 noch nicht fest.

Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (ENGIE) (Anl. 2) wurde in 2013 eine Hochlage des Buntsandstein – analog zum Ölfund Römerberg – in ca. 2500 m Tiefe westlich des Altfeldes Leopoldshafen auf Ölführung hin untersucht. Die geologische Struktur konnte mittels der im Jahre 2012 gemessenen 3D-seismischen Daten im Detail nachgewiesen und kartiert werden. Aufgrund von obertägigen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt der Bohrung etwa 1,5 km südöstlich vom Landepunkt entfernt. Nachdem die Bohrung ihren Zielhorizont, den Buntsandstein, erreicht hatte, wurde sie bei 3731 m Endteufe – aufgrund der starken Ablenkung entspricht das 3224 m unter Geländeoberkante – eingestellt. Nach einem Gestängetest auf den Oberen Buntsandstein wurde der tiefere Teil des Bohrloches im Bereich des Buntsandstein verfüllt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Anl. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Bereits in 2012 hat die Bohrung die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

Oberrheintal

In dem jungen Erdölfeld Römerberg wurden in 2014 zwei Teilfeldsuchbohrungen zur weiteren Erkundung der Lagerstätte niedergebracht. Die Bohrung **Römerberg 4** (ENGIE) (Anl. 2) sollte den Buntsandstein im nördlichen Teil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung erschließen. Der Ansatzpunkt der Bohrung befindet sich auf dem Betriebs- und Cluster-Bohrplatz im Nordosten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung lag bezogen auf die Oberkante des Buntsandstein ca. 1400 m westsüdwestlich des Ansatzpunktes und damit ca. 900 m nordnordöstlich des Landepunktes der Römerberg 1. Da die

Bohrung bereits den Keuper und Muschelkalk ölführend angetroffen hatte, wurde die Bohrung nach Durchführung eines Gestängetestes (DST) vorzeitig im Muschelkalk bei einer vorläufigen Endteufe von 2750 m eingestellt, um einen Langzeitfördertest auf diese beiden Horizonte durchzuführen. Nach einer mehrmonatigen Förderphase wurde die Bohrung zum Druckaufbau eingeschlossen. In 2015 wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Die Bohrung **Römerberg 7** (ENGIE) (Anl. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der Ansatzpunkt dieser Bohrung befindet sich auf dem Cluster-Bohrplatz im Nordwesten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandstein lag ca. 1600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. Zum Ende des Jahres 2014 stand die Bohrung bei 3172 m im Buntsandstein. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Die Bohrung **Schwarzbach 1** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) sollte eine erdöhlöffige strukturelle Hochlage untersuchen, die in der neuen 3D-Seismik aus den Jahren 2011/2012 etwa 1,5 km nordnordwestlich des ehemaligen Ölfeldes Stockstadt identifiziert wurde. Der primäre Zielhorizont sind die im Feld Stockstadt ölführenden Pechelbronner Schichten. Das sekundäre Ziel waren die regional erdöhlöffigen Sandsteine des Rotliegend. Da die Bohrung die speicherfähigen Sandsteine der Pechelbronner Schichten und des Rotliegend verwässert angetroffen hat, wurde sie in einer Teufe von 1916,5 m eingestellt und zur Vorbereitung für eine geologische Ablenkung teilverfüllt. Die Bohrung wurde als **Schwarzbach 1a** auf eine benachbarte strukturelle Hochlage der Pechelbronner Schichten und des Rotliegend abgelenkt und hat Sandsteine der Pechelbronner Schichten öl-

führend aufgeschlossen. Nach Durchführung eines Testes wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Alpenvorland

Die Bohrung **Inzenham-West C5a** (DEA) (Anl. 1) sollte ein Segment im östlichen Teil der Erdgaslagerstätte Inzenham-West erschließen, das nach den Ergebnissen der 3D-Seismik Inzenham-Breitbrunn aus dem Jahr 2008 als separate tektonische Scholle interpretiert wurde, die bisher nicht durch Bohrungen erschlossen

wurde und unter initialen Druckbedingungen anzutreffen sein sollte. Zielhorizonte waren die miozänen Aquitan-Sandsteine, von denen einige immer noch in Förderung stehen, andere aber bereits seit 1980 als Erdgasspeicher nachgenutzt werden. Die Bohrung hat das Hauptziel, den Horizont 17, der auch als Erdgasspeicher genutzt wird, zwar gasführend erschlossen, jedoch konnte die Annahme einer separaten tektonischen Scholle, die noch nicht drainiert ist, nicht bestätigt werden. Die Bohrung war daher im Aquitan nicht fündig.

Wiedererschließungsbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Suderbruch 2001** (Wintershall) (Anl. 1) wurde die erste Wiedererschließungsbohrung in Niedersachsen seit den frühen 1980er Jahren niedergebracht. Die Bohrung hatte die Wiedererschließung des Erdölfeldes Suderbruch zum Ziel. Aus den Speichern im Valendis, Dogger und Malm waren in der Zeit von 1949 bis 1994 insgesamt 3,9 Mio. t Erdöl gefördert worden. 1996 waren die Bohrungen im Feld verfüllt und die obertägigen Anlagen zurückgebaut worden. Insbesondere in den Speichern des Malm aber auch in denen des Dogger werden nach neueren Untersuchungen noch förderbare Ölmengen vermutet. Das Konzept der Wiedererschließung sah zunächst eine gerichtete vertikale Bohrung zur Erschließung aller relevanten Horizonte vor und anschließend eine zweite Bohrung, die die Speicher in den Giga-Schichten strukturhoch und subhorizontal aufschließen und Reserven nachweisen sollte. Zum Jahresende 2015 stand die Bohrung bei 2376 m im Dogger Gamma und hatte die Endteufe noch nicht erreicht.

Oberrheintal

Die Bohrung **Stockstadt 2001** (Rhein Petrol.) (Anl. 1) diente der Untersuchung der bis 1994 geförderten Erdöllagerstätte Stockstadt. Die Erdöllagerstätte Stockstadt hatte seit 1952 etwa 1 Mio. t Erdöl gefördert und liegt mit dieser För-

dermenge hinter den immer noch fördernden Lagerstätten Landau und Eich auf Platz drei in der Rangfolge der förderstärksten Erdölfelder des Oberrheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturhöchsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreninhalt des ölführenden Speichergesteins, den Pechelbronner Schichten, mit modernen Bohrlochmessinstrumenten geprüft, als auch eine zeitlich begrenzte Testproduktion gefahren werden, die Aufschluss über die Gewinnbarkeit des Erdöls erbringen sollte. Die Bohrung wurde in 2013 niedergebracht. Sie hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. In 2014 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Anl. 1) hatte das Ziel, die aufgegebene Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen der Bausteinschichten erneut zu erschließen. Die Lagerstätte Lauben war bereits 1958 entdeckt worden und bis 1986 in Förderung. Die kumulative Fördermenge aus den Bausteinschichten und Cyrenschichten betrug aber nur etwa 17 000 t Erdöl. Die 3D-Seismik Mindelheim aus dem Jahre 2011 und deren Auswertung führte zu

neuen Vorstellungen über die strukturellen Verhältnisse und die Ausdehnung der Lagerstätte. Danach liegt die antithetische Abschiebung, die die Lagerstätte im Norden begrenzt, deutlich weiter nördlich als bislang angenommen. Das Zielgebiet der Bohrung war eine lokale Hochlage an dieser neu definierten nördlichen Störung. Dort wurde ein großes Potenzial für noch

wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwartet. Die Bohrung hat das Reservoir in der erwarteten Tiefe ölführend angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Im Februar 2015 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch aus.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber 2014 von 32 auf 17 abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 29 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2015 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2015 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2015 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 46 Bohrungen haben 25 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 16

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2015. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11*	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Guhlen 1*	CEP	33441010	5764658	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	2910,0	Rotliegend
Lütow 51*	CEP	33429290	5987983	nicht fündig	Staßfurt-Karb.	2930,0	Werra-Anhy.
Pudagla 2*	CEP	33437737	5981660	nicht fündig	Staßfurt-Karb.	3830,0	Werra-Anhy.
Märkische Heide 1	CEP	33429575	5762946	bohrt	Rotlie., Zechst.		
Reudnitz Z2*	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a*	Bayerngas	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Damme 2a*	EMPG	32449852	5816107	nicht fündig	Lias Epsilon	3333,0	Lias Delta
Damme 3*	EMPG	32449791	5816056	nicht fündig	Wealden	1610,0	Serpulit-Fm.
Lünne 1a*	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Oppenwehe 1*	EMPG	32465302	5815135	nicht fündig	Wealden, Lias	2660,0	Lias Delta
<i>Oberrhheintal</i>							
Allmend 1*	Rhein Petrol.	32465233	5516502	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2885,0	Rotliegend
Leopoldshafen 20*	ENGIE	32457333	5438006	nicht fündig	Buntsandstein	3731,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Ems</i>							
Düste Z10*	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 4*	ENGIE	32460469	5465589	ölfündig	Buntsandstein	2750,0	Muschelkalk
Römerberg 7	ENGIE	32457484	5465432	n.k.E.	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
Schwarzbach 1	Rhein Petrol.	32462961	5519083	nicht fündig	Pechelbr. Sch.	1916,5	Rotliegend
Schwarzbach 1a	Rhein Petrol.	32462961	5519083	ölfündig	Pechelbr. Sch.	1800,0	Rotliegend
<i>Alpenvorland</i>							
Inzenham-West C5a	DEA	32733220	5309495	nicht fündig	Aquitän-Sdst.	2125,0	Aquitän
Wiederschließungsbohrung (A5)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Suderbruch 2001	Wintershall	32534050	5838585	bohrt	Malm, Dogger		
<i>Oberrhheintal</i>							
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	32465233	5516494	n.k.E.	Pechelbr. Sch.	2115,0	Rotliegend
<i>Alpenvorland</i>							
Lauben 7*	Wintershall	32594334	5325061	n.k.E.	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-Sch.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2015; *: Endteufe vor 2015 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2015.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Weser-Ems</i>			
Päpsen Z2	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 26	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 26M1	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 27	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Schneeren-Süd Z1*	ENGIE	Oberkarbon-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen Z6b*	DEA	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z8a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Völkersen-Nord Z4a*	DEA	Rotliegend-Sandsteine	nicht fündig
Völkersen-Nord Z7	DEA	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Burgmoor Z3a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Leer Z5*	ENGIE	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Staffhorst Z1a*	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 13	Wintershall	Bentheim-Sandstein	bohrt
Emlichheim 114	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoos 801*	ENGIE	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 62a*	ENGIE	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 185a	ENGIE	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2*	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop 6a*	ENGIE	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt 87*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	Ziel erreicht
Bockstedt 88*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	Ziel erreicht
Bramhar 65	ENGIE	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Westlich der Ems</i>			
Rühlermoos H25*	ENGIE	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Bayerngas – Bayerngas GmbH, München		Status mit Stand vom 31. Dezember 2015	
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		* : Endteufe vor 2015 erreicht	
DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover			
ENGIE – ENGIE E&P Deutschland GmbH (2015 noch GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH), Lingen			
Rhein Petrol. - Rhein Petroleum GmbH, Heidelberg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

erfolgreich. Von diesen 16 Bohrungen waren elf öl- oder gasfündig und fünf weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pi-

lotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“. 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.

1.3 Bohrmeterleistung

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hatte sie sich in 2014 etwas erholt. In 2015 ist sie abermals deutlich zurückgegangen und erreichte einen Wert von knapp 33 000 m. Das entspricht gegenüber dem Vorjahr einem Rückgang um ein Drittel oder etwa 16 000 m.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2015 lag die Bohrleistung um knapp 25 000 m oder etwa 43 Prozent unter diesem Mittelwert. Dieser Mittelwert ist aber nach wie vor stark von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt, die zu einer überdurchschnittlich hohen Bohraktivität geführt hatte. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um gut 57 Prozent bzw. fast 13 000 m auf etwa 9 500 m zurückgegangen.

Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre lag der Rückgang in der gleichen Größenordnung und betrug knapp 54 Prozent oder etwa 11 000 m.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr um knapp 13 Prozent bzw. 3500 m auf etwa 23 000 m abgenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre entspricht dieser Wert einem Rückgang um 37 Prozent oder etwa 14 000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 71 Prozent an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 64 Prozent überdurchschnittlich.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter deutlich an Gewicht. So haben die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate den Anteil Schleswig-Holsteins an den gesamten Bohrmetern in 2015 auf über 28 Prozent anwachsen lassen (Tab. 4). Explorationsbohrungen in Hessen, Bayern, Brandenburg und Rheinland-Pfalz stellten zusammen einen Anteil von fast 22 Prozent. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in anderen Bundesländern war der niedersächsische Anteil mit 50 Prozent aber wieder unterdurchschnittlich.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2010 bis 2015, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2010	51411	100	-	-	18279	35,6	9792	19,0	-	-	-	-	23135	45,0	205	0,4
2011	73272	100	253	0,3	10278	14,0	4744	6,5	-	-	-	-	50752	69,3	7245	9,9
2012	71424	100	-	-	8793	12,3	14062	19,7	-	-	-	-	48207	67,5	362	0,5
2013	43423	100	-	-	7525	17,3	4508	10,4	2115	4,9	-	-	29275	67,4	-	-
2014	48922	100	-	-	5649	11,5	15024	30,7	1525	3,1	-	-	21522	44,0	5202	10,6
2015	32773	100	-	-	1513	4,6	5577	17,0	2376	7,3	452	1,4	21120	64,4	1734	5,3
Mittelwert 2010-2014	57690	100	51	0,1	10105	17,5	9626	16,7	728	1,3	-	-	34578	59,9	2603	4,5

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2015 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	-	2008,0	-	-	-	-	2008,0	6,1
Brandenburg	1513,4	-	-	-	-	-	1513,4	4,6
Hessen	-	3334,7	-	-	-	-	3334,7	10,2
Niedersachsen	-	-	2376,3	452,0	11810,2	1734,0	16372,5	50,0
Rheinland-Pfalz	-	234,0	-	-	-	-	234,0	0,7
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	9310,0	-	9310,0	28,4
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	9310,0	-	9310,0	28,4
Oder/Neiße-Elbe	1513,4	-	-	-	-	-	1513,4	4,6
Elbe-Weser	-	-	2376,3	-	8416,0	-	10792,3	32,9
Weser-Ems	-	-	-	452,0	3198,0	1734,0	5384,0	16,4
Westlich der Ems	-	-	-	-	196,2	-	196,2	0,6
Oberrheintal	-	3568,7	-	-	-	-	3568,7	10,9
Alpenvorland	-	2008,0	-	-	-	-	2008,0	6,1

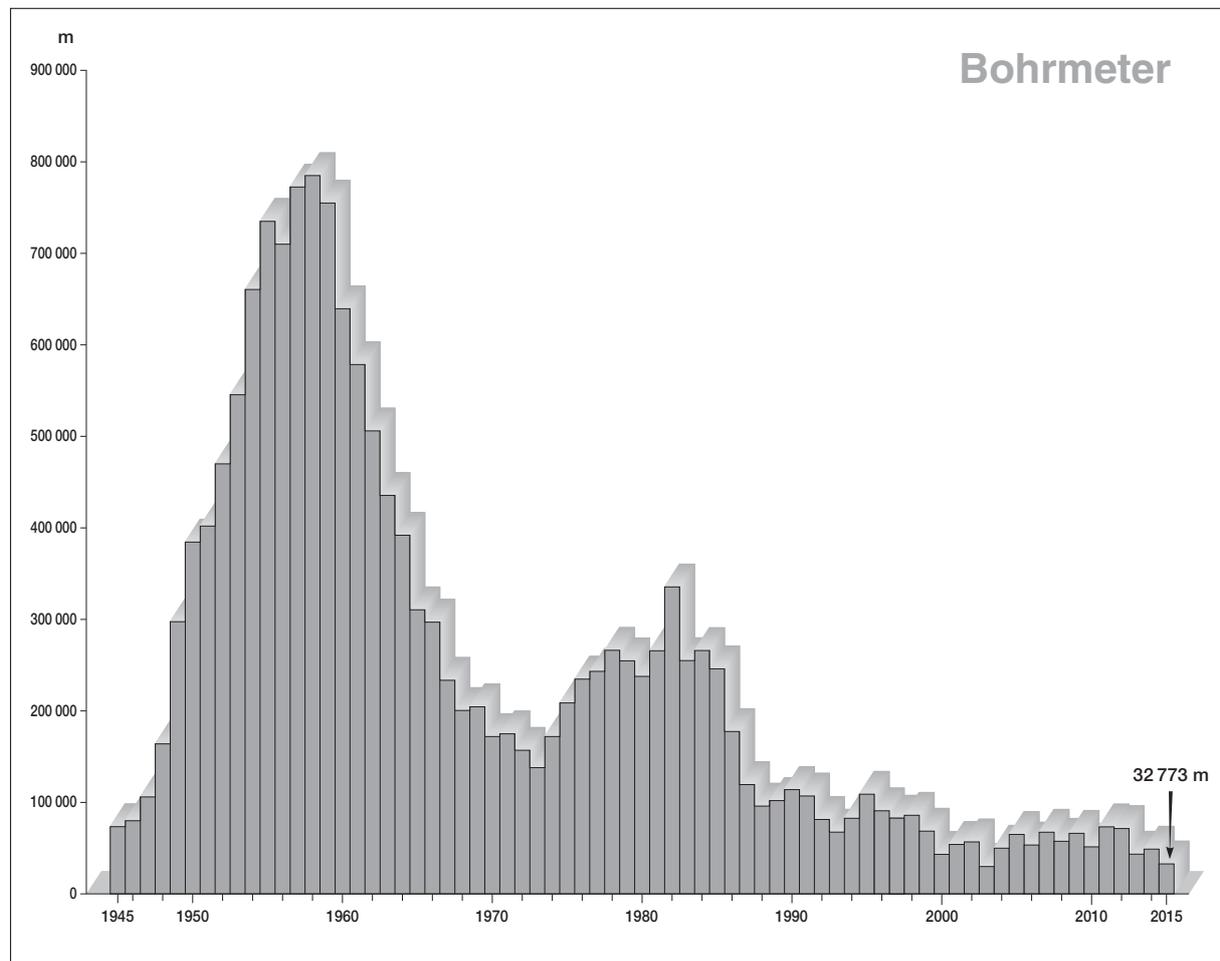


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2015.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrunsklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

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

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

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

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

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

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

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen erdöl- oder erdgasführenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur evtl. 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.

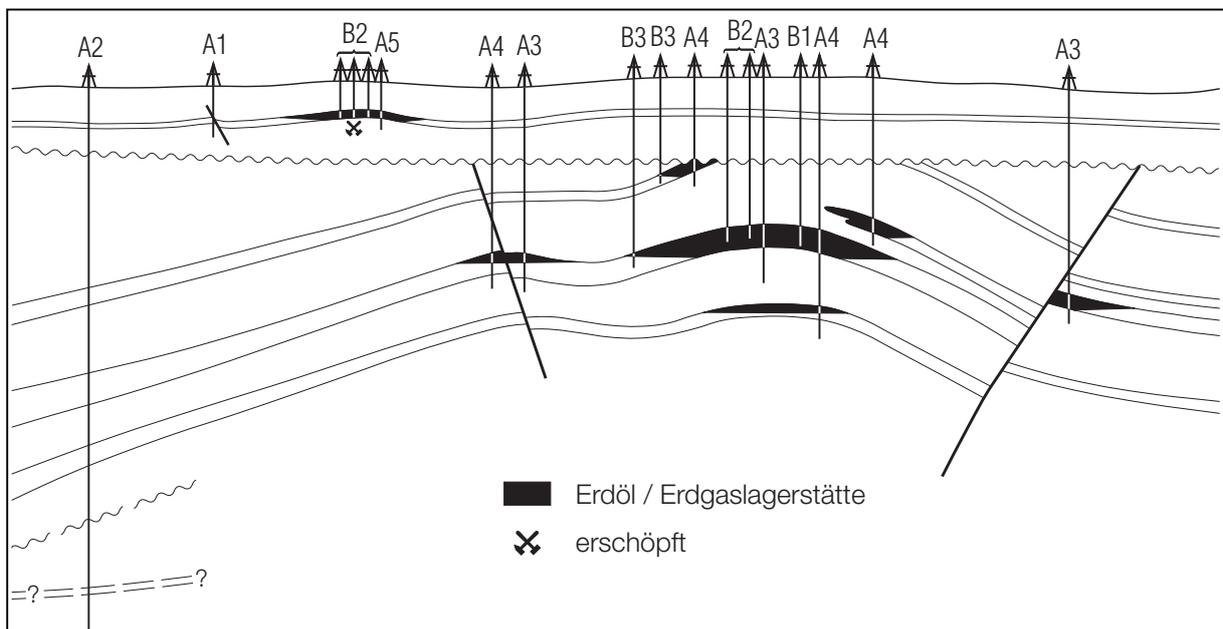


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2015 nochmals abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 125 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 14 Profilkilometern (Tab. 5). Gravimetrische Messungen wurden nicht vorgenommen. Verglichen mit dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 398 km² 3D-Seismik und 111 Profilkilometern 2D-Seismik war 2015 ein unterdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2015 wurde nur ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar in der Westmolasse in Baden-Württemberg.

Es war der Survey „Mönchsrot-Hauerz“ mit einer Fläche 125 km². Der Survey überdeckt große Teile der Erlaubnisfelder Tannheim und Engelsberg der Wintershall Holding GmbH sowie die bis in die 1990er Jahre von der Wintershall betriebenen und anschließend aufgegebenen Erdöl- und Erdgasfelder Mönchsrot, Hauerz und Oberschwarzach und deren Peripherie.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt. Der aktuelle Survey ist farblich hervorgehoben.

2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in Niedersachsen im Bereich des Erdgasfeldes Völkersen durchgeführt. Es waren zwei Linien mit zusammen 14 Profilkilometern, die im Rahmen der Lagerstättenentwicklung des Erdgasfeldes Völkersen im Auftrag der DEA Deutsche Erdoel AG akquiriert wurden.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2015 (nach Angaben der explorierenden Firmen und Bergbehörden).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	14	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	125	-	-
Summe	125	14	-

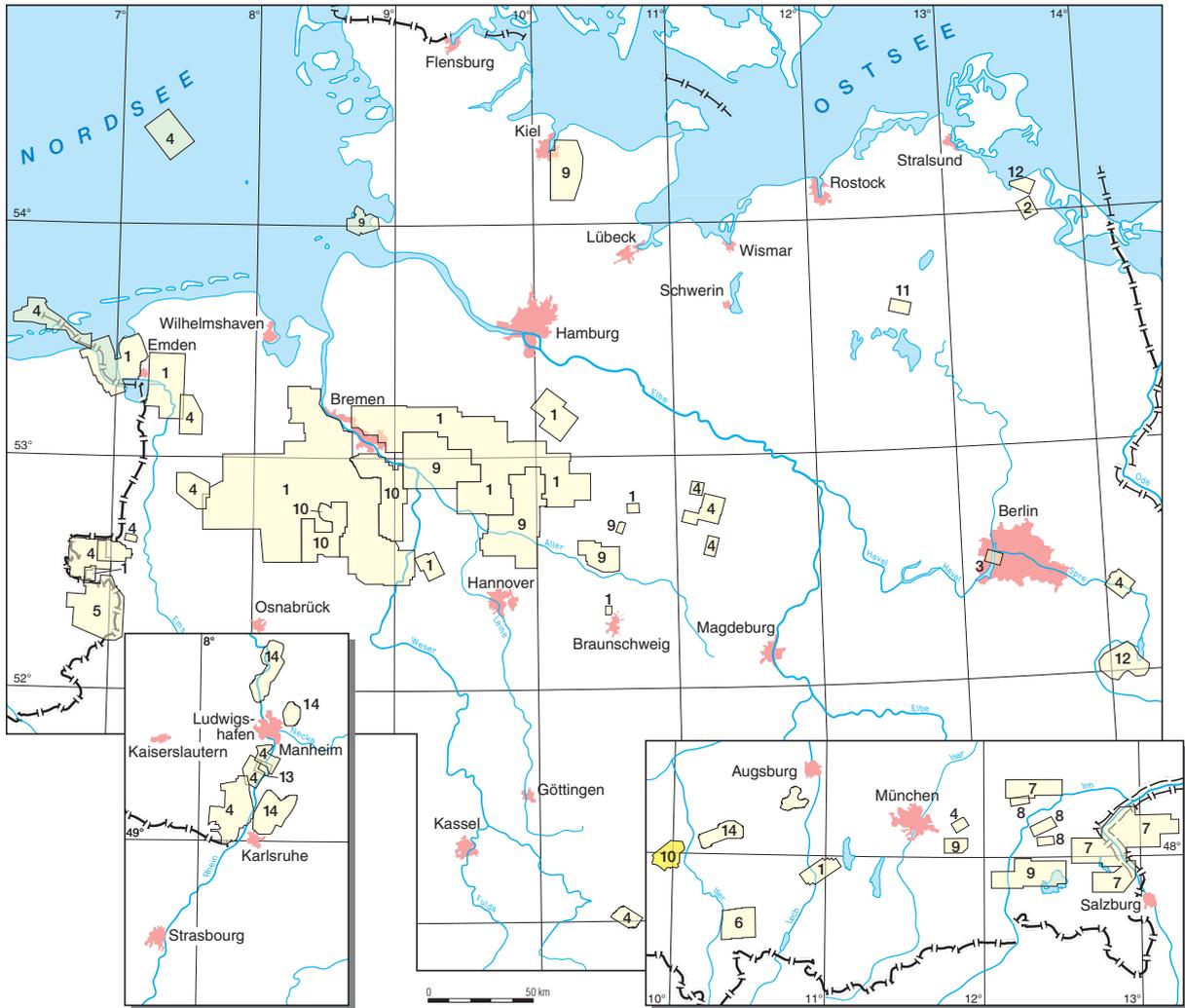


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete in 2014 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: ENGIE, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: DEA, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

3 Konzessionswesen

Das Jahr 2015 war wie schon das Vorjahr vor allem durch Ablauf, Aufhebungen und Verkleinerungen von Erlaubnisfeldern geprägt. Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich infolgedessen gegenüber dem Vorjahr deutlich um etwa 18 000 km² verkleinert und betrug Ende 2015 87 000 km². Nur sechs Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 1300 km² wurden neu erteilt. Demgegen-

über sind dreißig Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen etwa 19 000 km² erloschen bzw. aufgehoben oder verkleinert worden.

Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres etwa 84 000 km².

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2015.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
9	Zehdenick Nord	Jasper Resources B.V.	Brandenburg
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd.	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
31	Drusweiler	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Teilaufhebungen			
5	Anklam	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Erloschene Erlaubnisse			
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
23	Südbayern-Nord	PRD Energy GmbH	Bayern
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
027	Leer	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
05002	Hahnenhorn	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
11002	Steinhorst	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
11_04	Misburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
12_01	Sittensen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_02	Wittmund	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
12_03	Uelzen	PRD Energy GmbH	Niedersachsen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	DART ENERGY (EUROPE) LIMITED	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Deidesheim	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
27	Ludwigshafen	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11_03	Bramstedt	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_01	Ostrohe	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_02	Schwarzenbek	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_05	Rosenkranz Nord	Max Streicher GmbH & Co. KG a. A.	Schleswig-Holstein
12_07	Gettorf	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
12_08	Elmshorn	PRD Energy GmbH	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Die neu erteilte Fläche entfällt auf Erlaubnisfelder in Niedersachsen, Brandenburg und Rheinland Pfalz. In Niedersachsen (inkl. Küstenmeer) wurden drei Felder mit einer Fläche von zusammen etwa 800 km² neu erteilt, in Brandenburg ein Feld mit einer Fläche von etwa 370 km² und in Rheinland-Pfalz zwei Felder mit zusammen etwa 170 km².

Hinsichtlich der erloschenen und aufgehobenen bzw. verkleinerten Erlaubnisfelder war die Summe der Flächen in Niedersachsen mit 5100 km² am größten, gefolgt von Schleswig-Holstein mit 4600 km², Bayern mit 4000 km², Nordrhein-Westfalen mit 2000 km², Mecklenburg-Vorpommern mit 1900 km² und Brandenburg mit 900 km². Darüber hinaus fielen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz Flächen von jeweils etwa 300 km² Flächen ins Bergfreie.

Überwiegend sind Flächen frei geworden, für die die Aufsuchungsrechte erst vor einigen Jahren erteilt worden waren. Allein die Aufgabe der Aktivitäten der PRD Energy GmbH in Deutschland – diese Firma hatte ihre erste Erlaubnis in Deutschland erst Ende 2011 erhalten – hatte die Aufhebung von Erlaubnisfeldern mit einer Fläche von zusammen mehr als 10 000 km² zur Folge.

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7 sowie in den Abbildungen 4 und 5 (in Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt.

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2015.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuch.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
20	Teising	Nasser Berg GmbH	Bayern
21	Schongau (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Limited	Bayern
24	Weiden (großr. Aufsuchung)	Naab Energie GmbH	Bayern
25	Egmatting (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
Bergamt Stralsund			
2	Grimmen 2	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
5	Anklam	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP - Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen

Fortsetzung Tab. 7

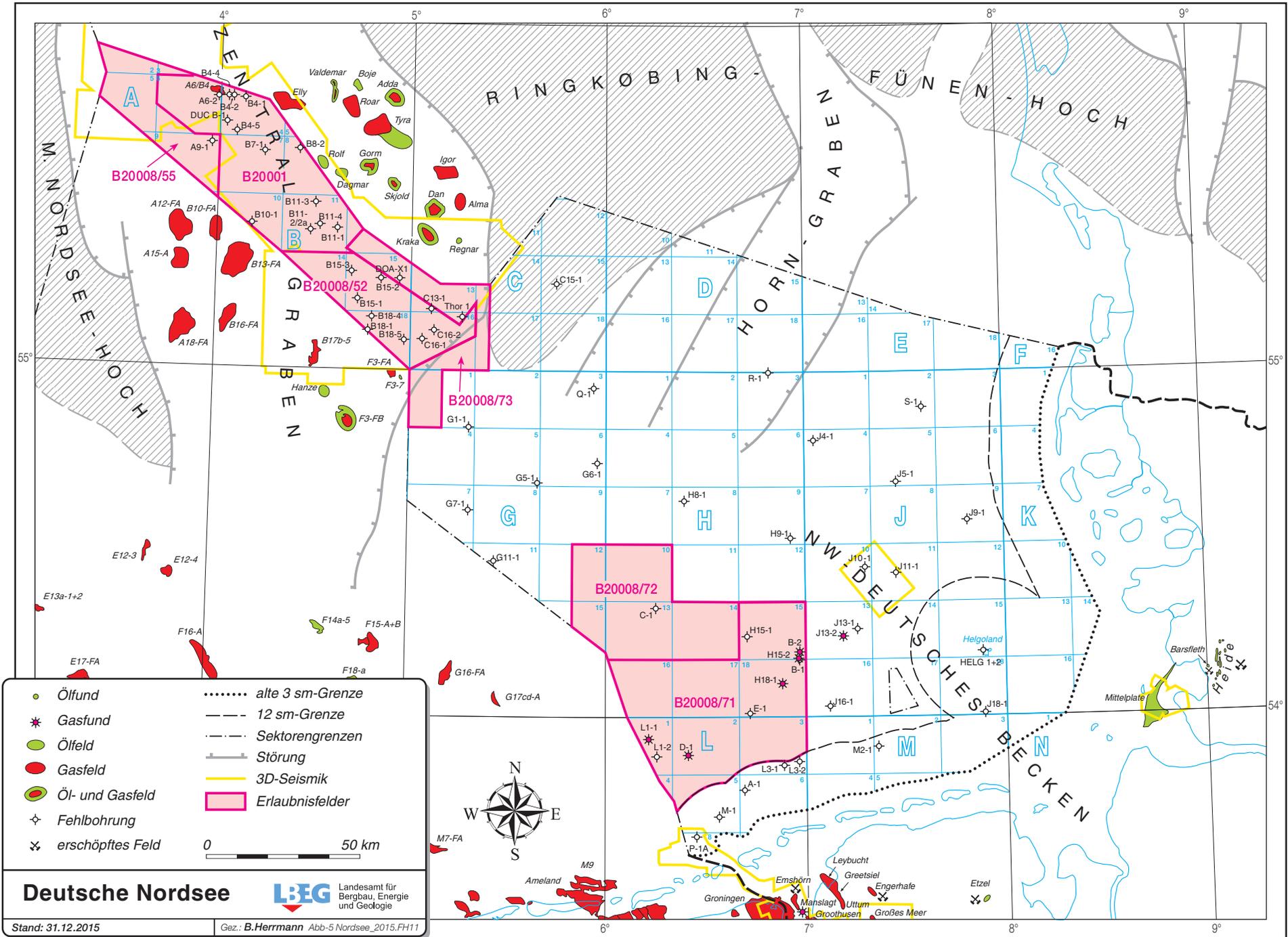
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
54	Donar	HammGas GmbH & Co. KG, Mingas-Power GmbH, Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG GmbH – Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

11_01	Vierlande	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Hamburg
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
08_03	Simonswolde-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
038	Hümmling	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nieders., Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07002	Bramsche-Erweiterung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
11001	Werder	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
12_04	Oldendorf	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_05	Lüneburg	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
12_10	Heemsen	Kimmeridge Energy Ltd.	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd.	Niedersachsen
13_03	Prezelle	GET Geo Exploration Technologies	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen	PVG GmbH - Resources Services and Management	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
233	Heide-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
05003	Preetz-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
12_06	Sterup	Central Anglia AS	Schleswig-Holstein
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH, DEA Deutsche Erdoel AG	NI, SH (Nordsee)
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	ENGIE E&P Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, DEA Deutsche Erdoel AG	NI, SH (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nieders. (Nordsee)
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding GmbH	Nieders. (Nordsee)
20008/73	B12, 15, C13, 14, 16, 17, G1	PA Resources UK Ltd., Danoil Exploration A/S	NI, SH (Nordsee)
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	Bayerngas GmbH	Brandenburg
3	Lübben	Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
5	Reudnitz-Nordost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	Bayerngas GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Brandenburg
8	Forst	CEP - Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick Nord	Jasper Resources B.V.	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
24	Maximiliansau	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
25	Edenkoben	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
28	Eicher See	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
29	Guntersblum	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
30	Rheindürkheim	Rhein Petroleum GmbH	Rheinland-Pfalz
31	Drusweiler	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt			
2	Kunrau	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Sachsen-Anhalt
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
26	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	ENGIE E&P Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

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



Deutsche Nordsee



Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Stand: 31.12.2015

Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee_2015.FH11

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2015 2,4 Mio. t **Erdöl** (Tab. 8). Das entspricht einer Verringerung um 0,1 Prozent gegenüber 2014. Damit hat die heimische Produktion zu 2,5 Prozent zur Deckung des Energiegesamtbedarfs an Erdöl in Deutschland beigetragen (AGEB 2016).

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2015 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bei 105,5 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr (105,6 Mio. t) fiel der Verbrauch um 0,1 Prozent. Damit war 2015 der geringste Ölverbrauch in Deutschland seit 1990 zu verzeichnen (AGEB 2016).

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2015 bei 9,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas (Tab. 8) bzw. 8,5 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von Ho = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Verringerung um 7,3 Prozent Rohgas bzw. 6,9 Prozent Reingas. Damit konnte Deutschland seinen Gasverbrauch 2015 zu 9,7 Prozent aus heimischer Förderung decken (AGEB 2016). 2014 waren es noch 10 Prozent gewesen.

Der gesamte statistisch erfasste Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Jahre 2015 nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bei umgerechnet 88,64 Mrd. m³(V_n) Reingas. Im Vergleich zum Vorjahr (84,41 Mrd. m³(V_n)) stieg der Verbrauch um rd. 5 Prozent. Vor allem die verglichen mit 2014 niedrigeren Temperaturen während der Heizperiode werden als Grund genannt (AGEB 2016).

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2015.

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	582	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	39 869	1,7	10 909 359	0,1	1 317 034	2,0	12 226 393	0,1
Brandenburg	9 422	0,4	-	-	3 418 260	5,3	3 418 260	0,0
Hamburg	13 195	0,5	-	-	316 707	0,5	316 707	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3 618	0,1	-	-	527 330	0,8	527 330	0,0
Niedersachsen	817 898	33,9	8 831 203 654	94,7	38 301 288	59,2	8 869 504 942	94,5
Rheinland-Pfalz	202 344	8,4	-	-	2 438 165	3,8	2 438 165	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	399 501 388	4,3	-	-	399 501 388	4,3
Schleswig-Holstein	1 325 715	54,9	61 150 191	0,7	18 332 800	28,4	79 482 991	0,8
Thüringen	-	-	20 207 916	0,2	-	-	20 207 916	0,2
Summe	2 412 643	100	9 322 972 508	100	64 651 584	100	9 387 624 092	100

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2015 wurden in Deutschland 2,42 Mio. t Erdöl einschließlich 0,6 Prozent Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit marginal um ca. 20 000 t (-0,7 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (2,43 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 2,2 Mio. t Öl. Das sind fast 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2015 aber auf 1,33 Mio. t. Das sind 19 000 t (-1,4 Prozent) weniger als 2014. Auch Niedersachsen produzierte mit 818 000 t rund 7 000 t (-0,9 Prozent) weniger Öl. Die Erdölproduktion in Rheinland-Pfalz stieg demgegenüber um 10 000 t (+5,1 Prozent) auf 202 000 t (Tab. 8).

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt fiel in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 14 000 t (-1 Prozent). Westlich der Ems wurde die Produktion um 5 000 t (+1,0 Prozent) und im Oberrheintal um 10 000 t (+5,1 Prozent) gesteigert.

Am Stichtag 31. Dezember 2015 standen wie im Vorjahr 50 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden ging um 35 auf nunmehr 1031 zurück (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 87,7 Prozent der Gesamtölförderung in 2015. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,32 Mio. t um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Römerberg mit 0,18 Mio. t (Tab. 10 und 12).

Nach wie vor ist damit Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz. Damit rutscht das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems auf den dritten Platz.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,3 Mio. t Öl aus 27 Förderbohrungen produzierte das Feld 55 Prozent der deutschen Erdölerträge aber 2015 rd. 16 000 t weniger als im Vorjahr. Das macht zwar nur 1,2 Prozent der Produktion aus, entspricht aber der Jahresförderung ganzer Felder wie Vorhop oder Bockstedt. Die Bohrungen von Mittelplate hatten eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 49 021 t Öl.

An der zweiten Stelle der höchsten Jahresproduktion deutscher Ölfelder steht erstmals das Feld Römerberg im Oberrheintal. Beim Abteufen einer Geothermiebohrung 2003 wurde die Betreiberfirma in den Gesteinen der Trias ölfündig. Derzeit fördern dort vier Bohrungen Erdöl.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2011 bis 2015.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2011	2,679	79,671	49	1122
2012	2,621	78,197	49	1083
2013	2,638	72,743	49	1077
2014	2,430	66,618	50	1066
2015	2,413	64,652	50	1031

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2015.

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2015 t	kumulativ t	2015 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
	Nordsee							
SH	A6/B4*	1974	Wintershall	2 161	798 242	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate/Dieksand	1980	DEA	1 323 554	32 217 176	18 332 800	446 024 147	27
HH	Reitbrook-Alt	1937	ENGIE	3 046	2 592 833	128 821	55 797 043	-
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	ENGIE	4 562	3 408 843	83 159	53 399 942	4
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 331 161	58 263 597	18 544 780	1 435 814 744	31
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	ENGIE	9 422	285 782	3 418 260	90 412 248	2
MV	Lütow	1965	ENGIE	2 075	1 346 506	285 750	645 625 068	3
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	ENGIE	1 543	115 465	241 580	27 172 880	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			13 040	3 302 534	3 945 590	1 377 125 053	7
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	ENGIE	1 729	896 310	24 267	16 653 058	14
NI	Eldingen	1949	EMPG	7 914	3 328 468	52 985	27 151 452	17
NI	Hankensbüttel	1954	D / EM	19 815	15 063 934	386 215	369 302 516	22
NI	Höver	1956	ENGIE	1 354	354 366	64 093	12 739 541	9
NI	Knesebeck	1958	ENGIE	11 069	3 475 046	113 492	28 405 409	14
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	6 164	1 947 458	124 120	10 854 042	6
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	10 363	561 129	186 907	5 352 213	6
NI	Nienhagen	1861	EM / W	3 724	6 961 087	40 564	2 892 108	4
NI	Ölheim-Süd	1968	ENGIE	7 690	1 557 251	546 730	85 357 908	19
NI	Rühme	1954	EMPG	18 404	2 266 490	59 079	20 648 144	33
HH/NI	Sinstorf	1960	ENGIE	6 532	3 017 922	122 416	54 161 943	3
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 290	127 127	-	-	*
NI	Vorhop	1952	D / EN	17 953	3 001 360	1 215 588	184 440 820	20
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 835	181 422	-	-	-
				-	34 225 868	-	1 306 836 605	-
	Summe Gebiet			117 835	77 414 799	2 936 456	2 143 885 410	167
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	28 011	7 057 507	3 348 539	526 208 042	30
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	14 593	3 634 385	279 653	68 660 035	17
NI	Börger/Werlte	1977	ENGIE	1 383	128 628	72 871	6 412 099	1
NI	Bramberge	1957	ENGIE	79 897	19 901 750	8 123 978	1 097 516 001	42
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	5 382	2 690 542	181 547	129 935 510	11
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	EM / W	11 598	3 966 352	733 877	85 109 964	22
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	10 521	3 461 319	889 980	94 598 478	5
NI	Hagen	1957	EMPG	617	140 028	17 733	11 025 412	1
NI	Harme	1956	EMPG	193	343 790	44 294	51 474 194	-
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 392	2 302 129	343 950	222 244 815	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	1 034	120 342	20 892	7 231 321	2

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14. Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2015

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2015	kumulativ	2015	kumulativ	
	Fortsetzung Weser-Ems			t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
NI	Löningen	1960	EMPG	5 439	739 568	653 896	355 981 171	5
NI	Matrum	1982	EMPG	2 075	189 218	506 885	20 679 352	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	4 944	1 099 610	297 268	63 039 682	10
NI	Sögel	1983	ENGIE	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	1 427	1 026 384	223 503	28 270 095	7
NI	Voigtei	1953	EMPG	13 434	4 189 924	298 431	354 030 275	48
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	9 527	2 728 749	1 373 639	293 114 448	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 172	1 990 698	1 145 811	553 583 562	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			604	108 502	-	-	-
				-	3 705 643	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			199 243	59 553 896	18 556 747	4 235 054 610	236
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	ENGIE	8 331	1 773 627	234 226	60 643 904	8
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	160 693	10 599 440	1 855 882	150 401 720	116
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	80 325	19 077 141	4 365 395	1 782 270 514	116
NI	Meppen	1960	EMPG	20 286	3 258 972	835 175	151 959 363	17
NI	Ringe	1998	ENGIE	41 393	334 725	416 039	5 626 138	3
NI	Rühle	1949	EM / EN / W	170 044	34 695 784	7 120 410	1 691 729 086	192
NI	Scheerhorn	1949	ENGIE	24 307	8 925 572	2 085 685	528 523 321	51
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 029	349 436	-	-	-
				-	3 196 059	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			506 408	82 210 755	16 912 812	5 015 385 946	503
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	5 158	1 380 069	121 740	30 717 928	10
RP	Landau	1955	Wintershall	18 303	4 518 037	268 068	17 526 369	60
RP	Römerberg	2003	ENGIE	178 259	991 615	1 735 518	8 630 287	4
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	623	41 631	312 839	14 622 205	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			202 344	8 572 698	2 438 165	107 692 567	75
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	30 582	1 533 562	1 196 133	96 752 810	8
BY	Hebertshausen	1981	DEA	1 747	149 164	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	7 423	46 497	120 901	680 286	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			699	23 903	-	-	-
				-	8 428 064	-	2 381 261 580	-
	Summe Gebiet			40 451	10 181 189	1 317 034	2 478 694 676	12
	Kondensat der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	Summe Deutschland			2 412 643	300 356 745	64 651 584	16 811 475 006	1 031

D: DEA, EM: EMPG, EN: ENGIE, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, ENGIE: ENGIE E&P Deutschland GmbH, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Im sechsten Betriebsjahr wurde die Jahresproduktion mit 178 259 t Öl angegeben. Damit stieg die Förderung gegenüber 2014 (167 311 t) um 6,1 Prozent. Das entspricht einer Förderleistung von 44 565 t Erdöl pro Bohrung und erreicht damit Mittelplateniveau.

Das Ölfeld Rühle ist 2015 auf die dritte Stelle in der Förderung gerutscht. Seit 1949 wird aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlerwist produziert. Im Berichtszeitraum 2015 wurde mit 170 044 t rd. 10 000 t weniger Erdöl gefördert als in 2014 (180 036 t). 192 Bohrungen standen in Förde-

rung, was rein rechnerisch eine jährliche Fördermenge von 886 t pro Bohrung (2014: 928 t) bedeutet.

An vierter Stelle steht das Ölfeld Emlichheim im Emsland, das aus den Unterkreide-Sandsteinen produziert. Im Berichtszeitraum 2015 wurden 160 693 t Erdöl gefördert, 5258 t weniger als 2014. Jede der 116 Förder sonden in Emlichheim erbrachte eine Leistung von 1385 t Erdöl pro Jahr (2014: 1431 t). Die Produktion aller weiteren Ölfelder liegt unter 100 000 t pro Jahr.

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2013 bis 2015 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2013		2014		2015		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	7 107	0,3	5 759	0,2	2 161	0,1	798 242	0,3
Nördlich der Elbe	1 458 650	55,3	1 345 022	55,4	1 331 161	55,2	58 263 597	19,4
Oder/Neiße-Elbe	15 323	0,6	13 584	0,6	13 040	0,5	3 302 534	1,1
Elbe-Weser	120 934	4,6	119 780	4,9	117 835	4,9	77 414 799	25,8
Weser-Ems	213 745	8,1	209 184	8,6	199 243	8,3	59 553 896	19,8
Westlich der Ems	566 898	21,5	501 245	20,6	506 408	21,0	82 210 755	27,4
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	209 545	7,9	192 497	7,9	202 344	8,4	8 572 698	2,9
Alpenvorland	46 177	1,8	42 717	1,8	40 451	1,7	10 181 189	3,4
Summe	2 638 379	100	2 429 789	100	2 412 643	100	300 356 745	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2014 und 2015 der förderstärksten Ölfelder.

Lagerstätte (Land)	2014		2015		kumulativ		Förder sonden in 2015
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 339 121	55,1	1 323 554	54,9	32 217 176	10,7	27
Römerberg (RP)	167 311	6,9	178 259	7,4	991 615	0,3	4
Rühle (NI)	180 036	7,4	170 044	7,0	34 695 784	11,6	192
Emlichheim (NI)	165 951	6,8	160 693	6,7	10 599 440	3,5	116
Georgsdorf (NI)	63 840	2,6	80 325	3,3	19 077 141	6,4	116
Bramberge (NI)	90 241	3,7	79 897	3,3	19 901 750	6,6	42
Ringe (NI)	29 811	1,2	41 393	1,7	334 725	0,1	3
Aitingen (BY)	34 320	1,4	30 582	1,3	1 533 562	0,5	8
Barenburg (NI)	23 994	1,0	28 011	1,2	7 057 507	2,3	30
Scheerhorn (NI)	28 086	1,2	24 307	1,0	8 925 572	3,0	51
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Zur Steigerung des Ausbeutegrades in den Erdölfeldern werden 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. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert.

Im Feld Bockstedt läuft seit einiger Zeit ein Wasserflutprojekt unter Testbedingungen. Dem Flutwasser wird ein biologisch abbaufähiges Biopolymer auf Basis eines Pilzes beigegeben. Dieses verdickt das durchflutende Medium stark und treibt so mehr Öl zu den Fördersonden. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,4 Mio. t, einen Anteil von 11,7 Prozent. Damit gab es nur marginale Änderungen gegenüber dem Vorjahr. In 2015 lag der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei rund 94 Prozent (Vorjahr 93,5 Prozent).

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) blieb in 2015 wie im Vorjahr bei 62 Prozent. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Diek-sand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer.

Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Deren Förderanteil lag in 2015 bei 25 Prozent und stieg gegenüber dem Vorjahr um 1 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias blieb in 2015 wie im Vorjahr bei 7 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteins-schichten. Die Lagerstätten des Malm sowie des Tertiär folgen mit rd. 3 Prozent (Anl. 7 und 9).

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 14 030 t. Das entspricht 0,1 Prozent der Gesamtölförderung. Mehr als 15 Prozent der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10 und 11). Erdgas-kondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt.

Bis Ende 2015 sind in Deutschland kumulativ ca. 300 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 34 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 883 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reser-voireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2015 wurden in Deutschland 9,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 8,5 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit insgesamt um 0,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 0,6 Mrd. m³(V_n) normiertes Reingas mit einem Brennwert von Ho = 9,77 kWh/m³(V_n) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Abnahme um 7,3 Prozent bzw. 6,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6). Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 8,8 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 0,65 Mrd. m³(V_n) oder 6,8 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,7 Prozent (+0,5 Prozent). Die Reingasförderung wurde mit 8,2 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind 0,6 Mrd. m³(V_n) oder 6,3 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt 97,1 Prozent (+0,1 Prozent). Das einheimische Erdgas ist somit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Regional betrachtet wurden im Gebiet Weser-Ems 5 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,6 Mrd. m³(V_n) (-10,2 Prozent) entspricht. Die Reingasförderung fiel um 0,5 Mrd. m³(V_n) (-9,9 Prozent) auf 4,3 Mrd.

m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 4 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert und damit 0,1 Mrd. m³(V_n) (-2,5 Prozent) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging um 0,1 Mrd. m³(V_n) (-2,2 Prozent) auf 3,9 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2014 zurück.

In 2015 wurden zusätzlich noch rund 65 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59 Prozent) und Schleswig-Holstein (28 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 5 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 77 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2015 fördernden Sonden ist von 494 im Vorjahr auf 476 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2015 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken war das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 1,2 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit knapp 1,1 Mrd. m³(V_n) Gas. Beide Felder fördern aus dem Rotliegend. An dritter Stelle folgt Goldenstedt/Visbek mit ca. 1,0 Mrd. m³(V_n) mit Gas aus dem Zechstein (Tab. 16).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2011 bis 2015.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
2011	12 872 533	79 671	12 952 204	81	494
2012	11 705 661	78 197	11 783 857	81	497
2013	10 677 869	72 743	10 750 612	78	498
2014	10 060 025	66 618	10 126 643	77	494
2015	9 322 973	64 652	9 387 624	77	476

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2015 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2015 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	61 150 191	9 264 189 624	3
NI	Elbe-Weser Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	17 021 673	1 876 057 208	1
NI	Becklingen	1985	DEA	22 880 933	1 271 034 154	2
NI	Böstlingen	2012	EMPG	20 478 997	194 401 841	1
NI	Dethlingen	1971	D / EM	105 534 253	23 691 173 297	3
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	46 195 543	2 504 902 918	2
NI	Husum / Schneeren	1986	EM / EN	211 971 362	11 462 580 207	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	45 358 379	1 024 899 183	2
NI	Lüchow / Wustrow	1966	ENGIE	-	10 631 408 356	-
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	D / EM	1 171 181 540	60 453 788 750	28
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	ENGIE	399 501 388	210 755 434 726	135
NI	Söhlingen	1980	EMPG	442 946 632	41 512 279 776	20
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	34 896 225	6 377 643 483	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	44 854 953	2 689 705 012	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	7 493 395	1 390 486 606	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	DEA	1 092 417 676	21 044 984 529	16
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	237 455 145	14 193 095 673	10
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	DEA	51 799 306	1 710 405 188	2
NI	Weissenmoor	1996	DEA	102 010 864	1 878 285 919	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 021 226 532	-
	Summe Gebiet			4 053 998 264	417 125 098 624	239
NI	Weser-Ems Apeldorn	1963	ENGIE	119 742 770	5 757 026 730	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	441 981 240	18 722 588 946	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	89 423 953	3 993 096 621	3
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	68 220 788	6 305 957 535	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	53 044 937	17 020 107 404	3
NI	Barrien	1964	Wintershall	45 764 506	12 738 377 705	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	221 538 865	11 030 050 448	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	18 365 839	462 178 686	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	59 853 887	8 549 735 732	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	235 357 247	4 290 192 198	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	30 616 619	17 501 416 235	3
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	10 249 151	904 154 021	5
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	5 506 310	1 320 952 765	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	279 114 374	4 327 364 061	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	979 001 957	62 943 130 525	22
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	EM / EN	17 940 480	2 551 282 952	2
NI	Großes Meer	1978	ENGIE	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 341 245	222 136 329	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	448 430 420	35 277 303 814	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	195 333 718	64 406 797 962	11
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	212 618 496	26 221 003 977	13
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	127 981 717	16 127 440 878	2
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 554 769	188 651 830	1
NI	Leer	1984	ENGIE	11 774 528	778 980 828	1
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	-	2 313 460 442	-
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	1 597 127	463 801 555	-
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	9 548 724	2 624 185 585	7
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	37 080 236	8 675 165 016	4
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	EM / W	125 217 082	14 825 658 287	9
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	EM / W	64 205 712	32 569 267 097	7

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2015

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2015 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	414 459 432	29 332 349 655	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	40 375 019	1 155 769 524	2
NI	Uphuser Meer	1981	ENGIE	4 342 194	200 435 994	1
NI	Uttum	1970	EMPG	34 077 609	1 377 108 628	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	4 799 818	136 274 598	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 932 608	91 643 906	1
NI	Varnhorn / Quaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	543 613 977	28 137 445 240	13
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	32 514 694	763 174 312	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	21 493 690	4 586 988 002	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	80 020 462 634	-
	Summe Gebiet			5 014 015 738	535 870 930 960	178
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	ENGIE	10 221 518	760 423 048	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	EM / EN	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	ENGIE	2 600 528	3 556 174 428	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	3 327 343	957 596 574	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	8 780 409	3 297 310 907	4
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	3 338 674	244 524 174	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	64 535	2 907 886 194	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	10 048 624	1 003 971 874	2
NI	Frenswegen	1951	ENGIE	2 855 262	259 725 762	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	ENGIE	6 551 484	1 352 285 784	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	ENGIE	41 562 588	5 682 468 388	6
NI	Kalle (Karbon)	1958	ENGIE	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	ENGIE	8 431 434	3 452 987 134	1
NI	Ratzel (Buntsandstein)	1964	ENGIE	-	2 256 800	-
NI	Ratzel (Karbon)	1965	ENGIE	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	ENGIE	4 554 703	907 315 403	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	ENGIE	34 836 727	797 138 127	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	7 751 665	659 909 814	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	4 940 594	2 820 032 171	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	ENGIE	735 374	327 894 874	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	ENGIE	12 089 578	3 190 977 678	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 160 501 175	-
	Summe Gebiet			162 691 040	39 774 128 303	31
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	ENGIE	1 580 575	96 556 209	4
TH	Kirchheilingen	1958	ENGIE	457 588	301 189 548	4
TH	Langensalza-Nord	1935	ENGIE	2 711 109	282 460 886	6
TH	Mühlhausen	1932	ENGIE	15 458 644	2 015 988 972	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			20 207 916	6 284 453 663	23
Alpenvorland						
BY	Assing	2009	RAG	-	1 197 709	-
BY	Inzenham-West	1971	DEA	10 909 359	1 015 948 950	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 542 874 284	-
	Summe Gebiet			10 909 359	17 560 020 943	2
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
Summe Deutschland				9 322 972 508	1 028 358 913 002	476

D: DEA, EM: EMPG, EN: ENGIE, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, ENGIE: ENGIE E&P Deutschland GmbH, RAG: Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2015 insgesamt rund 211 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2015 standen im Feld 135 Sonden in Betrieb die insgesamt 400 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 437 Mio. m³(V_n) bedeutet das einen Rückgang um 9 Prozent. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist allerdings einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deut-

lich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die Reingasmenge betrug demnach nur rund 159 Mio. m³(V_n).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2015 rund 61 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas aus drei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um 49 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³(V_n) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 74 Mio. m³(V_n). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 2161 t Erdgaskondensat an.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2013 bis 2015 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2013		2014		2015		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	88 460	0,8	119 571	1,2	61 150	0,7	9 264 190	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	4 401 704	41,2	4 159 494	41,3	4 053 998	43,5	417 125 099	40,6
Weser-Ems	5 988 555	56,1	5 586 165	55,5	5 014 016	53,8	535 870 931	52,1
Westlich der Ems	174 980	1,6	168 448	1,7	162 691	1,7	39 774 128	3,9
Thüringer Becken	16 150	0,2	19 800	0,2	20 208	0,2	6 284 454	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	8 019	0,1	6 548	0,1	10 909	0,1	17 560 021	1,7
Summe	10 677 869	100	10 060 025	100	9 322 973	100	1 028 358 913	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2014 und 2015 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2014		2015		kumulativ		Fördersonden in 2015
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	1 242 078	12,3	1 171 182	12,6	60 453 789	5,9	28
Völkersen (NI)	1 034 475	10,3	1 092 418	11,7	21 044 985	2,0	16
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 096 208	10,9	979 002	10,5	62 943 131	6,1	22
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	635 554	6,3	543 614	5,8	28 137 445	2,7	13
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	501 836	5,0	448 430	4,8	35 277 304	3,4	11
Söhlingen (NI)	490 010	4,9	442 947	4,8	41 512 280	4,0	20
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	466 466	4,6	441 981	4,7	18 722 589	1,8	9
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	464 140	4,6	414 459	4,4	29 332 350	2,9	10
Salzwedel (ST)	436 871	4,3	399 501	4,3	210 755 435	20,5	135
Goldenstedt/Oythe (NI)	291 593	2,9	279 114	3,0	4 327 364	0,4	5
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2016

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2016 auf 33,9 Mio. t Erdöl und liegen damit um 2,9 Mio. t oder 9,2 Prozent über denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Der diesjährige Reservenzuwachs wird von den Unternehmen zum einen auf die jährliche Neubewertung der Reserven, zum anderen mit der Inbetriebnahme neuer Lagerstättenbereiche begründet.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 01. Januar 2016 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven im Norddeutschen Becken. Im Raum nördlich der Elbe stiegen die Reserven um 3,2 Mio. t oder 25,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Auch im Oberrheintal stiegen die ausgewiesenen Reserven

um 885 000 t (+10,7 Prozent). In den alten Förderregionen westlich der Ems hingegen fielen die Reserven um 610 000 t (-11 Prozent) sowie zwischen Weser und Ems um 573 000 t (-18,8 Prozent) (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 15,5 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 2,8 Mio. t (+22,4 Prozent) mehr als im Vorjahr. Das sind 45,7 Prozent (+4,9 Prozent) der deutschen Erdölreserven. Auch in Rheinland-Pfalz stiegen die Reserven um 885 000 auf 9,1 Mio. t (+10,7 Prozent). Damit lagern hier 26,9 Prozent (+0,4 Prozent) der Reserven. Für Niedersachsen wurden 8,4 Mio. t (-1,24 Mio. t bzw. -12,9 Prozent) gemeldet. Damit rutscht

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2016 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2015			Produktion	Reserven am 1. Januar 2016		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2015	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,281	0,023	0,304	0,040	0,240	0,027	0,266
Brandenburg	0,007	0,051	0,058	0,009	0,065	0,025	0,090
Hamburg	0,045	0,084	0,129	0,013	0,002	0,523	0,525
Mecklenburg-Vorpommern	0,024	0,012	0,035	0,004	0,006	0,023	0,028
Niedersachsen	7,403	2,224	9,627	0,818	6,463	1,924	8,387
Rheinland-Pfalz	3,944	4,298	8,243	0,202	4,096	5,032	9,128
Schleswig-Holstein	6,767	5,905	12,671	1,326	9,453	6,053	15,506
Gebiet							
Nordsee	0,003	0,000	0,004	0,002	0,003	0,000	0,004
Nördlich der Elbe	6,773	5,962	12,735	1,331	9,450	6,520	15,969
Oder/Neiße-Elbe	0,031	0,062	0,093	0,013	0,070	0,048	0,118
Elbe-Weser	0,840	0,246	1,085	0,118	0,713	0,312	1,024
Weser-Ems	2,300	0,744	3,045	0,199	1,955	0,517	2,472
Westlich der Ems	4,299	1,260	5,558	0,506	3,797	1,152	4,948
Oberrheintal	3,944	4,298	8,243	0,202	4,096	5,032	9,128
Alpenvorland	0,281	0,023	0,304	0,040	0,240	0,027	0,266
Summe Deutschland	18,471	12,596	31,067	2,413	20,323	13,606	33,930

Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg. Anteil im oberen Teil der Tabelle nicht enthalten, da keine Reserven.

Niedersachsen mit 24,7 Prozent (-6,3 Prozent) erstmals auf den dritten Platz (Tab. 17).

Die **Erdölreservenbilanz** Deutschlands, ein Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres, zeigt für das Jahr 2016 ein positives Ergebnis. Nach Abzug der in 2015 geförderten Ölmenge von den Reserven in 2015 sind rein rechnerisch 5,3 Mio. t Öl Reserven hinzugewonnen worden.

Der **Reserven-/Verbrauchsquotient** aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge erhöhte sich zum Stichtag der Reservenzählung auf 14,1 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 12,8 Jahren. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher statische Reichweite) berücksichtigt

nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 50 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 26 Prozent in Gesteinen der Trias und 19 Prozent in der Unterkreide. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (1,5 Prozent), im Tertiär (1,4 Prozent) sowie untergeordnet im Zechstein (0,3 Prozent) (Anl. 8 und 9).

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2016

Am 1. Januar 2016 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 74,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 14,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 16,0 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 67,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ angegeben und lagen damit 15,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 18,2 Prozent unter dem Wert des Vorjahres (Tab. 19). Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 01. Januar 2016 mit 39,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in dem Gebiet Weser-Ems. Das sind 9,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ (-18,7 Prozent) weniger als 2015. Für den Raum Elbe-Weser wurden 33,3 Mrd.

$\text{m}^3(V_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 5,3 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ (-13,7 Prozent). Die Reingasreserven verteilen sich hauptsächlich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 33,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ (-5,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ bzw. -14,6 Prozent) und Weser-Ems mit 32,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Hier sind es 9,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 22,5 Prozent weniger als im Vorjahr (Tab. 18 und 19).

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagern der aktuellen Statistik nach 73,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Das sind 14,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 16,5 Prozent weniger als 2015. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 98,3 Prozent (-0,7 Prozent). Die Reingasreserven werden mit 67,0 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ (-15,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ bzw. -18,5 Prozent) angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,2 Prozent (-0,2 Prozent). Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Reserven bei (Tab. 19).

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2016 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2015			Produktion	Reserven am 1. Januar 2016		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2015	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,035	0,059	0,094	0,011	0,035	0,059	0,094
Niedersachsen	50,377	37,259	87,636	8,831	45,268	27,868	73,136
Sachsen-Anhalt	0,646	0,034	0,680	0,400	0,892	0,047	0,939
Schleswig-Holstein	0,057	0,006	0,063	0,061	0,115	0,013	0,128
Thüringen	0,064	0,003	0,067	0,020	0,080	0,012	0,092
Gebiet							
Nordsee	0,057	0,006	0,063	0,061	0,115	0,013	0,128
Elbe-Weser	20,508	18,017	38,524	4,054	19,325	13,934	33,259
Weser-Ems	29,742	19,092	48,834	5,014	26,014	13,688	39,703
Westlich der Ems	0,773	0,184	0,957	0,163	0,820	0,293	1,113
Thüringer Becken	0,064	0,003	0,067	0,020	0,080	0,012	0,092
Alpenvorland	0,035	0,059	0,094	0,011	0,035	0,059	0,094
Summe Deutschland	51,178	37,361	88,539	9,323	46,390	27,999	74,389

Volumenangaben in Normkubikmetern

Die **Erdgasreservenbilanz** Deutschlands, ein Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres, zeigt für das Jahr 2016 ein negatives Ergebnis. Nach Abzug der in 2015 geförderten Gasmenge von den Reserven in 2015 wird deutlich, dass zusätzlich zur Fördermenge die Reserven um 4,8 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 6,6 Mrd. m³(V_n) abgenommen haben. In der Bilanz konnten also weder die Förderung noch andere Reservenverluste durch Neufunde oder den Ausbau der bestehenden Felder ersetzt werden.

Der **Reserven-/Verbrauchsquotient**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven und der letztjährigen Fördermenge, verringert sich zum Stichtag der Reserveschätzung 1. Januar 2016 auf 8 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 8,8 Jahren. Damit setzt sich der negative Trend des Vorjahres weiter fort. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher statische Reichweite) berücksichtigt

nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 82 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein und 40 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (9 Prozent) und triassischen Sandsteinen (8 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2016 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2015			Produktion	Reserven am 1. Januar 2016		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2015	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,039	0,067	0,106	0,012	0,039	0,067	0,106
Niedersachsen	47,036	35,133	82,168	8,229	41,327	25,664	66,992
Sachsen-Anhalt	0,228	0,012	0,240	0,145	0,315	0,017	0,332
Schleswig-Holstein	0,069	0,008	0,077	0,074	0,072	0,000	0,072
Thüringen	0,041	0,002	0,043	0,013	0,055	0,008	0,062
Gebiet							
Nordsee	0,069	0,008	0,077	0,074	0,072	0,000	0,072
Elbe-Weser	20,820	18,547	39,367	3,881	19,459	14,178	33,637
Weser-Ems	25,637	16,406	42,043	4,323	21,332	11,247	32,579
Westlich der Ems	0,807	0,192	0,998	0,169	0,852	0,255	1,107
Thüringer Becken	0,041	0,002	0,043	0,013	0,055	0,008	0,062
Alpenvorland	0,039	0,067	0,106	0,012	0,039	0,067	0,106
Summe Deutschland	47,413	35,221	82,634	8,473	41,809	25,755	67,564

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung 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 **Rohgas**-menge entspricht dem aus 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 **Reingas**menge 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 oberen Heizwert (Brennwert) H_o = 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 vier Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG), 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 Prozent).

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 Prozent).

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. In Deutschland ist der Gaspreis in vielen Fällen noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen und fallen also gleichzeitig.

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

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Deutschland ist ein Energie-Importland. Etwa 91 Prozent des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 20). Untertage-Erdgasspeicher spielen eine zentrale Rolle bei der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Die Untertage-Gasspeicherung zeigt seit Beginn der Gasversorgung und zunehmender Gasnutzung bis zum Jahr 2014 einen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher, wobei in der jüngeren Vergangenheit insbesondere die Salzkavernenspeicher an Bedeutung gewonnen haben. Im Jahr 2015 ist dieser Aufwärtstrend zum ersten Mal zum Erliegen gekommen. Ob es sich dabei nur um einen vorübergehenden Stillstand handelt, wird die Entwicklung der nächsten Jahre zeigen.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar aber nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jah-

reszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise ist von steigender Bedeutung. Speicher werden dann auch in Winterperioden temporär befüllt oder im Sommer entleert.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

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

Tab. 20: Versorgung des deutschen Erdgasmarktes nach Herkunftsländern (WEG 2016).

Bezugsland	Anteil in %	
	2014	2015
Deutschland	12	9
Niederlande	25	26
Norwegen	22	31
Russland	37	32
Dänemark/Großbritannien, Sonstige	4	2

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2016).

Energieträger	Anteile in %	
	2014	2015
Mineralöl	34,3	33,9
Erdgas	20,4	21,1
Steinkohle	12,9	12,7
Braunkohle	11,9	11,8
Kernenergie	8,1	7,5
Erneuerbare Energien und Sonstige, inkl. Stromaustauschsaldo	12,3	12,9

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 und Verbrauch¹

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (PEV) sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2016).

Vorjahr (AGEB 2016, o.a. Verbrauchszahl aus Angaben Mrd. kWh errechnet). Hauptursache für diesen Anstieg war die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung in der Heizperiode.

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung um rd. 7 Prozent auf 8,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ zurück (s. Kap. 4). Der Erdgasverbrauch von rd. 89 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ¹ lag um rd. 5 Prozent höher als im

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit $9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von $11,5 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2015 (Stichtag: 31. Dezember 2015)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich sowohl im WEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Weitere Informationen finden sich auch auf der Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht (Stand November 2015) als Download verfügbar ist (<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=747128.html>).

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Aquiferen eingerichtet. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Sie können aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine gewisse Bedeutung haben. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit gut 20 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tiefen Untergrundes, der Dichtheit der geologischen Barriere-Horizonte und der Leistungsfähigkeit. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden hinsichtlich der Größe des Aquifer-Porenvolumens, der Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, des Nachweises von Störungsbahnen, des Druck-Volumen-Verhaltens im Betrieb usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen.

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 aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet man bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland findet man

Tab. 22: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2015).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	9,8	14,3	24,1
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	9,8	14,5	24,3
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	170	484	654
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases 1)	Tage	58	30	37
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		20	31	51
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0	4,0	4,0
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" 2)		0	7	7
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	9,8	18,5	28,3

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

auf dem Kartenserver des LBEG (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000).

Tabelle 22 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,1 Mrd. m³(V_n). Es ist damit gegenüber dem Vorjahr um rd. 2 Prozent (0,5 Mrd. m³(V_n)) gefallen. Dies liegt im Wesentlichen an der von der Uniper Energy Storage GmbH zur Vereinheitlichung der Berichterstattung vorgenommenen Reduzierung der Speicherkapazität des Porenspeichers Bierwang auf 1000 Mio. m³(V_n). Die zugelassene Arbeitsgasmenge dieses Speichers beträgt weiterhin 1450 Mio. m³(V_n). Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern „in Betrieb“ hat sich gegenüber dem Vorjahr durch die Umsetzung von geplanten Erweiterungen um zwei Kavernen auf nunmehr 260 erhöht. Etwa 59 Prozent des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Kavernenspeichern und ca. 41 Prozent in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurde aufgrund der o.g. Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen mit 4,0 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas rd. 0,9 Mrd. m³(V_n) weniger gemeldet als im Vorjahr. Die Anzahl der geplanten Projekte sank folglich. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unterneh-

men gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 28,3 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 30,1) verfügbar sein. Für die geplanten Kavernenspeicher in Peckensen und Moeckow (Gesamtzahl dort geplanter Kavernen: 24) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenigen für diese Speicher sind daher in der o.g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m³(V_n) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. 24 Kavernen theoretisch weitere 1,2 Mrd. m³(V_n) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 24, 25a und 25b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 23 dargestellt.

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 24, 25a und 25b sind zwei Werte aufgeführt: 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 Be-

Tab. 23: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2015).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	213	45	45	120
Bayern	Porenspeicher	6	7 146	3 004	3 004	2 570
Berlin	Porenspeicher	1	573	143	180	225
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (2)	171	135	135	140
	Porenspeicher	1	199	140	140	80
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	322	229	229	520
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	330	272	272	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	10 (93)	9 567	6 779	6 936	8 080
	Porenspeicher	3	9 209	5 455	5 455	3 300
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 894	3 805	3 805	7 060
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	6 (67)	3 812	2 903	2 903	3 767
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (3)	131	82	117	100
Thüringen	Porenspeicher	2	620	252	252	187
Summen Deutschland	Kavernenspeicher	31 (260)	19 405	14 315	14 507	20 167
	Porenspeicher	20	19 364	9 784	9 821	7 085
Gesamt		51	38 769	24 099	24 328	27 252

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

trieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Für folgende Speicher liegen ergänzende Angaben der Betreiber vor:

Porenspeicher

Der technische Betrieb des Erdgasspeichers Sandhausen erfolgt seit dem 1. April 2015 durch die terranets bw GmbH.

Kavernenspeicher

Für **Bad Lauchstädt** beziehen sich die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920 000 m³/h auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen

umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgesolt. Eine neue Kaverne wurde im Juni 2009 in Betrieb genommen. Eine fünfte Kaverne befindet sich zurzeit im Solprozess. Zwei weitere Kavernen sollen ebenfalls bis 2018 fertiggestellt sein. Seit der Zulassung des Rahmenbetriebsplanes durch das LBEG im Jahr 2008 laufen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazugehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen wurden die vorhandenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe betreibt dort seit Oktober 2012 ihren Speicher. Mit der Inbetriebnahme der vierten und letzten Kaverne im November 2015 wurde der Endausbau des Speichers in Epe abgeschlossen. Das Arbeitsgasvolumen beträgt nun ca. 196 Mio. m³. Die Eneco Gasspeicher B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) übernommen. Eine Kaverne sowie die Übertageanlage sind seit 2011 fertiggestellt, die zweite Kaverne wurde 2013 an die Verdichter- und Entnahmestation angeschlossen. Die Kavernen haben ein Arbeitsgasvolumen von ca. 95 Mio. m³.

Die Uniper Energy Storage GmbH, vormals E.ON Gas Storage GmbH, betreibt insgesamt 39 Kavernen am Standort Epe. Eine weitere Kaverne mit einer Arbeitsgasmenge von 50 Mio. m³ soll im Jahr 2018 fertiggestellt werden.

Der Kavernenspeicher **Etzel** zählt mit seiner Kapazität mittlerweile zu den größten Rohöl- und Gasspeichern in Deutschland, der EU und der Welt. Derzeit sind mit 49 Gas- und 24 Ölkavernen insgesamt 73 Kavernen in Betrieb, zwei Kavernen befinden sich im Solbetrieb und werden bis 2017 fertiggestellt. Der Standort Etzel bietet aufgrund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der

existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gaspipelinennetz sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe.

Seit 2006 wurden mehr als 30 neue Gaskavernen im sogenannten Nordfeld der Kavernenanlage mit einem maximal verfügbaren Arbeitsgasvolumen von rd. 3,3 Mrd. m³ an Kunden aus der Energiewirtschaft übergeben (Gesamtarbeitsgasvolumen Kavernenfeld Nord und Süd rund 4,5 Mrd. m³; Tab. 25a). Weitere bis zu 26 Kavernen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von mehr als 2 Mrd. m³ befinden sich in Planung (Tab. 25b), insgesamt sind 99 Kavernen genehmigt.

Aufgrund von technischen Vorfällen in 2014 an Gasfördersträngen von zwei Neubaukavernen, die auf fehlerhaft zugelieferte Bauteile der Untertage-Komplettierung zurückzuführen sind, wurde eine Kavernenbohrung in 2015 repariert und wieder in den Regelbetrieb übergeben. Die Wiederinbetriebnahme der zweiten Kaverne ist nach erfolgter Reparatur in den ersten Monaten 2016 geplant. An den übrigen 28 Neubaukavernen werden seit Sept. 2015 Maßnahmen zur Verstärkung der Gasförderrohrtouren bis voraussichtlich zum 4. Quartal 2016 durchgeführt.

Am Standort Etzel sind Kavernenfonds unter Führung der TRIUVA Kapitalverwaltungsgesellschaft mbH Eigentümer der Bestandskavernen, für diese Kavernen ist die IVG Caverns GmbH der Unternehmer i.S. des BBergG und verantwortlich für den Betrieb der Kavernen. IVG ist Eigentümer aller anderen Betriebsanlagen, d.h. im Wesentlichen der gesamten Infrastruktur zum Betrieb insbesondere der Öllagerkavernen sowie der sich im Herstellungsprozess befindlichen Kavernen. Eigentümer der Gasbetriebsanlagen und technisch-wirtschaftlicher Betreiber der einzelnen Gasspeicherbetriebe am Standort Etzel sind nach Angaben der IVG folgende Konsortialgesellschaften: Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG (EGL) (Betreiber: Statoil Deutschland Storage GmbH), Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH "Crystal" (Betreiber: FSG Crystal), EKB - Etzel-Kaver-

nenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG (Betreiber: EKB), ESE - Erdgasspeicher Etzel (Betreiber: E.ON Gas Storage GmbH – die Gesellschaft firmiert ab 2016 unter dem Namen Uniper Energy Storage).

Die Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ (EDF-/EnBW-Joint-Venture) hatte den kommerziellen Speicherbetrieb am Standort Etzel am 01.10.2012 mit vier Gaskavernen aufgenommen. Das Arbeitsgasvolumen beträgt 400 Mio. m³.

Die Uniper Energy Storage GmbH betreibt in Kooperation mit der OMV Gas Storage Germany GmbH, der VNG Gasspeicher GmbH und der Gas-Union GmbH am Standort Etzel den Erdgasspeicher Etzel (ESE), der 19 Gaskavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von rd. 2,1 Mrd. m³ umfasst.

Die EWE Gasspeicher GmbH hat in **Jemgum** im Dezember 2015 drei weitere Kavernen in Betrieb genommen. Der aus acht Kavernen bestehende Speicher ging am 15. Mai 2013 offiziell in Betrieb.

Auch die WINGAS GmbH errichtet am Standort Jemgum einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH ist mit einem Sechstel an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Derzeit werden zehn Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von bis zu 1 Mrd. m³ errichtet. Es liegt eine Genehmigung für bis zu 18 Kavernen vor. Erste Kavernen sind bereits mit Gas befüllt. Weitere Kavernen befinden sich im Solprozess. Der Betrieb des Speichers, der am 12. September 2013 offiziell startete, erfolgt durch die WINGAS-Tochter astora GmbH & Co. KG. Der Speicher Jemgum ist an das deutsche und das niederländische Gasfernleitungsnetz angeschlossen.

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH (VNG-/Gazprom-Joint-Venture) baut den **UGS Katharina**. Bis zum Jahr 2025 soll in der Magdeburger Börde in Sachsen-Anhalt, in einer Steinsalzlagstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeits-

gasvolumen von etwa 600 Mio. m³ in zwölf Kavernen geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden. Die Bauarbeiten haben im Herbst 2011 begonnen. Im Februar 2015 wurde die vierte Kaverne in Betrieb genommen. Damit erhöht sich das Arbeitsgasvolumen des Speichers um rd. 46 Mio. auf rd. 2014 Mio. m³. Bis Ende 2017 soll die Anzahl der eigenen Kavernen auf sechs steigen.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** der EWE GASSPEICHER GmbH wurde im Rahmen der Exploration die erste Bohrung Anfang 2008 erfolgreich beendet. In 2008 bis 2009 erfolgten seismische und gravimetrische Untersuchungen. Für das Speicherprojekt Moeckow liegen mittlerweile ein zugelassener Rahmenbetriebsplan und ein Planfeststellungsbeschluss vor. Die Erstellung der möglichen 24 Kavernen soll in mehreren Baustufen erfolgen. Nach Pressemitteilungen ist der Zeitpunkt für den Baubeginn allerdings noch offen und hängt von energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen ab.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde auf fünf Kavernen und die Obertageanlage um die zweite Ausbaustufe erweitert. Damit verfügt der Speicher jetzt über ein Arbeitsgasvolumen von ca. 405 Mio. m³, bei einer max. Injektionsrate von knapp 335 000 m³/h und einer Ausspeicherleistung von über 1 108 000 m³/h. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu neun Kavernen erweitert werden. Das damit mögliche Arbeitsgasvolumen richtet sich nach den wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen. Gegenwärtig ist kein weiterer Ausbau absehbar.

7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geografische Lage und die Kenndaten der zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rd. 97 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 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 2014/2015 über einen Vorrat von 23,4 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,9 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

8 Literatur und nützliche Links

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2016): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2015): Geschäftsbericht 2014/2015. - Hamburg. www.ebv-oil.de

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

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

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

WIRTSCHAFTVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2016): Statistischer Bericht 2015, Hannover.

Tab. 24: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
<i>in Betrieb</i>						Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	BE	Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG / GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	573	143	180	225
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1000	1000	1200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Buchholz	BB	VNG Gasspeicher GmbH	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	199	140	140	80
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Ilmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk	153	15	15	75
Hähnlein	HE	Uniper Energy Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	DEA Speicher GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Kalle	NI	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	TH	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Rehden	NI	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4400	4400	2400
Sandhausen	BW	Uniper Energy Storage GmbH / terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	180
Stockstadt	HE	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	Uniper Energy Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1579	840	840	450
Wolfersberg	BY	bayernugs GmbH / DEA Deutsche Erdoel AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär	583	365	365	240
Summe						19364	9784	9821	7085

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2015. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.

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

Tab. 25a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherform	Gesamtvolu- men*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	17	780 - 950	Zechstein 2	902	707	707	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	33	500 - 700	Zechstein 2	1345	1039	1039	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	235	156	156	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	160
Burggraf-Bernsdorf	ST	ONTRAS Gastransport GmbH	- ²⁾	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1300 - 1800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	139	94	94	400
Epe-KGE	NW	Kommunale Gasspeichergeres. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	260	196	196	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	440	342	342	710
Epe-RWE, H-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	12	1100 - 1420	Zechstein 1	663	519	519	870
Epe-RWE, L-Gas	NW	RWE Gasspeicher GmbH	2	1160 - 1280	Zechstein	120	90	90	400
Epe-RWE, NL	NW	RWE Gasspeicher GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein	399	308	308	500
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	262	202	202	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2400	1875	1875	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Statoil Deutschland Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1632	1171	1171	1320
Etzel-EKB	NI	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG / TRIUVA GmbH	6	1150 - 1200	Zechstein 2	889	639	639	790
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / TRIUVA GmbH	19	1150 - 1200	Zechstein 2	2850	2100	2100	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal / IVG Caverns GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	640	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1155 - 1670	Zechstein	189	118	127	300
Huntorf ¹⁾	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	562	375	375	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	4	500 - 700	Zechstein 2	236	204	204	149
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1300 - 1750	Rotliegend	131	82	117	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	900 - 1450	Zechstein	330	272	272	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	280	220	220	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1794	1312	1312	1480
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1300 - 1450	Zechstein	643	400	400	1108
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	2	900 - 1200	Zechstein	171	135	135	140
Staßfurt	ST	RWE Gasspeicher GmbH	8	400 - 1130	Zechstein	681	550	550	550
Xanten	NW	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	211	179	179	280
Summe			260			19405	14315	14507	20167

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2015. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Einschl. Neuenhuntrorf.

²⁾ Stillgelegtes Bergwerk. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg., HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenb.-Vorp., NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westf., SH: Schleswig-Holst., ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 25b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-IVG	NI	IVG Caverns GmbH	26	1150 - 1200	Zechstein 2	3300		2200	
Jemgum-WINGAS	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	18	1000 - 1600	Zechstein 2	1620		1200	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	8	500 - 700	Zechstein 2	472		409	
Moeckow	MV	EWE GASSPEICHER GmbH	24	1100 - 1500	Zechstein	k.A.		k.A.	
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	4	1100 - 1400	Zechstein	k.A.		k.A.	
Summe			82			5517		3959	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2015. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.
 Bundeslandkürzel: MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 26: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

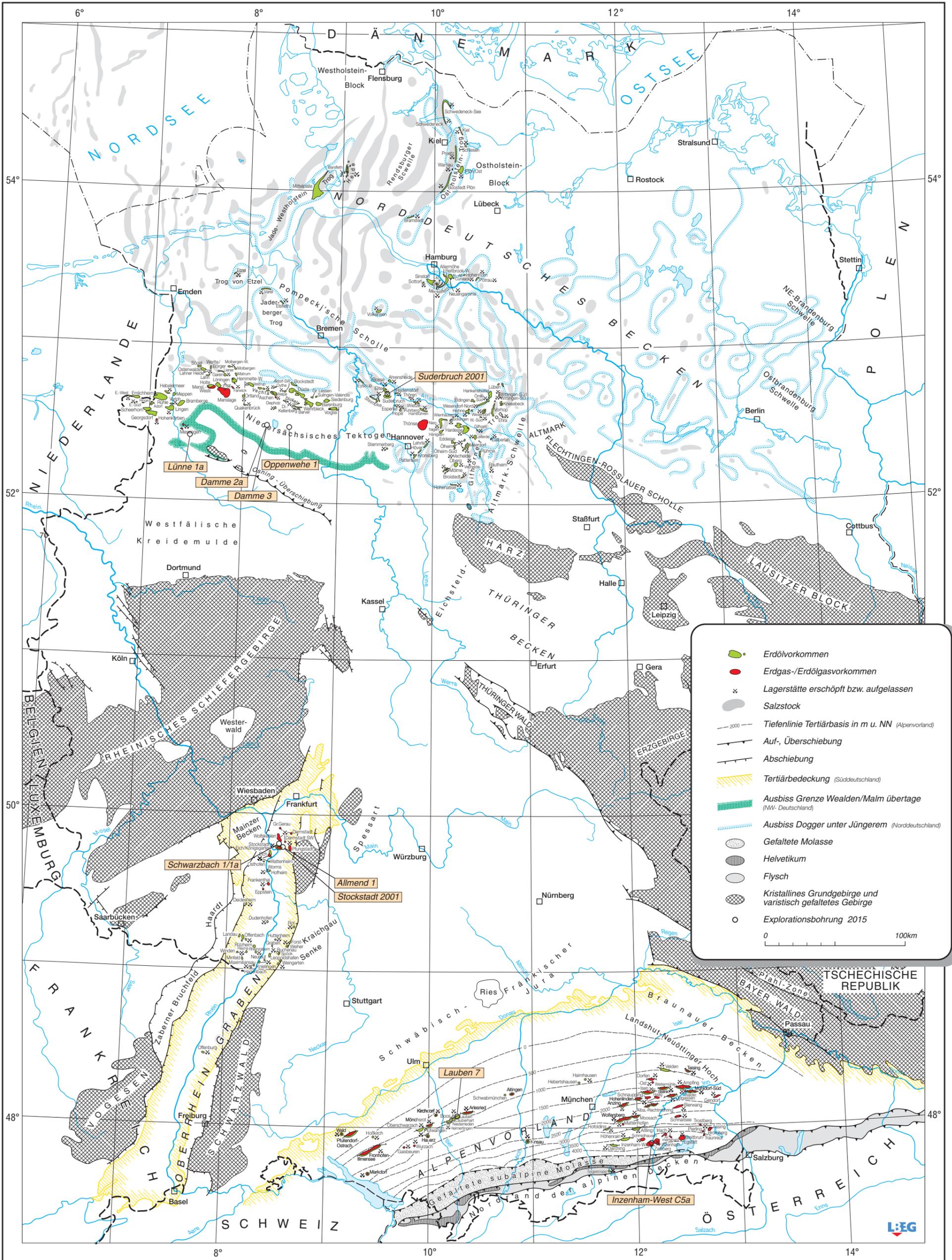
Ort	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	esco - european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	3	Rohöl, Mineralölprodukte	zurzeit außer Betrieb
Etzel	NI	IVG Caverns GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	23	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	NI	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe					103		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2015

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

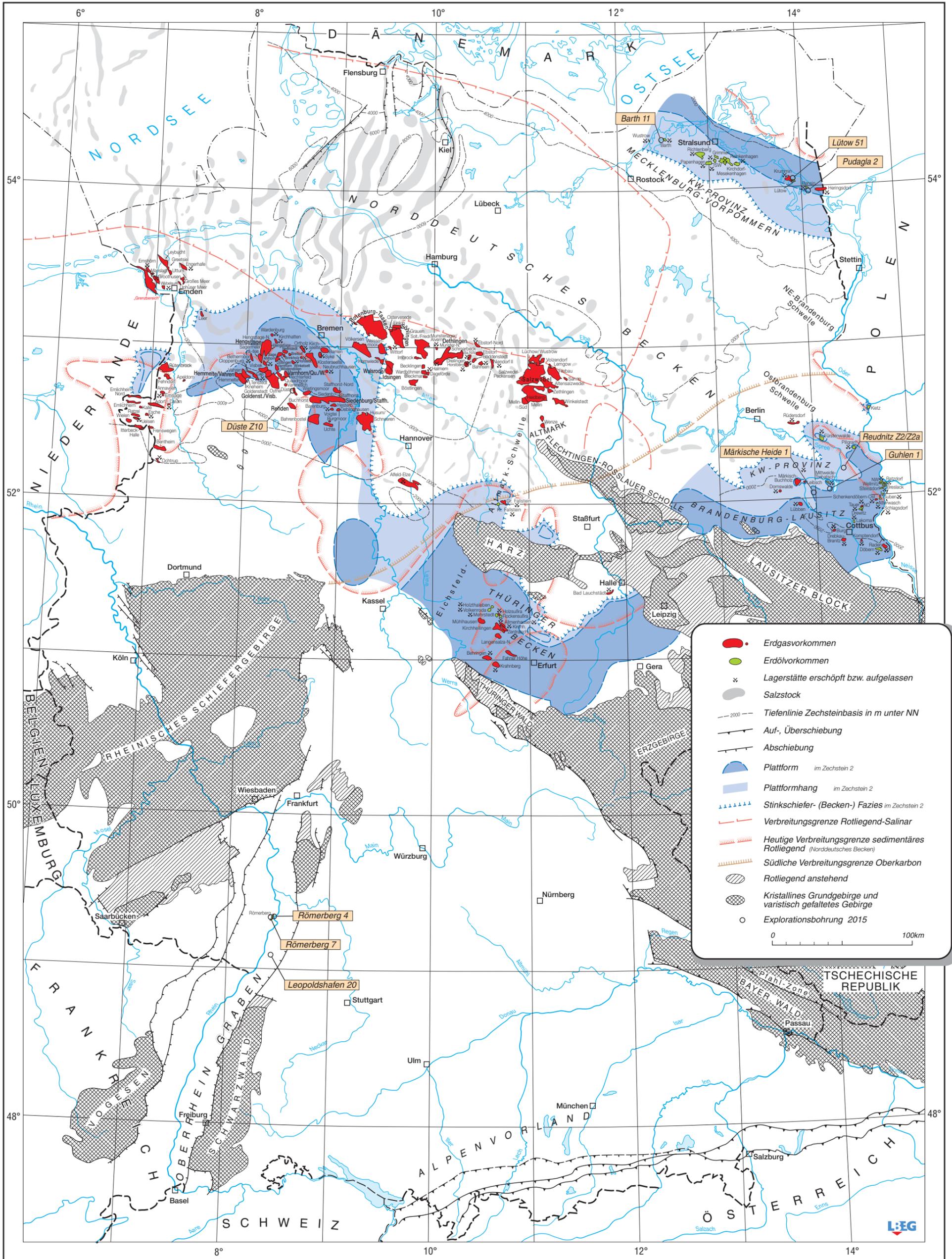
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



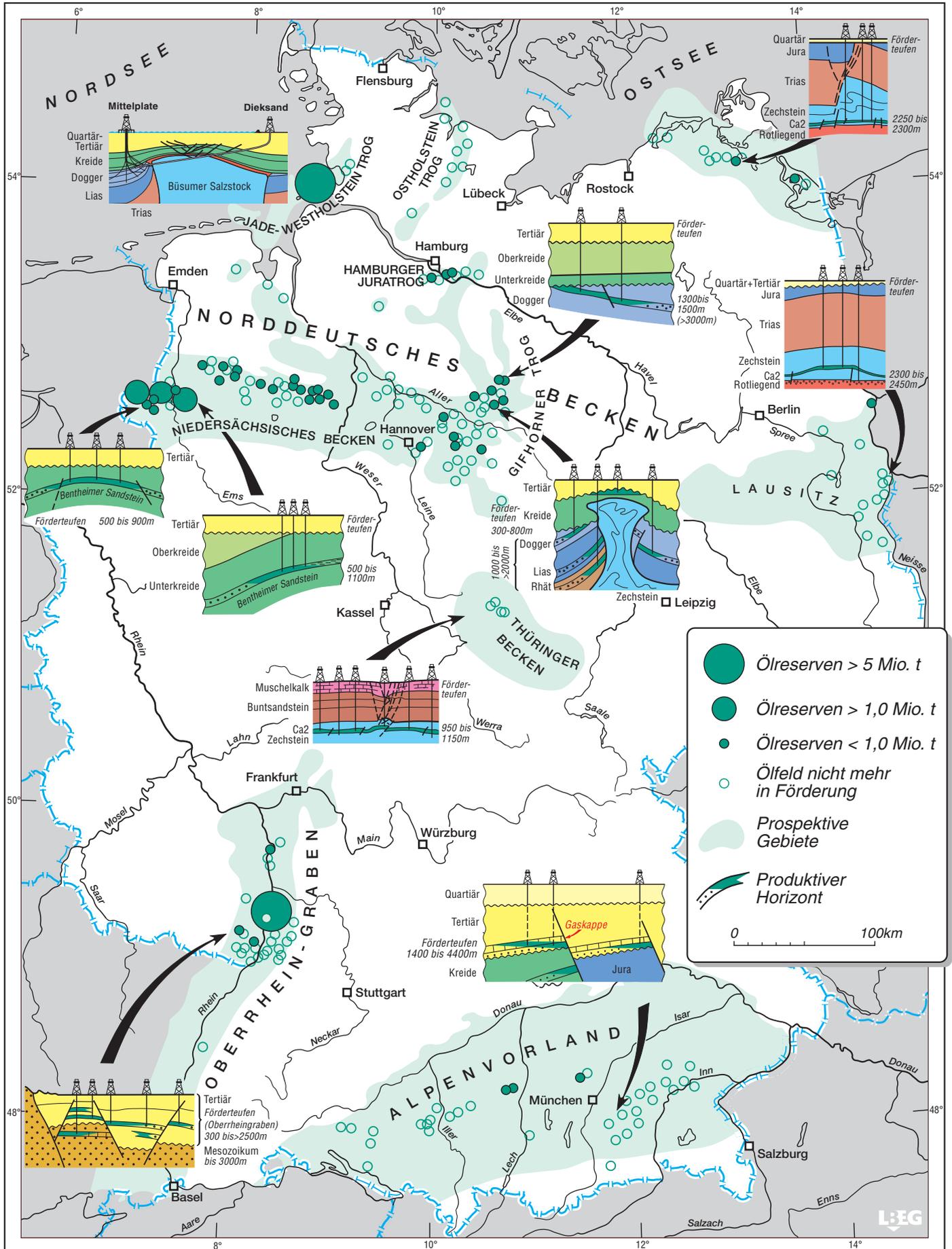
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

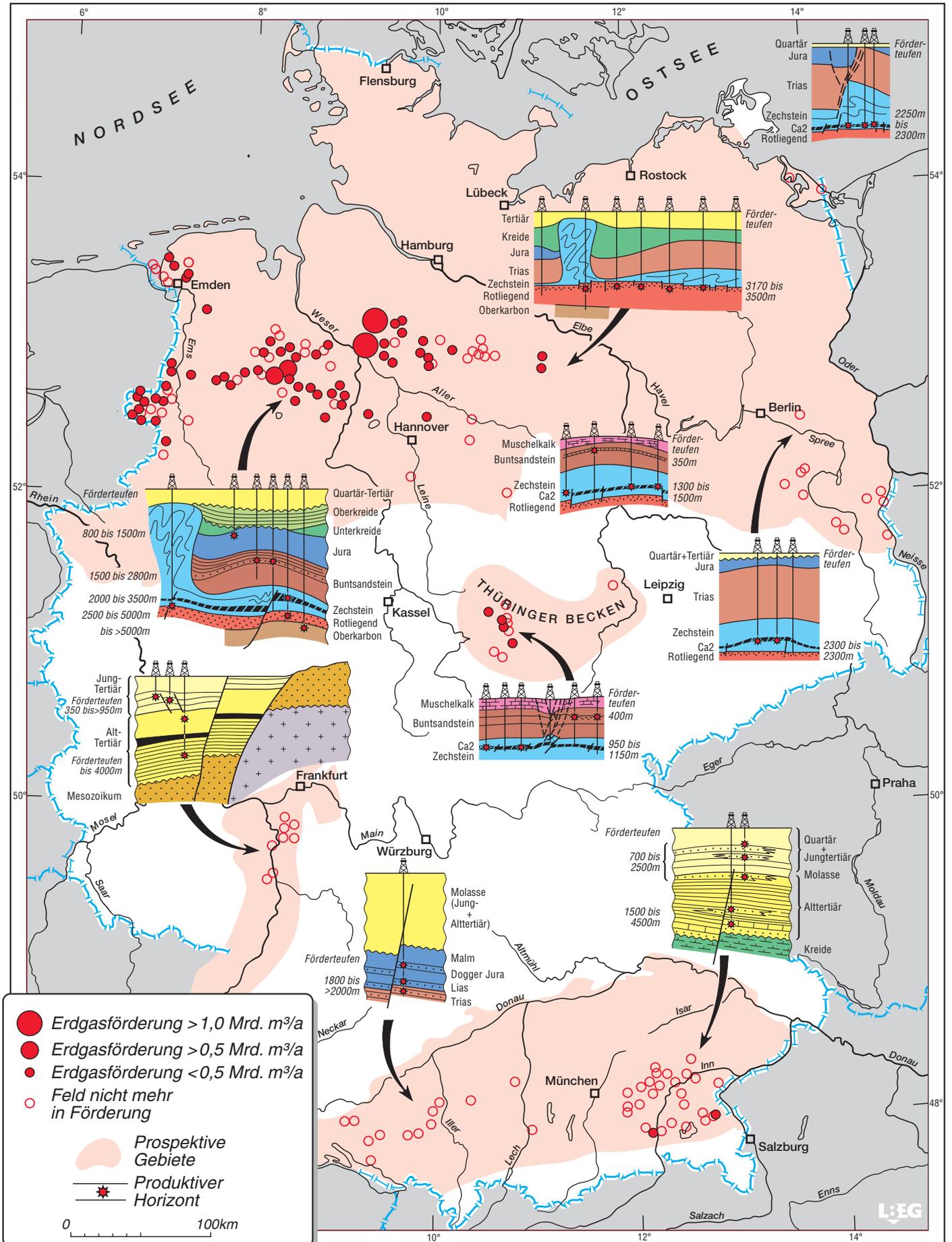


●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2015

0 100km

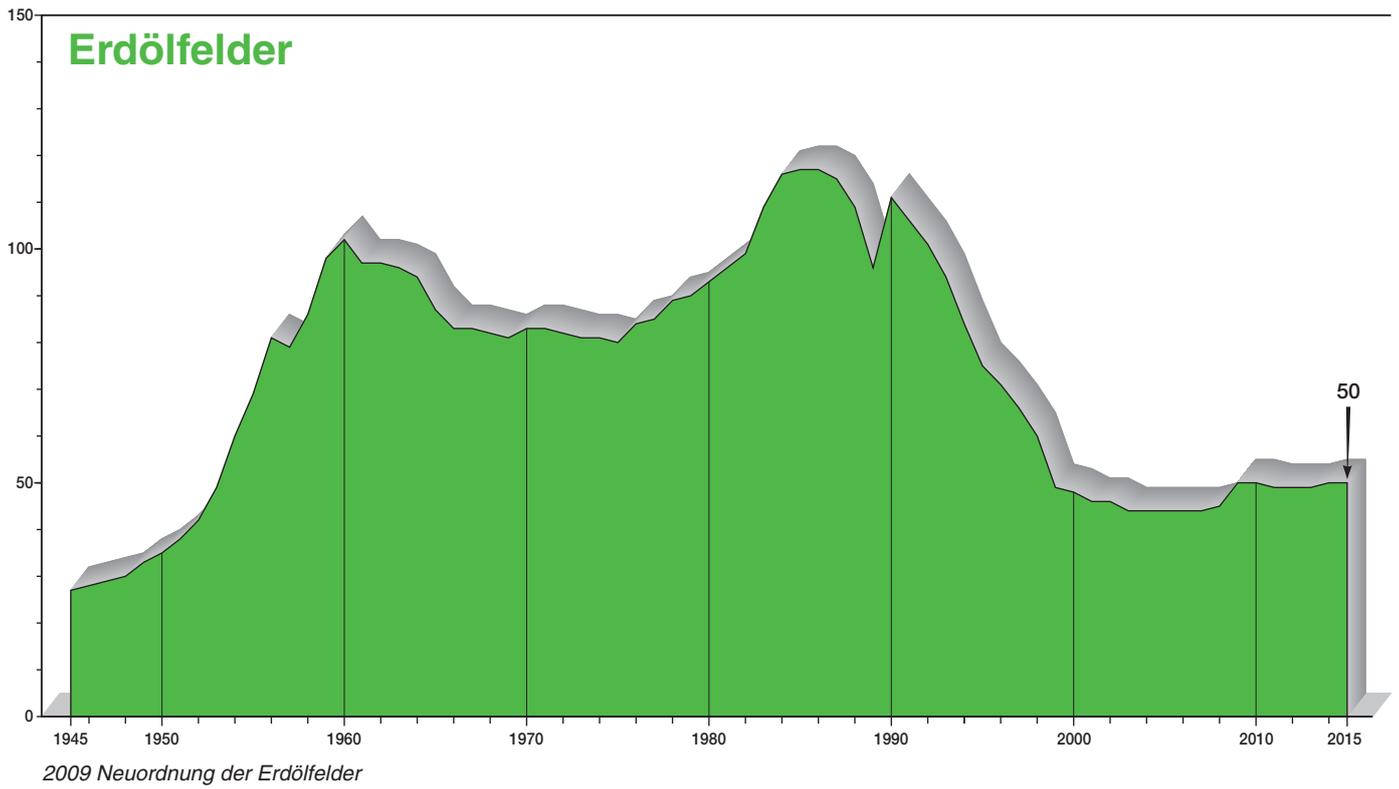


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

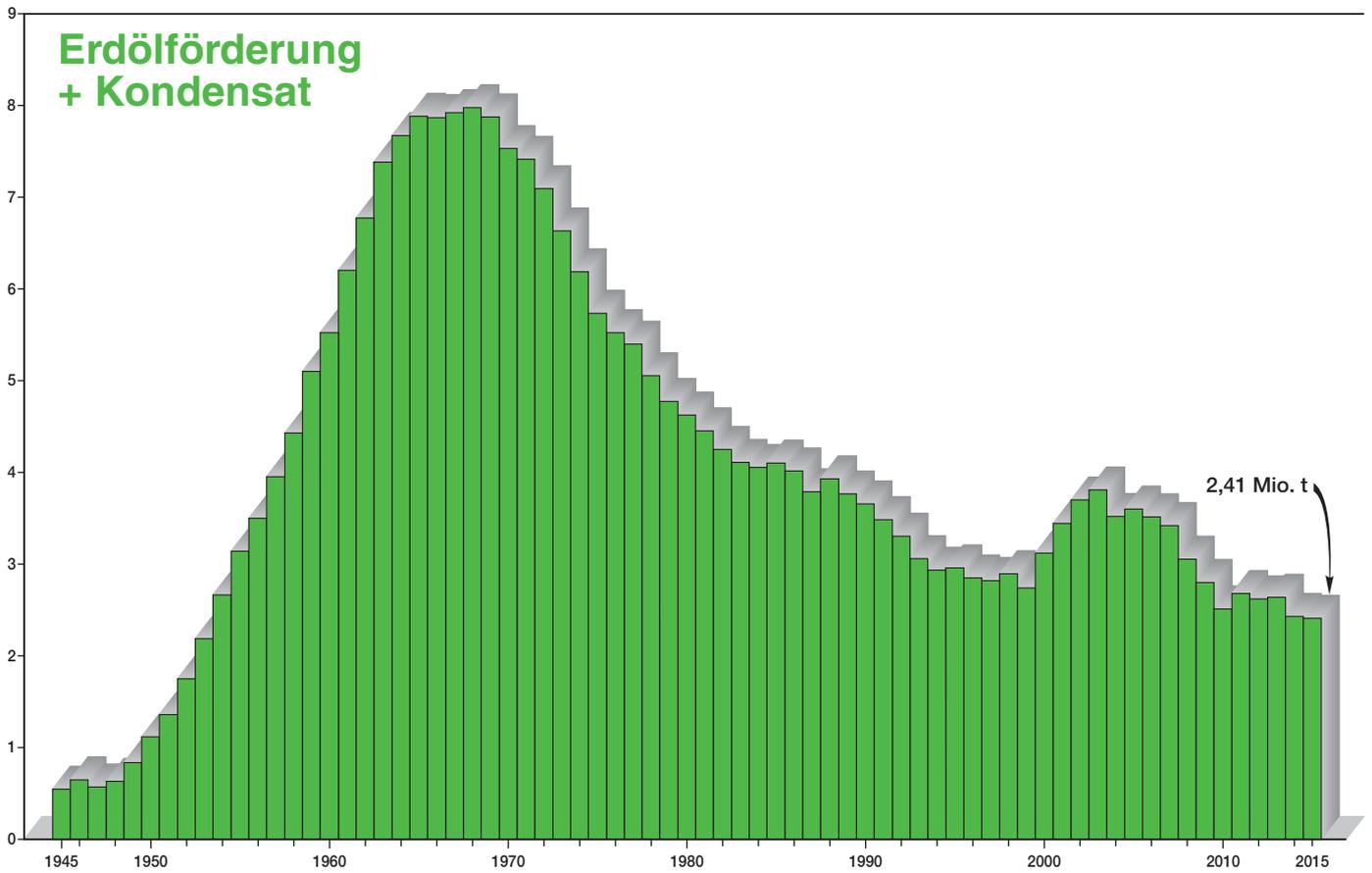


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

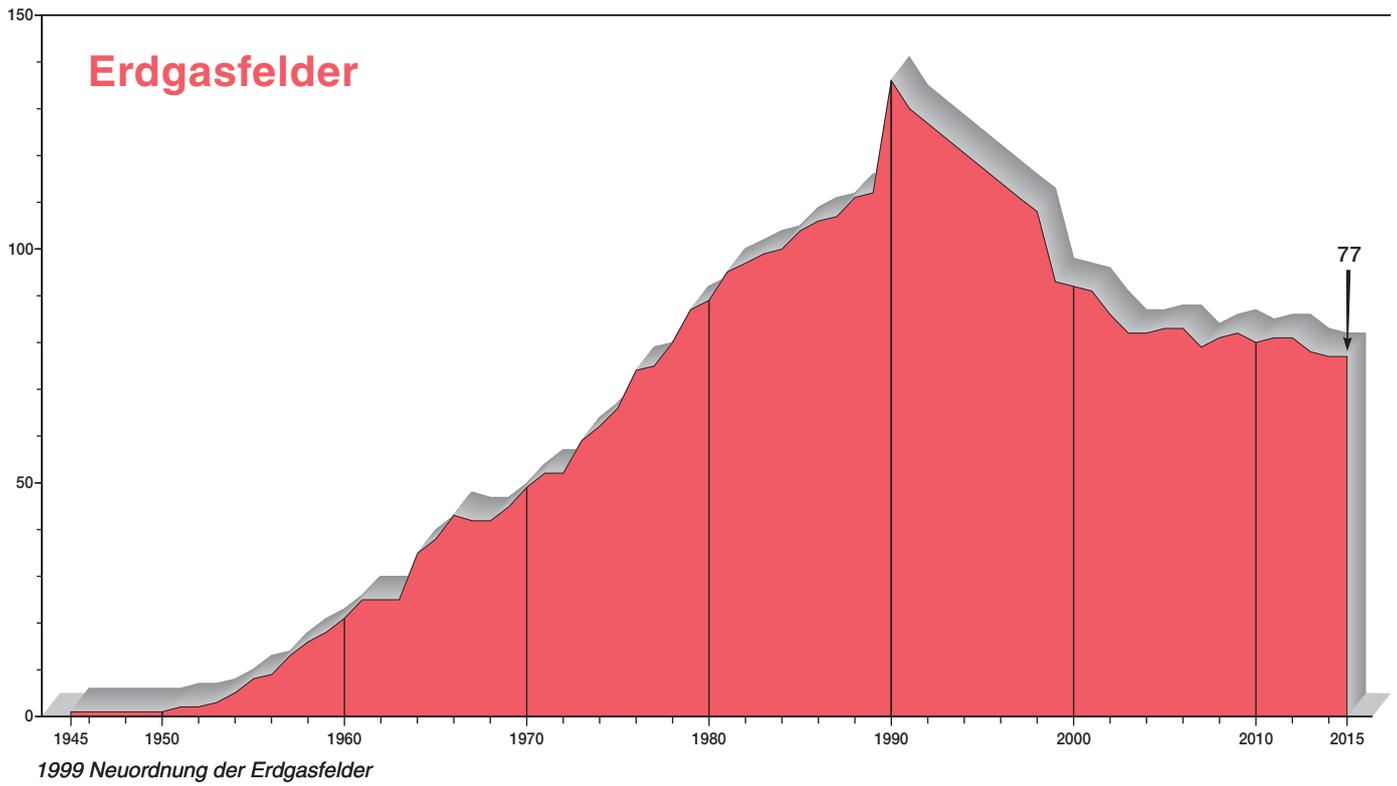


Mio. t

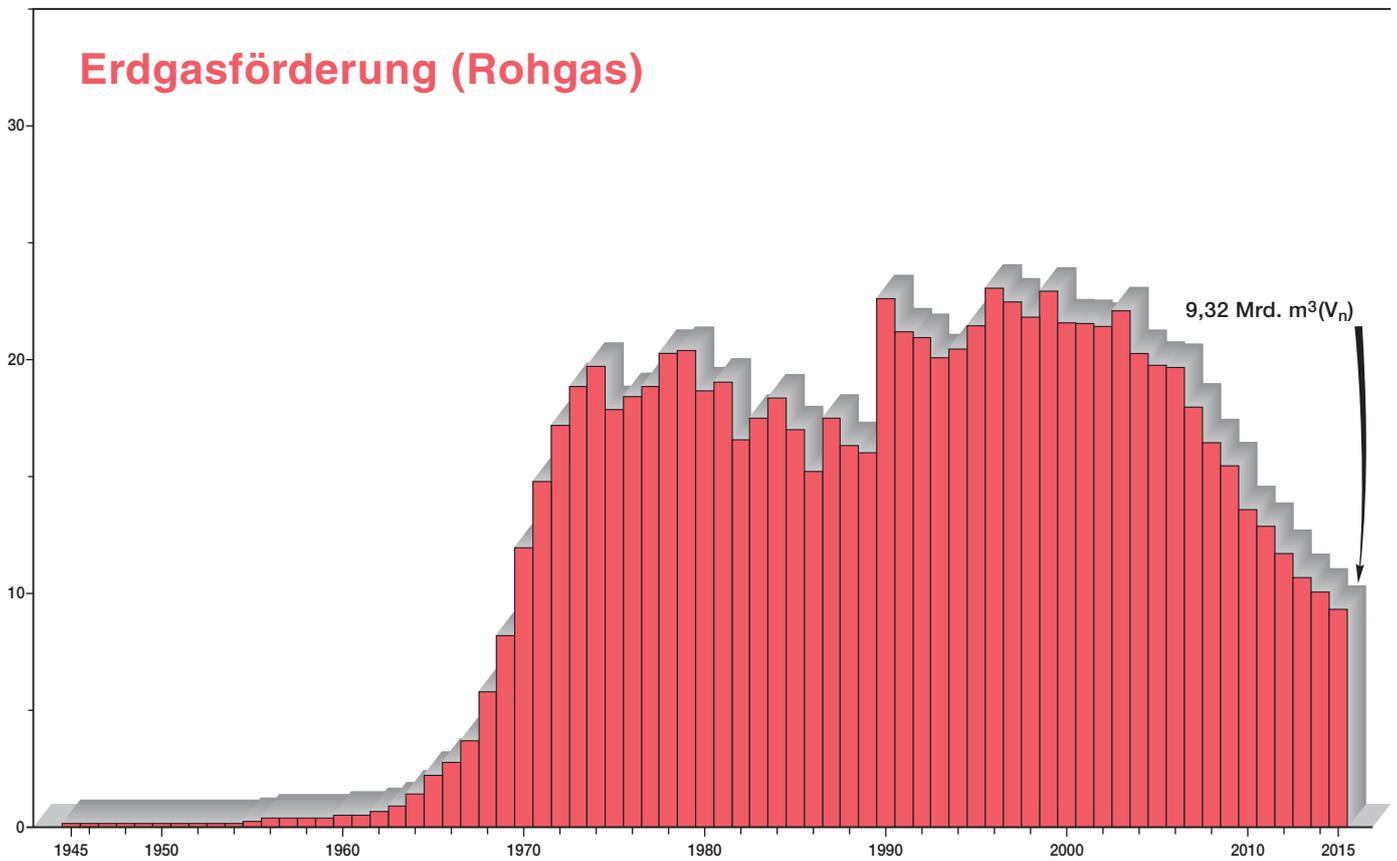


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2015.

Anzahl



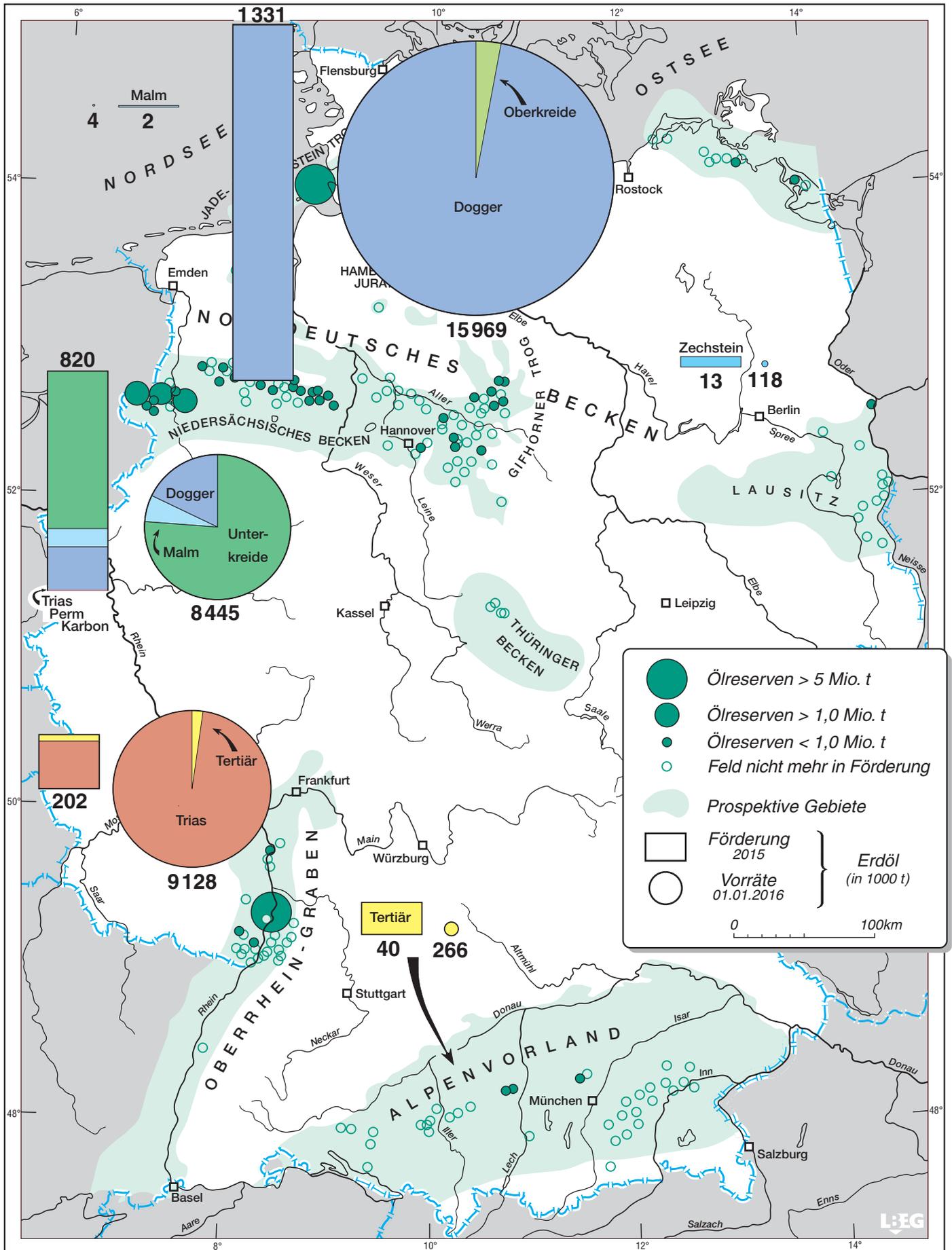
Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2015.

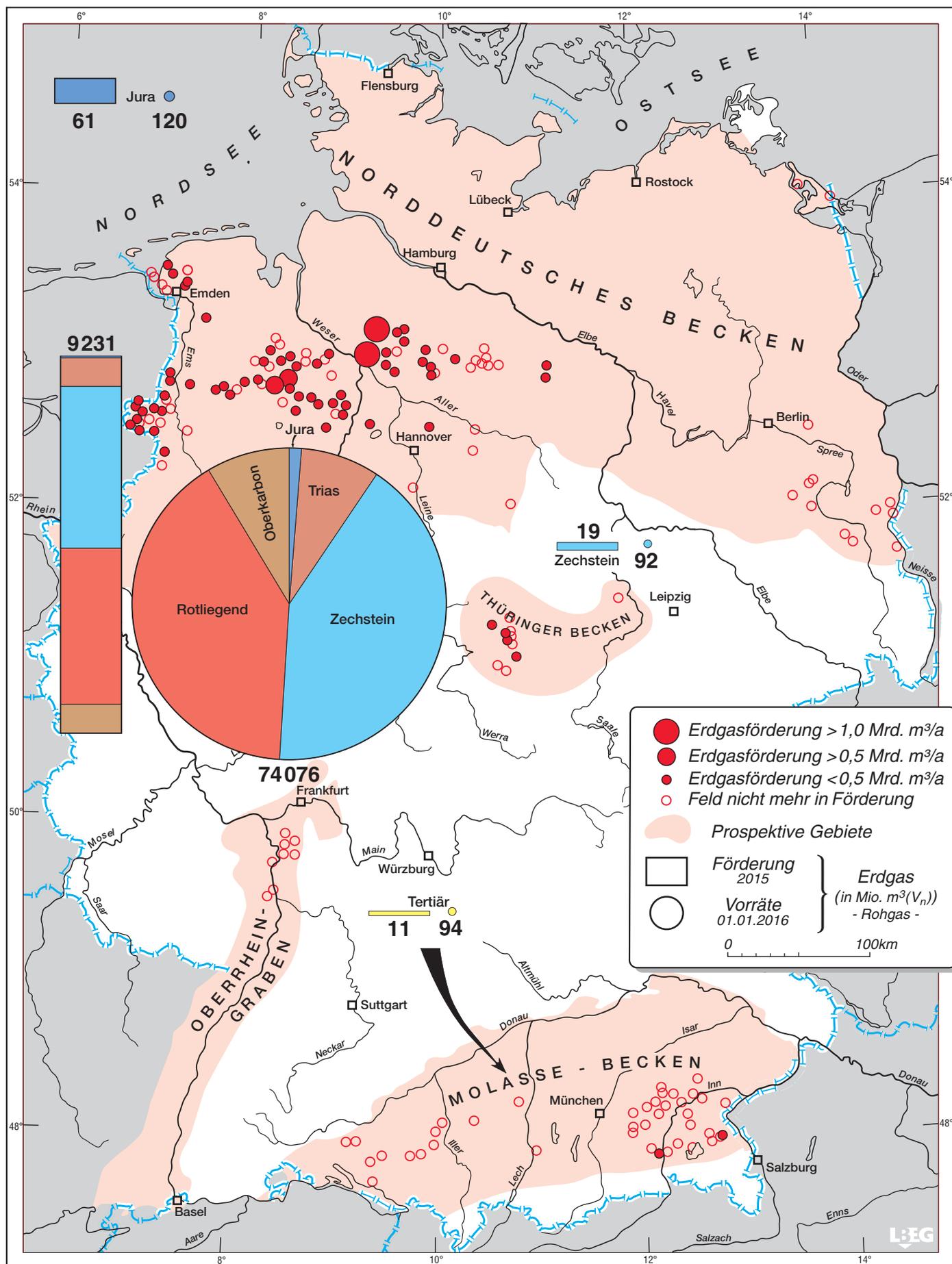
Erdöllagerstätten in Deutschland		nördlich der Elbe			Oder/Neiße - Elbe			Elbe - Weser					Weser - Ems								westlich der Ems			Oberheintal		Alpenvorland																								
		Mittelpälate/Dieksand	Reibrock - Alt	Reibrock-West/Allemöhe	Kietz	Mesekentlagen (Kirchdorf)	Lütow	Eddesse - Nord/Abbenzen	Eldingen	Hankensbüttel	Höver (Lehrte)	Knesebeck (-Vorhop)	Lüben	Lüben - West/ Bodenteich	Nienhagen	Ölheim - Süd	Rühme	Sinstorf	Vorhop	Barenburg	Bockstedt	Börger / Werlte	Bramberge	Düste / Aldorf	Düste / Wietingsmoor	Groß Lessen	Hagen	Harme	Hemmelte-West	Liener/Garen	Lönningen	Matrum	Siedenburg	Sögel	Sulingen	Voigtel	Wehbleck/ Wehbleck-Ost	Welpel / Bollermoor	Adorf	Emlichheim	Georgsdorf	Meppen-Schwefingen	Ringe	Rühle	Scheerhorn	Eich-Königsarten	Larndau	Römerberg	Rülzheim	Ailingen
Stratigraphie																																																		
Tertiär	Pliozän																																																	
	Miozän																																																	
	Oligozän	Chatt																																																
		Rupel																																																
		Lattorf																																																
Eozän																																																		
Paläozän																																																		
Kreide	Oberkreide	Maastricht																																																
	Unterkreide	Apt/Hauterive																																																
		Valendis																																																
Wealden																																																		
Jura	Malm	Obermalm 6																																																
		Obermalm 5-3																																																
		Obermalm 2																																																
		Obermalm 1																																																
		Kimmeridge																																																
	Oxford																																																	
	Dogger	Zeta																																																
		Epsilon																																																
		Delta																																																
		Gamma																																																
	Lias	Beta																																																
Posidoniensch.																																																		
Keuper	Rhät																																																	
	Mittlerer Keuper																																																	
Trias	Muschelkalk																																																	
	Buntsandstein																																																	
Perm	Zechstein																																																	
	Rotliegend																																																	

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.



Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

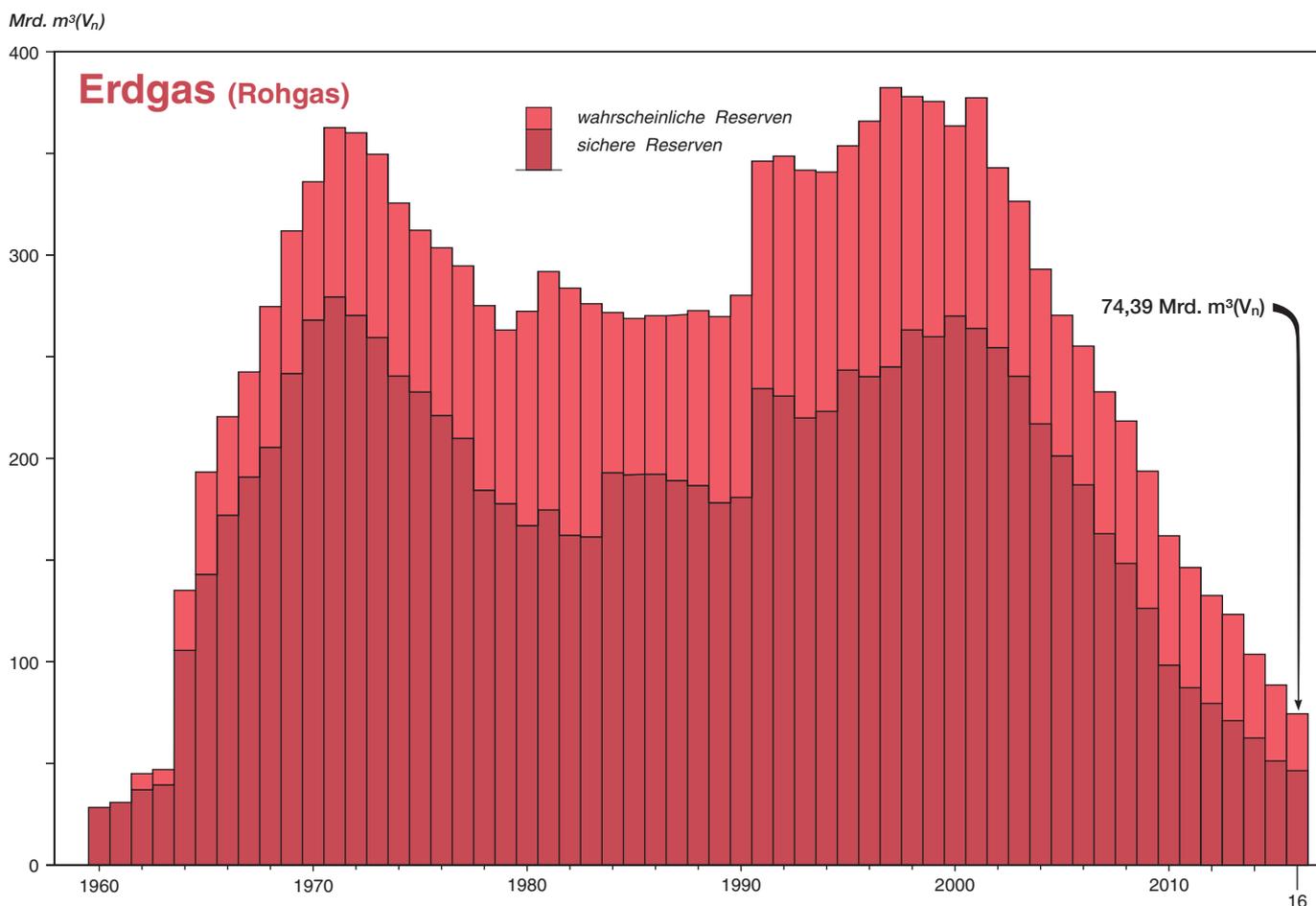
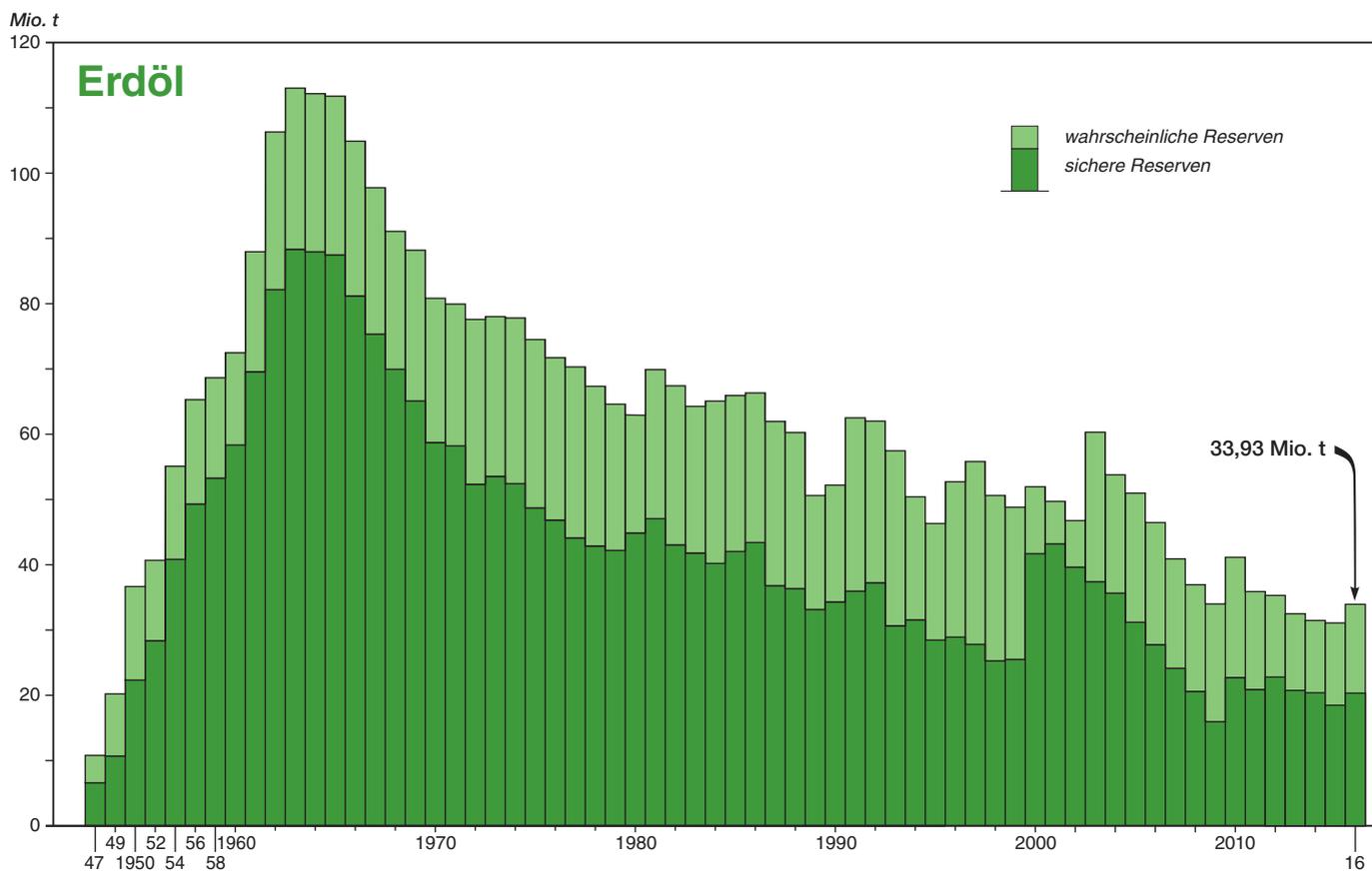
- | | | |
|-----------------------------|---|-----------------|
| 1. Nordsee | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems | 6. Alpenvorland |



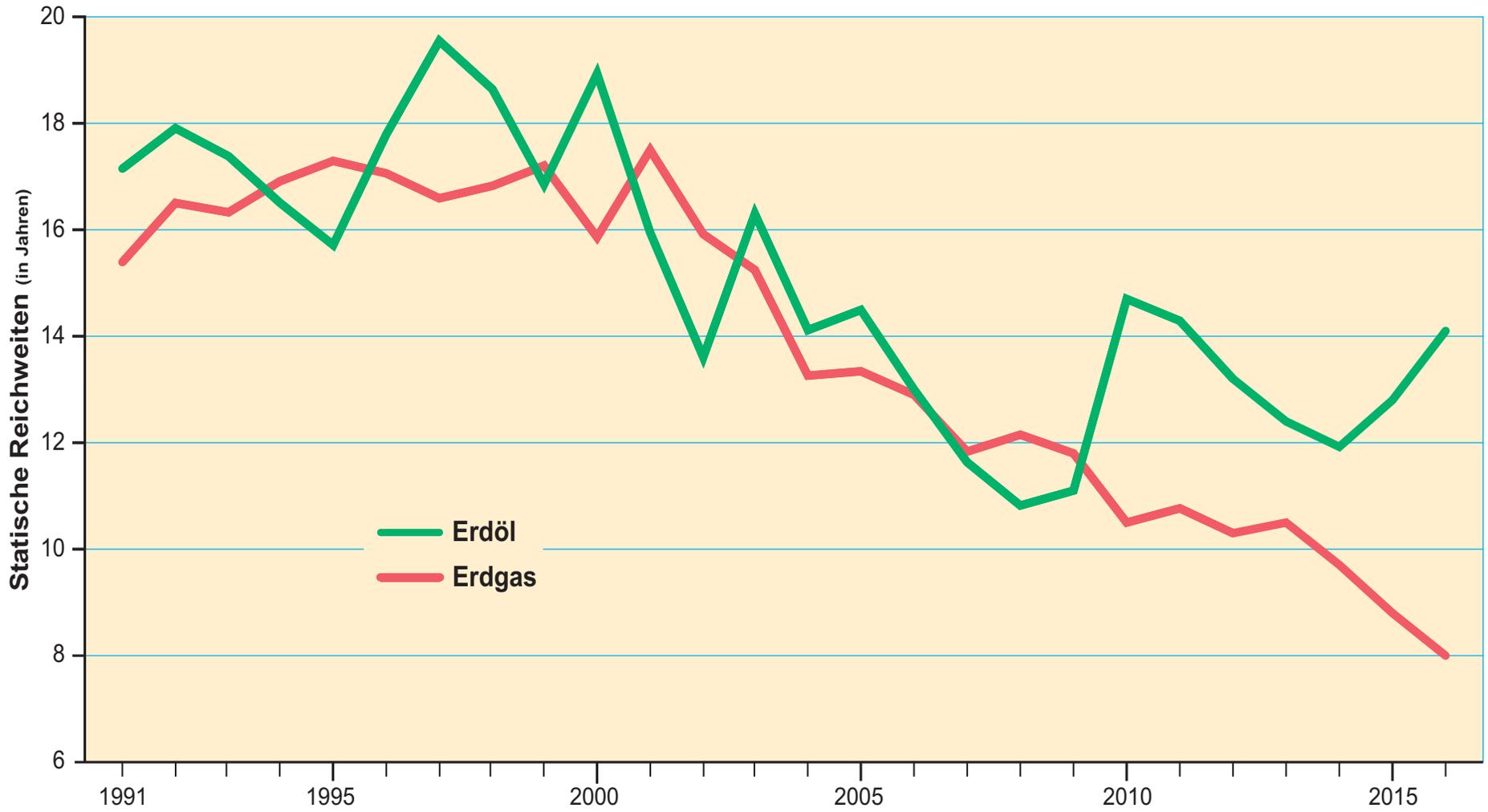
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

1. Nordsee
2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems
3. Thüringer Becken
4. Alpenvorland

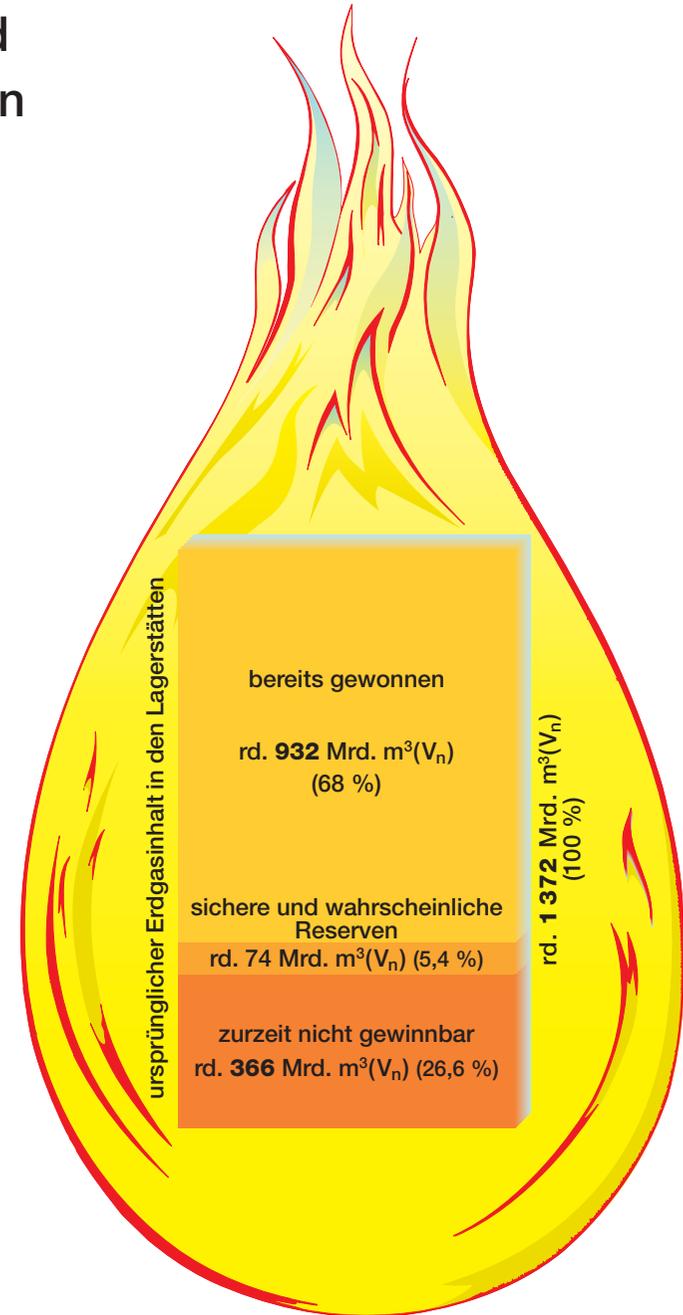
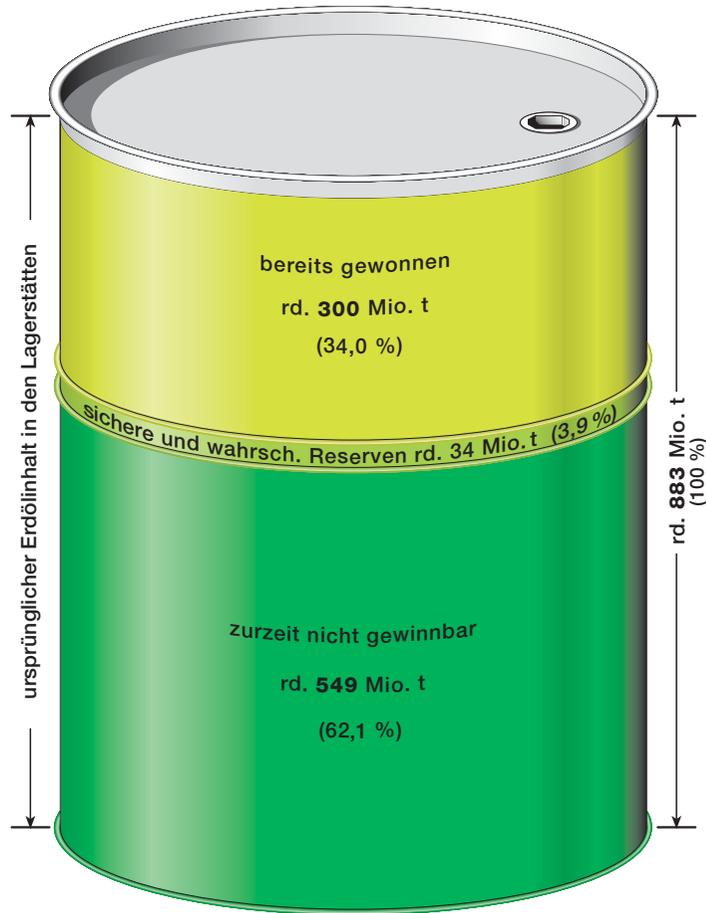
Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



Reserven-/Verbrauchsquotient



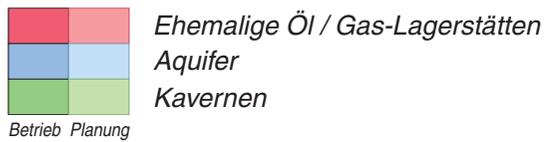
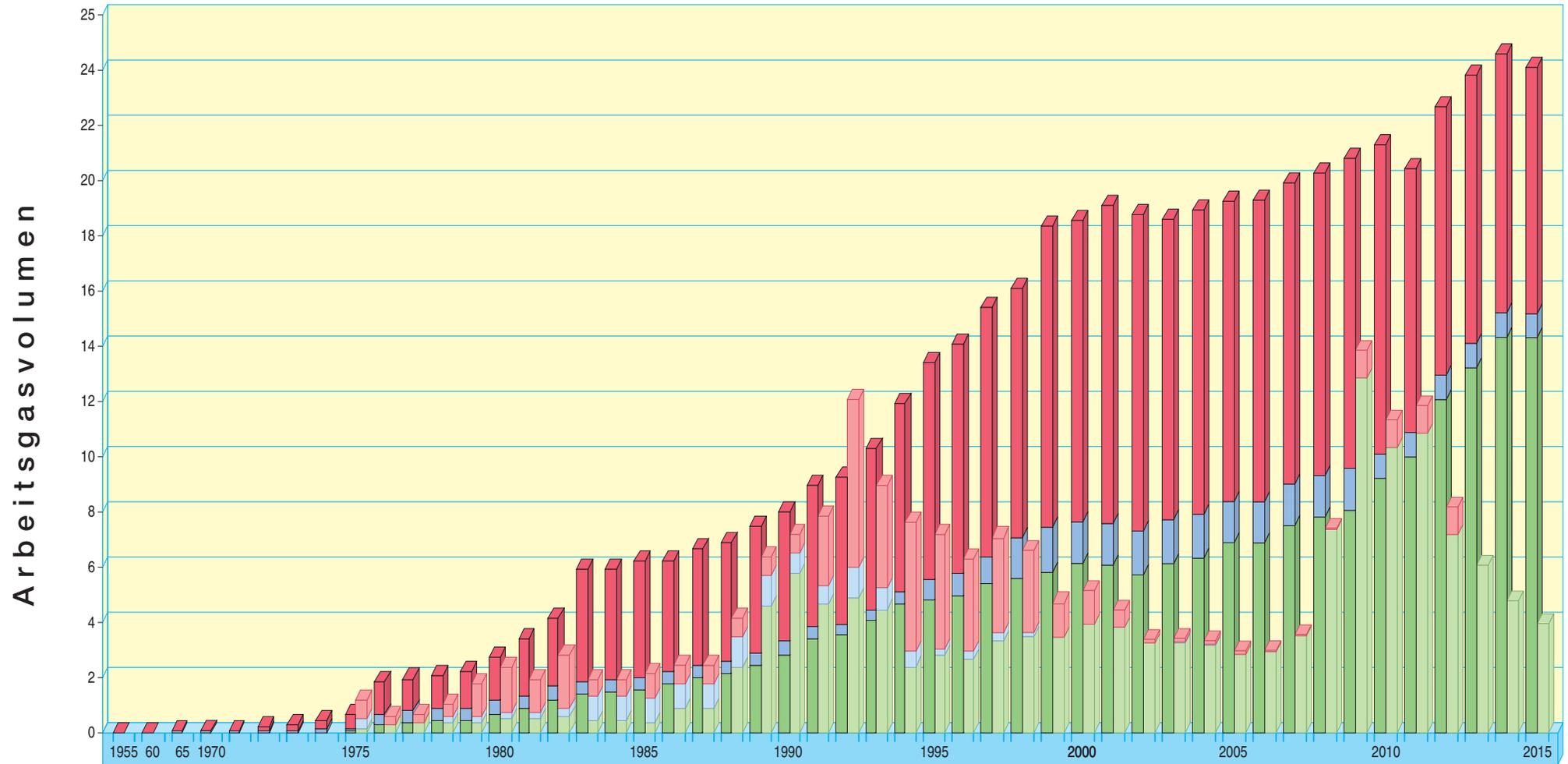
Erdöl und Erdgas* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven



* Rohgas (natürlicher Brennwert)

Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



Quellen: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)