



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006

Hannover 2007

Titelbild

Nord Stream (ehemals NEGP) ist der Name der neuen Gaspipeline durch die Ostsee. Sie wird die russische Ostseeküste bei der Stadt Vyborg mit der deutschen Ostseeküste in Höhe von Greifswald verbinden. Die Länge der Leitung wird mehr als 1200 Kilometer betragen.

Sie wird einen Durchmesser von 1200 Millimeter bei einem Betriebsdruck von 210 bar haben. Die Leitung soll 2010 in Betrieb gehen, wobei zunächst ein Leitungsstrang mit einer Transportkapazität von rund 27,5 Milliarden Kubikmetern Erdgas pro Jahr gebaut wird. Das Projekt schließt die Möglichkeit des Baus eines zweiten Leitungsstranges und die Verdoppelung der Transportkapazität auf rund 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr ein. Die Gesamtinvestition für das Projekt des Offshore-Teils beträgt bei zwei Leitungssträngen mehr als vier Milliarden Euro. Zusätzlich investiert allein die Gazprom 1,3 Milliarden Euro in den jetzt begonnenen Landabschnitt in Russland.

Nord Stream wird Erdgas nach Deutschland transportieren, von wo aus es nach Dänemark, die Niederlande, Belgien, Großbritannien und Frankreich gelangen kann. Das Projekt ist offen für die Planung von Anbindungsleitungen zu anderen europäischen Ländern und Regionen im Norden und Westen Europas.

Gazprom ist mit 51 %, BASF und E.ON mit jeweils 24,5 % an dem gemeinsamen Unternehmen Nord Stream AG beteiligt.

(Foto und Text: Wintershall Holding AG)



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. 0511 643 0
Fax 0511 643 3687

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

wir freuen uns, Ihnen den Bericht über die aktuellen Aktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie bei der Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Das erste Exemplar erschien in ähnlicher Aufmachung vor fast 20 Jahren und erfährt durch die Bereitstellung über das Internet eine steigende Nachfrage. Das Thema „Energie“ hat seither für die Bundesrepublik eine stark wachsende Bedeutung, die insbesondere auch den Bereich Erdöl und Erdgas betrifft. Um nur einige Themen unserer Branche für die letzten 20 Jahre zu nennen: Ausbau des größten inländischen Erdölfeldes Mittelplate, Inbetriebnahme des einzigen deutschen Offshore-Feldes A6/B4, Etablierung neuer Technologien bei der Aufsuchung und Gewinnung, Zunahme der Erdgasnutzung, Erweiterung des Erdgastransportnetzes, Verdreifachung des Arbeitsgasvolumens durch Bau und Erweiterung von Erdgasspeichern. Während dieser Zeit rückte das Thema „Energie“ zunehmend in den Fokus der Medien. Veröffentlichungen in namhaften Magazinen mit dem Tenor „Erdöl, das Blut der Welt“ und „Kampf um Rohstoffe“ sowie Fernsehberichte und Interviews haben zugenommen und wurden durch die Ukraine-Russland Konflikte sowie die Debatten um die Trasse der geplanten Ostseepipeline in ihrer Wahrnehmung verstärkt. Sie haben mehr denn je bewusst gemacht, dass die Sicherheit der Energieversorgung nicht nur ein deutsches sondern ein zentrales europäisches Thema der Energiewirtschaft und -politik ist. Alle Prognosen zeigen auf, dass sich in den nächsten beiden Jahrzehnten die Importabhängigkeit bei Erdöl und Erdgas für die EU-Staaten weiter in Richtung Russland und Asien verlagern wird und wir werden als Verbraucher stärker denn je mit dem Energiedurst Indiens und Chinas konkurrieren müssen. Dies wird in dem Ende letzten Jahres vom Deutschen Nationalen Komitee des Weltenergie Rates (DNK) veröffentlichten Bericht „Energie für Deutschland 2006“ deutlich herausgestellt. Jeder im Inland geförderte Kubikmeter an Erdöl und Erdgas ist damit ein wichtiger Beitrag zur Sicherung unserer Energieversorgung.

Ein Aspekt wird bei der Nutzung des tieferen Untergrundes als Wirtschaftsraum immer deutlicher: Durch die zunehmende Bedeutung der tiefen Geothermie, die wegen günstiger geologischer Bedingungen ihren Aufschwung in Süddeutschland hat, und den umweltpolitischen Überlegungen für eine Speicherung von CO₂ im tieferen Untergrund, haben Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften eine steigende Bedeutung erfahren. Geothermie-Firmen benötigen die Daten von Temperaturen und Bohrkernuntersuchungen aus Tiefbohrungen der Erdöl-Erdgasindustrie. Die CO₂-Thematik greift auf ähnliche Daten zu. Da diese Fachdaten aber Eigentum der Erdöl- und Erdgasunternehmen sind, bedarf es der Unterstützung von staatlicher Seite, die Nutzer auf ihrem Weg für einen Erwerb dieser Daten zu begleiten oder bestimmte Informationen anonymisiert darzustellen. Wichtiger positiver Verstärker beim Dialog der genannten Branchen und Nutzer sind hier die Bergbehörden und Geologischen Dienste der Länder. Sie stellen Interessierten Fachinformationssysteme zur Verfügung, die ihnen einen schnellen Überblick verschaffen, wo welche Informationen über den tieferen Untergrund vorhanden sind. Damit dies noch besser und schneller funktioniert, werden weitere Anstrengungen und Ressourcen für die Befüllung von Datenbanken und die Nutzung des Internet erforderlich sein - ein unverzichtbarer Schritt für eine qualifizierte Beratung von Wirtschaft

und Politik. Wer gute Daten hat, berät gut. Das ist der logische Weg, der konsequent und zielstrebig zu verfolgen ist. Im LBEG wird in Zusammenarbeit mit dem Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgasgewinnung (WEG) an einer Vereinfachung bei der Einsichtnahme in Fachdaten in einem „Data Room“ für die Geothermie-Branche gearbeitet. Die Geologischen Dienste und der WEG unterstützen das GGA-Institut bei der Erarbeitung eines Geothermischen Informationssystems. Es soll die Fündigkeitsvorhersage für Geothermieprojekte verbessern. Die BGR bereitet ein ähnliches System vor, das als Grundlage für Standortuntersuchungen für CO₂-Speicherung dienen soll. Die CO₂-Thematik hat eine große weltpolitische Dynamik entwickelt und alle Industrienationen haben das Thema aufgegriffen. Neben den bekannten Erdöl- und Erdgaslagerstätten existieren Aquifere, deren Dichtheit bei Störung des Druckregimes durch CO₂-Einpressung standortabhängig umfassend im Sinne einer bergbaulichen Sicherheit zu bewerten ist. Für das Langzeitverhalten besonders von Aquiferspeichern existiert erheblicher Forschungsbedarf.

Die zum 1. Januar 2006 umgesetzte Fusion des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (NLfB) und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld (LBA) zum neuen Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) wurde Ende 2006 mit einer neuen Organisation beendet. Die Themen „Bergbau und Energie“ werden künftig in der gleichnamigen Abteilung wahrgenommen.

Im Rahmen des Geothermie-Forums Niedersachsen haben Arbeitsgruppen des LBEG gemeinsam mit den Erdöl-Erdgas-Firmen Themen zum vereinfachten Zugang zu Erdöl-Erdgasdaten für die Planung von Geothermieprojekten, zur Schaffung von Standards für Datenanfragen, zum Nachnutzungspotenzial für Erdöl-Erdgasbohrungen sowie zur Bereitstellung von Basisinformationen und Regelwerken bearbeitet.

Die Erstellung dieses Berichtes verdanken wir der stets zuverlässigen Zusammenarbeit mit Firmen, Bergbehörden, Ministerien und den Geologischen Diensten der Bundesländer. Für die Zusammenarbeit mit anderen Bundesländern ist der „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ eine wichtige Plattform. Daneben dient der „Erdölgeologische Austauschkreis“ zwischen Erdöl-Erdgas-Firmen und dem LBEG als weiteres bedeutendes Forum. Beide Arbeitskreise sind für die länderübergreifende Zusammenarbeit wichtig. Last but not least bedanken wir uns an dieser Stelle für die Unterstützung durch das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.

Haben Sie Fragen oder Anregungen zu diesem Bericht? Dann senden Sie uns bitte eine E-Mail an kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de.

Wir wünschen Ihnen viel Erfolg bei Ihrer Arbeit und hoffen, dass die hier veröffentlichten Informationen nützlich für Sie sind.

Ihr Referat „Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen“ im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Hannover, im April 2007

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	10
1.1 Explorationsbohrungen	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	13
1.3 Bohrmeterleistung	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	18
2 Geophysik.....	20
3 Konzessionswesen	22
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	27
4.1 Erdölförderung.....	28
4.2 Erdgasförderung.....	32
5 Erdöl- und Erdgasreserven	38
5.1 Reservendefinitionen.....	38
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2007	39
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2007	40
6 Untertage-Gasspeicherung	42
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	42
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	43
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2006	44
6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	47
6.5 Ausblick, politisches Umfeld	48
6.6 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	49
7 Literatur und nützliche Links	49

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- | | |
|---|---|
| Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2006. | Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2006. |
| Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2006. | Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2004 bis 2006 auf die Produktionsgebiete. |
| Tab. 3: Bohrmeterleistung 2000 bis 2006, aufgeteilt nach Bohrungskategorien. | Tab. 16: Jahresförderungen 2005 und 2006 der förderstärksten Erdgasfelder. |
| Tab. 4: Bohrmeterleistung 2006 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten. | Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2007 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2006. | Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2007 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur gewerblichen Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2006. | Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2007 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 7: Erlaubnisse zur gewerblichen Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas. | Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2007). |
| Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2006. | Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (WEG 2007). |
| Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2002 bis 2006. | Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2007 und WEG 2007). |
| Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2006. | Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2006). |
| Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2004 bis 2006 auf die Produktionsgebiete. | Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2006). |
| Tab. 12: Jahresförderungen 2005 und 2006 der förderstärksten Erdölfelder. | Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher. |
| Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2002 bis 2006. | Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher. |
| | Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas. |

Abbildungen und Anlagen

- | | |
|---|---|
| Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2006. | Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2006. |
| Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland. | Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten. |
| Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung. | Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten. |
| Abb. 4: Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder. | Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt. |
| Abb. 5: Erlaubnisgebiete für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee. | Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt. |
| | Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland. |
| Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär. | Anl. 12: Statische Reichweiten der Reserven. |
| Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein. | Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven. |
| Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen. | Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas. |
| Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen. | Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgas speichern. |
| Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2006. | |

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 2006. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

In 2006 hat sich die zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebene Konzessionsfläche nochmals erheblich vergrößert. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete ist um etwa 5500 km² angewachsen. Dieser Anstieg geht vor allem auf die Vergabe von Erlaubnisgebieten im Norddeutschen Becken zurück. Aber auch im Oberrheingraben, im Voralpenbecken und im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden neue Erlaubnisse erteilt.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl lagen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung hat zwar leicht abgenommen, die Anzahl der Explorationsbohrungen blieb jedoch unverändert.

Die Fläche der seismischen 3D-Surveys ist auf etwa 160 km² zurückgegangen. Etwa 160 Profilkilometer 2D-Seismik wurden akquiriert. Die Messungen verteilten sich auf das Alpenvorland und Norddeutschland. Gravimetrische Messungen wurden nicht durchgeführt.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen blieb gegenüber dem Vorjahr unverändert. Auf der Suche nach neuen Erdgas- und Erdöllagerstätten waren fünf Aufschlussbohrungen. Hinzu kommt eine Bohrung aus dem Vorjahr. Keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Bohrungen konnte eine neue Lagerstätte nachweisen. In der Peripherie bekannter Erdgasvorkommen wurden drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft, eine weitere aus dem Vorjahr hat ein Ergebnis erhalten. Zwei Bohrungen wurden gasfündig, eine ging fehl und die vierte bohrte zum Jahresende noch. Eine Untersuchungs-

bohrung konnte mit Erfolg abgeschlossen werden.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte wider Erwarten deutlich auf 18 zurückgegangen. Zwölf Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; zehn waren öl- oder gasfündig, zwei hatten ihr Ziel erreicht.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte ist auch die Bohrmeterleistung geringer ausgefallen. Gegenüber dem Vorjahr ist sie um 18 Prozent auf 53 415 m gesunken.

Die Erdgasförderung ist gegenüber dem Vorjahr mit einem Minus von 0,5 Prozent fast unverändert geblieben und belief sich auf 19,7 Mrd. m³.

Da keine größeren Neufunde gemacht wurden und Neubewertungen insgesamt zu einer schlechteren Einschätzung der Lagerstätten führten, hat die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven um 22,5 Mrd. m³ abgenommen und wurde auf 233 Mrd. m³ (Rohgas) geschätzt.

Obwohl die Produktion in einigen Feldern gesteigert werden konnte, ist die inländische Erdölförderung (inkl. Kondensat) um 1,6 Prozent auf 3,5 Mio. t zurückgegangen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat um 5,6 Mio. t, also um mehr als die Förderung, abgenommen und wurde auf 41 Mio. t geschätzt.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertage-Gasspeicher hat sich gegenüber 2005 von 20,3 Mrd. m³ auf 21,1 Mrd. m³ leicht erhöht. Das gegenwärtig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen blieb mit 19,1 Mrd. m³ aber unverändert. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,2 Mrd. m³ Arbeitsgas, vorwiegend in Kavernenspeichern, installiert werden.

Summary

This report gives a review of the results of exploration and production of oil and gas and underground gas storage in Germany in 2006. The report is based on data collected regularly by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

In 2006 the acreage of exploration licenses for oil and gas extended once again. The total acreage of exploration licenses has increased by 5500 square kilometres. Most of the license acreage was awarded in the North German Basin. But also in the Upper Rhine Graben, the Alpine Foreland Basin and the coal mining area of North Rhine-Westphalia new licenses were awarded.

Activities of oil and gas exploration were at the similar level as in the previous year. Geophysical prospecting dropped slightly however the amount of exploration wells not changed.

The acreage of 3D seismic decreased to 160 square kilometres. 160 kilometres of 2D seismic lines were acquired. The surveys are located in the foreland of the Alps and Northern Germany. No gravimetric survey was carried out.

Five new field wildcats were drilled to find new gas fields and oil fields. One well is to be added which was suspended in the year before. Four wells were completed, all of them were dry. In the vicinity of producing fields three exploration wells (new pool tests) were drilled. In addition one suspended well was completed which was drilled to total depth in 2005. Two wells found gas, one was dry, and the fourth was not drilled to total depth at end of year. One shallow stratigraphic test was completed successful.

Contrary to expectations the number of wells in field development dropped significantly and amounted to 18. Twelve wells were successful.

Thereof eleven wells were completed as oil or gas wells and one well as a service well.

Along with the number of drilling projects the footage decreased. Compared to the previous year footage dropped by 18 percent to 53 415 metres.

German annual gas production was nearly unchanged compared to the previous year and decreased only by 0.5 percent to 19.7 billion cubic metres (field quality).

Due to the lack of discoveries and reassessments of fields the total remaining proven and probable natural gas reserves fall by 22.5 billion cubic metres and amounted to 255 billion cubic metres (field quality).

Although production of some fields could increase German annual oil production declined by 1.6 percent to 3.5 million metric tons.

Total remaining proven and probable oil reserves decreased by 5.6 million tons, which is more than the annual production, and amounted to 41 million tons.

Total working gas volume of underground gas storage was slightly extended from 20.3 billion cubic metres in the year 2005 to 21.1 billion cubic metres. At present a volume of 19.1 billion cubic metres in maximum is technically available. This is the same volume as in the previous year. According to recent planning 3.2 billion cubic metres of working gas volume are to be installed in the future preferentially in storage facilities in salt caverns.

1 Bohraktivität

Nach dem historischen Tiefstand im Jahre 2003 hat sich die Bohraktivität in der Folgezeit unterstützt durch den Ölpreis wieder erholt. Entgegen den Erwartungen hat die Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr aber wieder deutlich abgenommen, sowohl gemessen an der Anzahl der Bohrprojekte (Kap. 1.2) als auch an der Bohrmeterleistung (Kap. 1.3, Abb. 1).

In den verschiedenen Bohrkategorien verlief die Entwicklung unterschiedlich. Während die Anzahl der Explorationsbohrungen gegenüber 2005 unverändert blieb, hat sich die Anzahl der Produktionsbohrungen fast halbiert.

In 2005 wurden in insgesamt 42 Projekten etwa 65 000 m gebohrt, die durchschnittlichen Bohrmeter lagen also bei 1550 m pro Bohrung. In 2006 wurden in 27 Projekten 53 400 m ge-

bohrt, auf eine Bohrung entfielen damit durchschnittlich 1980 m. Der Unterschied in den durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung ist u.a. auf den höheren Anteil an relativ kurzen Ablenkungen bereits bestehender Sonden, insbesondere von Ölbohrungen im Westemsland, in 2005 zurückzuführen.

Ablenkungen bereits produzierender Sonden sind häufig wirtschaftlich attraktive Projekte. Hat sich z.B. bei fortschreitender Erkenntnis der geologischen Lagerstättenverhältnisse gezeigt, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit relativ geringem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, indem etwa strukturierte Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

1.1 Explorationsbohrungen

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

In dem Zeitraum 4. Quartal 2005 bis 1. Quartal 2006 wurden erstmals seit vielen Jahren wieder Untersuchungsbohrungen abgeteuft. Untersuchungsbohrungen haben nicht das unmittelbare Ziel Lagerstätten nachzuweisen, sondern dienen der geologischen Vorerkundung. Es sind meist Bohrungen geringerer Teufe, die zur Klärung z.B. tektonischer, fazieller und/oder geochemischer Fragen abgeteuft werden. Im Berichtsjahr wurde eine zweite Bohrung auf ein bekanntes Ölkreidevorkommen auf dem Salzstock Heide in Schleswig-Holstein abgeteuft (Tab. 1).

Aufschlussbohrungen haben das Ziel neue Lagerstätten nachzuweisen. In dieser Kategorie wurden fünf Bohrungen gebohrt. Eine Boh-

rung wurde in der Nordsee auf den Chalk am Rande des „Schillgrund Hochs“ abgeteuft, eine auf das Rotliegend im Nordwestdeutschen Becken, eine auf potenzielle oberkarbonische Tight-Gas-Sands im Saar-Nahe-Becken und zwei weitere Bohrungen auf die Tiefwassermolasse im süddeutschen Voralpenbecken.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Flächen nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Projekte im Bereich der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder Rotenburg-Taaken und Ostervesede gebohrt. Eine weitere Bohrung sollte im Bereich des norddeutschen Zechstein-Karbon-Gasfeldes Ratzel ein neues Teilfeld im Mittleren Buntsandstein nachweisen.

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

Untersuchungsbohrungen

Gebiet nördlich der Elbe

Auf dem Salzstock Heide wurden bekannte Ölkreidevorkommen mit neuen Bohrungen untersucht. Die Bohrungen hatten das Ziel, die ölführende Schreibkreide zur Gewinnung von Ölproben und Kernmaterial sowie zur Ermittlung von Lagerstättenparametern aufzuschließen, um die Möglichkeiten neuer Erschließungs- bzw. Gewinnungsmethoden untersuchen zu können. Die Bohrung Wiemerstedt 1001 wurde auf das Ölkreide-Vorkommen von

Weddingstedt abgeteuft und bereits in 2005 abgeschlossen. Die Bohrung **Lieth 1001** (RWE Dea¹) (Anl. 1) untersuchte das Ölkreide-Vorkommen von Hemmingstedt. Sie hatte in 2005 zu bohren begonnen und stand zum Jahresende 2005 bei 3,5 m im Quartär. Nachdem der ölführende Abschnitt der Schreibkreide durchgehend gekernt worden war, hatte die Bohrung ihr Ziel erreicht und wurde bei 350 m eingestellt. Die Bohrung blieb unverfüllt, um bei Bedarf weitere Arbeiten durchführen zu können.

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **G5-1** (Denerco) (Abb. 5) niedergebracht. Es ist die erste Bohrung im Block G5 und liegt von den nächsten Bohrungen, G6-1 und G7-1, die bereits Mitte der 1970er Jahre gebohrt wurden, mehr als 20 km entfernt. Struktureologisch befindet sich die Bohrung am östlichen Rand des Schillgrund-Hochs. Das Ziel war die öl- bzw. gasführend erwartete Schreibkreide in einer Antiklinale über einem Salzkissen. Anhand seismischer Amplituden-Anomalien wurden als Nebenziele zwei stratigraphische Fallen in turbiditischen Sanden im basalen Teil eines deltaischen Vorschüttkörpers definiert. Diese Sande mittelmiozänen bis pliozänen Alters wurden gasführend erwartet. Die Bohrung erreichte die tertiären Sande sowie die Schreibkreide in den prognostizierten Teufen und wurde bei einer Endteufe von 1600 m eingestellt. Die sandigen Zielhorizonte im Tertiär wurden z.T. in guter Reservoirausbildung angetroffen, waren aber verwässert. Auch die Schreibkreide ist als gutes Reservoir ausgebildet, aber ebenfalls verwässert. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel sind die Rotliegend-Sedimente eines syn-sedimentären Halbgrabens. Mit dem Prospekt wird der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways werden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardeböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplituden-anomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung bei 3527 m im Mittleren Muschelkalk.

Saar-Nahe-Becken

In der Konzession Neues Bergland wurde die Bohrung **Glantal 1** (Pannonian) (Anl. 2) abgeteuft. Strukturell ist das Zielgebiet dem Pfälzer Hauptsattel zuzuordnen. Zielhorizonte dieser Bohrung waren als "tight gas reservoirs" ausgebildete Sandsteine des Oberkarbon, die im Falle einer vertikalen Abdichtung gasführend erwartet wurden. Zum Jahresende 2005 stand die Bohrung bereits bei 1030 m in der Dils-

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

burg-Formation, die dem Stefan A zugeordnet wird. Anfang des Jahres 2006 hat die Bohrung im weiteren Verlauf zunächst das tiefere Stefan A durchteuft, anschließend etwa 500 m des Westfal D (Heiligenwald-Formation) aufgeschlossen und bei 1687 m in Vulkaniten des Rotliegend ihre Endteufe erreicht. Während des Bohrens hatte die Bohrung geringe Gasanzeichen. Mitte 2006 wurden Teste auf mehrere Intervalle im Oberkarbon durchgeführt, die jedoch keinen wirtschaftlichen Zufluss erbrachten. Die Bohrung wurde als fehl eingestuft und verfüllt.

Alpenvorland

In der Ostmolasse wurde zwischen den ehemaligen Gasfeldern Bierwang und Schnaitsee die Bohrung **Kolbing B1** (RAG) (Anl. 1) gebohrt. Das Ziel der Bohrung waren submarine Rinnen-Sandsteine des Burdigal. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist nach Interpretation der Seismik an eine beckenparallele intraformationale und nach Osten abtauchende Ausräumungszone gebunden, die im Basisbereich durch sandig-tonige Ablagerungen aufgefüllt wurde. Entsprechend handelt es sich bei diesem Prospekt um eine stratigraphische Fallenstruktur. Bereits 1966 hatte die etwa 2 km entfernte Bohrung Stangern C1 diese Rinnen-Sandsteine nachgewiesen, allerdings in strukturtieferer Position und verwässert. Die Bohrung Kolbing B1 hat die Sandsteine in der erwarteten Teufe in guter fazieller Ausbildung, aber verwässert angetroffen und wurde bei einer Teufe von 1500 m im Aquitan eingestellt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gasfeldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstaffel des Rotliegend-zeitlichen Schne-

Die Bohrung wurde ohne Teste für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Nur einige hundert Meter von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Laufen A1** (RAG) (Anl. 1) abgeteuft. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autochthone Molasse geschoben wurde. Das Ziel der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan (Obere Puchkirchen-Serie) in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebung. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte faziell-tektonische Fallenstrukturen. Die Bohrung Laufen A1 wurde bei einer Endteufe von 2047 m im Aquitan eingestellt, ohne dass Zonen erhöhter Gasführung oder speicherfähige Horizonte nachgewiesen wurden. Die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Bereits in 2005 hatte die Bohrung **Teisendorf A1** (RAG) (Anl. 1) ihre Endteufe von 2404 m im Aquitan erreicht. In der anschließenden Testphase, die sich bis Anfang 2006 erstreckte, wurden im Aquitan mehrere Sandsteinintervalle mit negativem Ergebnis getestet. Der abschließende Test auf ein Intervall im Burdigal erbrachte zwar einen Gaszufluss, die Rate erlaubte aber keine wirtschaftliche Förderung der Bohrung. Die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt und verfüllt.

verdingen-Grabens lässt das derzeitige Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Förderzone des Feldes, Ostervesede Z1, aufgrund eines technischen Defektes nicht mehr fördern konnte, sollte dieser Block mit einer Ablenkung der Ostervesede Z1 um etwa 1 km

nach Südwesten untersucht werden. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung **Ostervese-de Z1a** (EMPG) (Anl. 2) bei 4262 m in der Soling-Folge des Mittleren Buntsandstein. Im Februar 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Ein Ergebnis lag bei Redaktionsschluss aber noch nicht vor.

Südlich des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken wurde die Bohrung **Preyersmühle-Süd Z1** (EMPG) (Anl. 2) auf die Rotliegend-Sandsteine eines tektonischen Blocks abgeteuft, der von den produzierenden Bereichen des Gasfeldes durch Störungen abgetrennt ist. Das Fündigkeitsrisiko wird in dieser Region vor allem durch die Speichergesteinsqualität der Rotliegend-Sandsteine definiert. Die etwa 1,5 km nordnordwestlich liegende Bohrung Preyersmühle-Hastedt Z1 konnte erst nach einer Frac-Behandlung in Produktion genommen werden, die Bohrung Ahausen Z1, etwa 6,5 km westlich, hatte zwar Gas nachgewiesen, wurde wegen schlechter Speichereigenschaften nie in Produktion genommen. Hauptziel der Bohrung Preyersmühle-Süd Z1 war der Wustrow-Sandstein, Nebenziele der Ebstorf- und der Dethlingen-Sandstein. Die Bohrung traf die Reservoirs geringfügig höher als prognostiziert und gasführend an und wurde planmäßig bei 4810 m eingestellt und anschließend komplettiert. Nach Frac-Behandlungen auf den Wustrow- und Ebstorf-Sandstein wurde die Bohrung auf der Grundlage von Testergebnissen für gasföndig erklärt.

Gebiet Weser-Ems

Bereits in 2005 hatte die Bohrung **Dötlingen-Ost Z2** (EMPG) (Anl. 2) ihre Endteufe im Staßfurt-Karbonat erreicht. Das Zielgebiet liegt auf

einem Strukturzug zwischen den Blöcken der in 1999 fündigen Bohrung Dötlingen-Ost Z1 im Nordwesten und der nicht fündigen Bohrung Wildeshausen Z1 aus dem Jahre 1968 im Südosten. Da die Gasanzeichen während des Bohrens, die Auswertung der Bohrlochmessungen und die lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen auf eine Fündigkeit hindeuteten, wurde auf die Durchführung eines Tests verzichtet und entschieden, die Bohrung an das Leitungsnetz anzuschließen. In 2006 wurde die Bohrung angeschlossen und gasföndig gemeldet.

Gebiet westlich der Ems

Nach fast zehnjähriger Pause wurde mit der Bohrung **Ratzel-West T1** (GdFPEG) (Anl. 2) wieder eine Explorationsbohrung auf den Buntsandstein Norddeutschlands abgeteuft. Die Bohrung liegt am Nordrand des Gasfeldes Ratzel, das gegenwärtig noch aus dem Karbon und dem Zechstein fördert. Das Zielgebiet wurde durch eine Antiklinal-Struktur auf der nördlichen Grabenschulter des etwa West-Ost verlaufenden, unterkretazischen Wilsumer Grabens definiert. Bereits in 1964 machte die Bohrung Ratzel Z2 etwa 4 km östlich auf der nördlichen Grabenschulter im Buntsandstein einen Gasfund, der allerdings nur kurz in Förderung stand. Die Bohrung Ratzel Z6 hatte den Mittleren Buntsandstein der Zielstruktur der Ratzel-West T1 etwa 1,5 km westlich strukturtief unter Ausfall des Dethfurt-Sandsteins und einem verwässerten Volpriehausen-Sandstein erschlossen. Die Bohrung Ratzel-West T1 hat die Sandsteine des Mittleren Buntsandstein in der prognostizierten Teufe, aber verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist von 42 im vorangehenden Jahr wieder deutlich auf 27 im Berichtsjahr zurückgegangen. Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojekte be-

zeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu zu zählen sind sieben Bohrungen, die bereits vor 2006 die Endteufe erreicht hatten, aber kein endgültiges

bohrungen in den zurückliegenden zehn Jahren auf Null (Anzahl: 25 Bohrungen) und im Betrachtungszeitraum bis 1981 auf 22,2 Prozent (Anzahl: 306 Bohrungen).

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden von den drei mit Ergebnis beendeten Bohrungen zwei als fündig gemeldet. Die durchschnittlichen Fündigkeitsquoten betragen in dieser Kategorie über die letzten zehn Jahre

54,3 Prozent (Anzahl: 35 Bohrungen) und im Betrachtungszeitraum seit 1981 55,4 Prozent (Anzahl: 157 Bohrungen).

Dass auch in der Kategorie der Produktionsbohrungen das Risiko nicht bei Null liegt, zeigen die zwei Fehl-Bohrungen in 2006.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2006.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Elbe-Weser</i> Idsingen Z4*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i> Klosterseelte Z2*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	Ziel erreicht
Uchte Z7	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nordsee</i> A6-A5*	Wintershall	Jura, Rotliegend	gasfündig
<i>Nördlich der Elbe</i> Mittelplate-A 15	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
Mittelplate-A 19	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 20	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i> Völkersen Z8	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen-Nord Z5*	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Vorhop-Knesebeck 8a	GdFPEG	Dogger Beta	noch kein Ergebnis
Walsrode Z2a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Walsrode Z8	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i> Bockstedt 68a*	Wintershall	Valangin-Sandstein	ölfündig
Dötlingen Z8a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Kirchseelte Z1b*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Klosterseelte Z7	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Oythe Z3	EMPG	Oberkarbon	noch kein Ergebnis
Siedenburg Z22a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Siedenburg Z22b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i> Emlichheim 18Aa	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 164a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 30a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 70a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i> Steimbke H2	GdFPEG	Valangin-Sandstein	Ziel erreicht
Denerco – DENERCO OIL A/S, Holte, Dänemark, jetzt Altinex Oil Denmark A/S Status mit Stand vom 31. Dezember 2006 EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover * : Endteufe vor 2006 erreicht GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, Lingen Pannonian – Pannonian International, Ltd., Denver, USA RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg Wintershall – Wintershall AG, Kassel, jetzt Wintershall Holding AG			

1.3 Bohrmeterleistung

Nach dem Rekordtief in 2003 war die Bohrleistung unterstützt durch den Ölpreis in der Folgezeit wieder deutlich angestiegen. Nach den Prognosen war für das Jahr 2006 eine Bohrleistung auf dem Niveau von 2005 zu erwarten. Jedoch ist die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr um fast 20 Prozent auf 53 415 m gefallen. Aufgrund der 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 vorangehenden fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Dieser Mittelwert wurde in 2006 um knapp 5 Prozent übertroffen. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter. Eine verlässliche mittelfristige Prognose der Entwicklung lässt sich vor dem Hintergrund des komplexen Zusammenspiels der bestimmenden Faktoren kaum erstellen. Die aktuellen Bohrplanungen lassen für 2007 eine höhere Bohrmeterleistung, etwa auf dem Niveau von 2005 erwarten.

Ein Plus in der Bohrmeterleistung gegenüber 2005 war in den Gebieten Elbe-Weser und nördlich der Elbe zu verzeichnen. Im Gebiet Elbe-Weser drückt sich darin die gestiegene Bohraktivität in Rotliegend-Projekten aus. Im Gebiet nördlich der Elbe nahm die Bohrleistung

wieder deutlich zu, weil die neue Bohranlage auf der Mittelplate-Insel Ende 2005 in Betrieb genommen wurde und deshalb im Gegensatz zum Vorjahr, in dem aufgrund des Austausches der Bohranlage über den Großteil des Jahres nicht gebohrt werden konnte, wieder ganzjährig gebohrt werden konnte.

Auf den Explorationssektor entfielen knapp 20 000 m oder 37 Prozent der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 2800 m oder 16,5 Prozent, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre sogar einem Anstieg um 23 Prozent.

Der Anteil der Feldesentwicklungsbohrungen betrug etwa 35 500 m. Das entspricht einem Minus von etwa 30 Prozent oder 14 400 m im Vergleich zum Vorjahr. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dieser Wert ein Minus von 4,1 Prozent.

Mit 72,4 Prozent wurde das Gros der Bohrmeter in Niedersachsen abgeteuft (Tab. 4) und ein Wert wie in den letzten Jahren erreicht. Der Anteil des Landes Schleswig-Holstein ist nach der Wiederaufnahme der Bohrtätigkeit auf der Mittelplate-Insel auf 16,8 Prozent angestiegen. Auf Bayern entfielen 6,6 Prozent der Bohrmeter, auf die Nordsee 3 Prozent und 1,2 Prozent auf Rheinland-Pfalz.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2001 bis 2006, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2001	54 030	100	-	-	13 581	25,1	8 193	15,2	3 827	7,1	26 345	48,8	2 084	3,9
2002	56 807	100	-	-	7 319	12,9	7 017	12,4	-	-	38 692	68,1	3 780	6,7
2003	29 862	100	-	-	9 022	30,2	3 331	11,2	-	-	17 427	58,4	82	0,3
2004	49 941	100	-	-	9 161	18,3	6 101	12,2	-	-	32 110	64,3	2 569	5,1
2005	65 024	100	193	0,3	7 661	11,8	9 193	14,1	11 392	17,5	36 283	55,8	302	0,5
2006	53 415	100	346	0,6	9 331	17,5	10 185	19,1	3 331	6,2	29 806	55,8	416	0,8
Mittelwert 2001-2005	51 133	100	39	0,1	9 349	18,3	6 767	13,2	3 044	6,0	30 171	59,0	1 763	3,4

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2006 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A1	A3	A4	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	-	3547,0	-	-	-	-	3547,0	6,6
Niedersachsen	-	3527,0	10185,0	3331,0	21200,5	415,6	38659,1	72,4
Nordsee	-	1600,0	-	-	-	-	1600,0	3,0
Rheinland-Pfalz	-	657,0	-	-	-	-	657,0	1,2
Schleswig-Holstein	346,5	-	-	-	8605,3	-	8951,8	16,8
Gebiet								
Nordsee	-	1600,0	-	-	-	-	1600,0	3,0
Nördlich der Elbe	346,5	-	-	-	8605,3	-	8951,8	16,8
Elbe-Weser	-	3527,0	8303,0	-	9019,0	415,6	21264,6	39,8
Weser-Ems	-	-	-	3331,0	11167,5	-	14498,5	27,1
Westlich der Ems	-	-	1882,0	-	1014,0	-	2896,0	5,4
Saar-Nahe-Becken	-	657,0	-	-	-	-	657,0	1,2
Alpenvorland	-	3547,0	-	-	-	-	3547,0	6,6

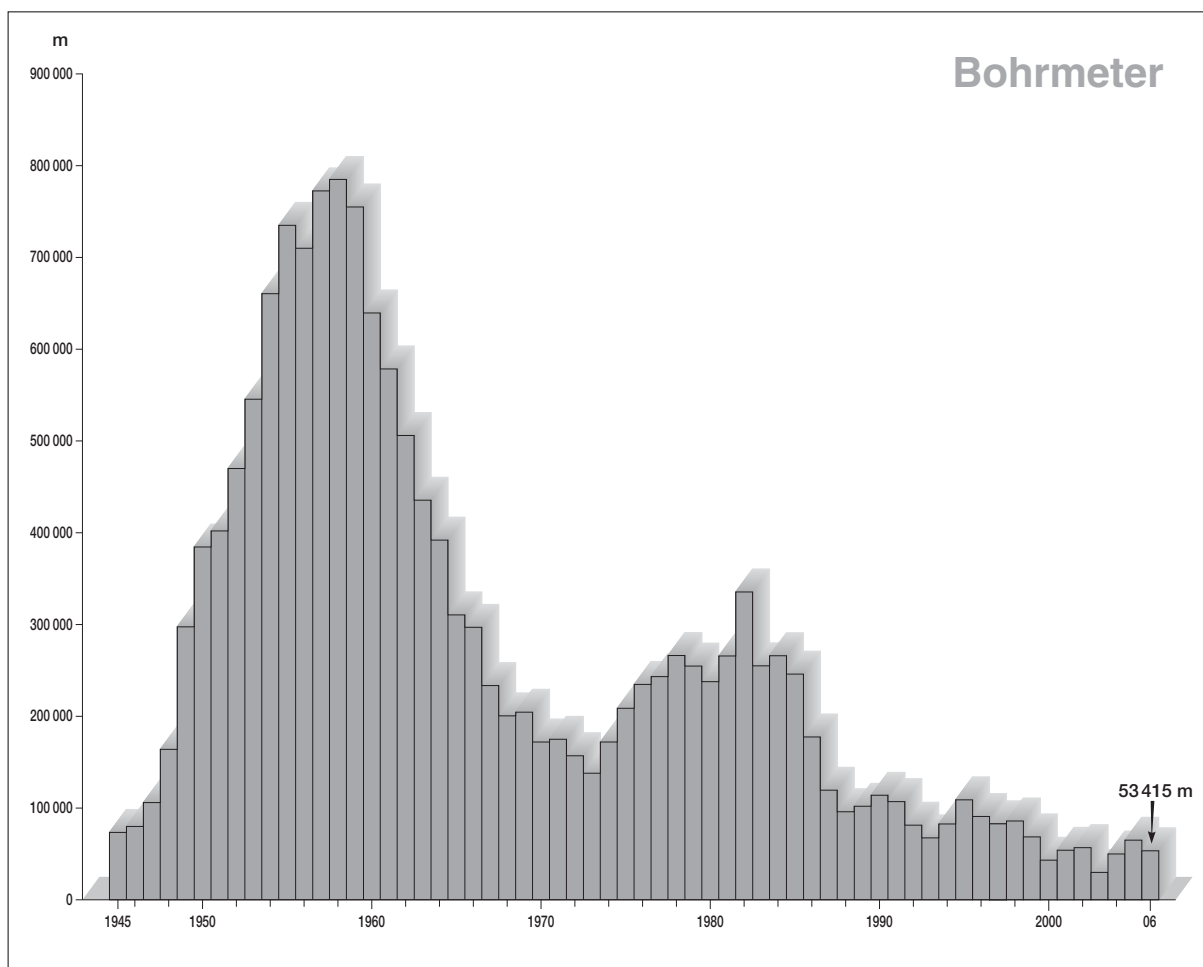


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2006.

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 Erdgas führenden 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 un-

komplizierter 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.

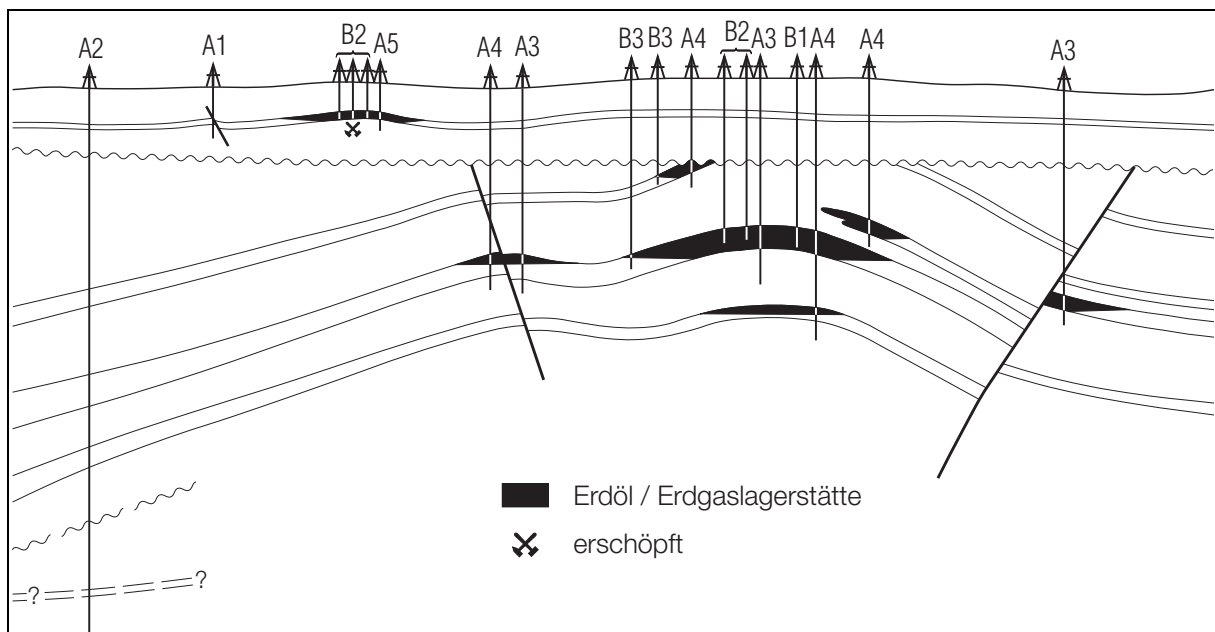


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Die Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes mittels geophysikalischer Verfahren haben gegenüber dem Vorjahr nochmals abgenommen. In der Erdöl- und Erdgasexploration wurden in Deutschland im Jahr 2006 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 160 km² akquiriert. An 2D-seismischen Messungen wurden 165 Profilkilometer aufgenommen. Gravimetrische und geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt (Tab. 5).

Mit 157 km² hat sich die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys gegenüber Vorjahr (205 km²) nochmals verringert. Es wurde wieder ausschließlich an Land gemessen. Der Umfang lag etwa 100 km² unter dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre.

In 2006 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Hahnenhorn der RWE Dea AG wurde der 3D-Survey "Hahnenhorn" jahresübergreifend nach 2007 akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt 140 km², der Anteil in 2006 62 km². In

dem bayerischen Erlaubnisgebiet Salzach-Inn der Rohöl-Aufsuchungs AG wurde der grenzüberschreitende Survey "Weizberg-Klöpfling" aufgenommen. Dieser Survey überdeckt zum überwiegenden Teil österreichisches Hoheitsgebiet. Der Anteil im Erlaubnisgebiet Salzach-Inn umfasst eine Fläche von 95 km².

Nachdem in 2005 an 2D-seismischen Messungen lediglich eine etwa 3 km lange Testlinie im Bereich des Ölfeldes Rühle aufgenommen wurde, sind in 2006 165 Profilkilometer gemessen worden. Davon entfielen 115 km auf Onshore-Messungen und 50 km auf Offshore-Messungen. Onshore lag der Umfang der 2D-Seismik damit nahe am Mittel der vorangehenden fünf Jahre von etwa 100 Profilkilometern. Offshore beträgt das Mittel der vorangehenden fünf Jahre 630 km, bedingt durch einen großen Survey aus dem Jahre 2002.

In 2006 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im Erlaubnisgebiet Flensburg-Nord der GeoCenter-Nord GmbH wurden im Rahmen des Offshore-Surveys "Flensburger Förde West" 50 Profilkilometer gemessen. In dem Erlaub-

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2006 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	50	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	62	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrhheintal	-	-	-
Alpenvorland	95	115	-
Summe	157	165	-

nisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd. und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde

der Survey "Bavaria 2006" mit einem Umfang von 115 Profilkilometern akquiriert.

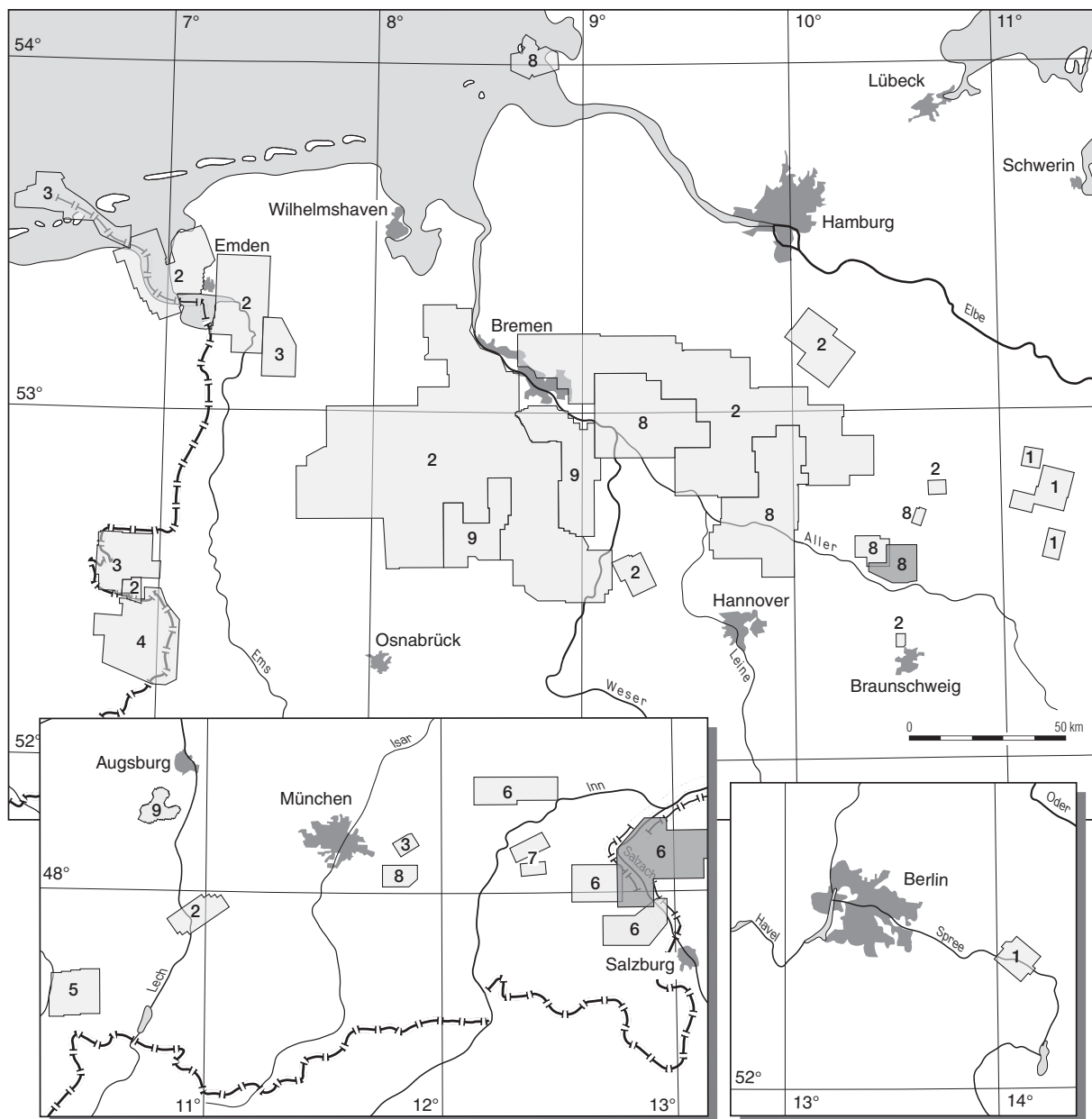


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2006 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EEG, 2: EMPG, 3: GdFPEG, 4: NAM, 5: OMV, 6: RAG, 7: Ruhrgas, 8: RWE Dea, 9: Wintershall.

3 Konzessionswesen

In 2006 hat sich der Wachstumstrend bei den zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebenen Gebieten weiter fortgesetzt. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich um etwa 5500 km² gegenüber dem Vorjahr vergrößert. Dabei wurde ein großes Erlaubnisgebiet zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken nicht berücksichtigt. Diese Entwicklung ist auf das anhaltend hohe Ölpreisniveau zurückzuführen, das das Interesse auch wieder auf Gebiete lenkt, aus denen sich die Erdölgesellschaften bereits zurückgezogen hatten, z.B. der Ostholstein-Trog, die südwestliche Nordsee oder der Südrand des nordwestdeutschen Beckens.

Der Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas und dessen Veränderung sind in den Tabellen 6 und 7 sowie den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

Im Bereich des Norddeutschen Beckens hat

sich die Konzessionsfläche um etwa 5200 km² vergrößert. Mit den sechs neuen Konzessionen in der Nordsee, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg wurden eine Fläche von etwa 6700 km² neu vergeben. Dem steht ein zurückgegebenes Erlaubnisgebiet mit einer Fläche von etwa 1500 km² in der Nordsee gegenüber.

Im süddeutschen Molassebecken wurden drei kleinere Erlaubnisgebiete in Baden-Württemberg und eine Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung in Bayern neu vergeben. Die Erlaubnis Ebersberg ist erloschen.

Im Bereich des Oberrheingrabens wurde eine Erlaubnis in Verbindung mit der Aufsuchung von Erdwärme in Rheinland-Pfalz neu erteilt.

Im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden wie in den Vorjahren einige kleinere Gebiete neu vergeben und eine Erlaubnis in

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2006.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
11	Deutelhausen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
2	Raden	Vattenfall Europe Mining AG	Brandenburg
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
23	Isabel	ThyssenKrupp Real Estate 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
20008/69	G6, 9, H4, 7	Altinex Oil Denmark A/S, Talisman Petroleum (Germany) B.V.	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding AG	Nordsee
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf GmbH	Rheinland-Pfalz
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse			
8	Ebersberg	RWE Dea AG	Bayern
6	Castrop-Gas (-> Bewilligung)	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
20008/60	C9, 11, 12, 14, 15, 17	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

eine Bewilligung überführt. Hier liegt das Interesse vor allem auf der EEG-geförderten Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Stein-

kohlenbergwerke. Zudem wurde eine große Erlaubnis zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken erteilt.

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas. Stand 31. Dezember 2006.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
1	Südbayern	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
3	Oberallgäu	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding AG	Bayern
7	Kaufbeuren	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
10	Vaterstetten	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
11	Deutelhausen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
Bergamt Stralsund			
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
7	Sachsen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
8	Hamm-Nord	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
10	Hardenberg Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
11	Lünen-Süd Gas	Minegas 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
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	Dr. R. Gaschnitz & PVG Patentverwertungsgesellschaft für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden mbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
23	Isabel	ThyssenKrupp Real Estate GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-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
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
022	Bedekaspel-Erweiterung	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
038	Hümmeling	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
04001	Scharnhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05004	Büsum-Nord	Wintershall Holding AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding AG, Gaz de France Exploration Germany B.V., RWE Dea AG, EWE AG	Nordsee
20007/1	M1K, M2K, M4K, M5K	RWE Dea AG	Nordsee
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, GdF Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding AG, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft	Nordsee
20008/61	M1, M2, J16, J17	RWE Dea AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	Altinex Oil Denmark A/S, Talisman Petroleum (Germany) B.V.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/69	G6, G9, H4, H7	Altinex Oil Denmark A/S, Talisman Petroleum (Germany) B.V.	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding AG	Nordsee
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
2	Raden	Vattenfall Europe Mining AG	Brandenburg
Oberbergamt für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Saar Energie AG	Saarland
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
6	Hagenbach	AltaFide GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
10	Herxheimweyher	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	HotRock GmbH & FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
12	Edenkoben	STEAG Saar Energie AG, Montanes GmbH, Willi Endisch GbR	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulufßheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
3	Kehl am Rhein	Enex Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
6	Markgräfler Land	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
7	Offenburg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
8	Freiburg im Breisgau	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
9	Ichenheim	Gemeinde Neuried	Baden-Württemberg
10	Rastatt-Lichtenau-Rheinau II	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
11	Lahr	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Rust-Wyhl	Konsortium Rust-Wyhl	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
14	Karlsruhe-Philippsburg	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

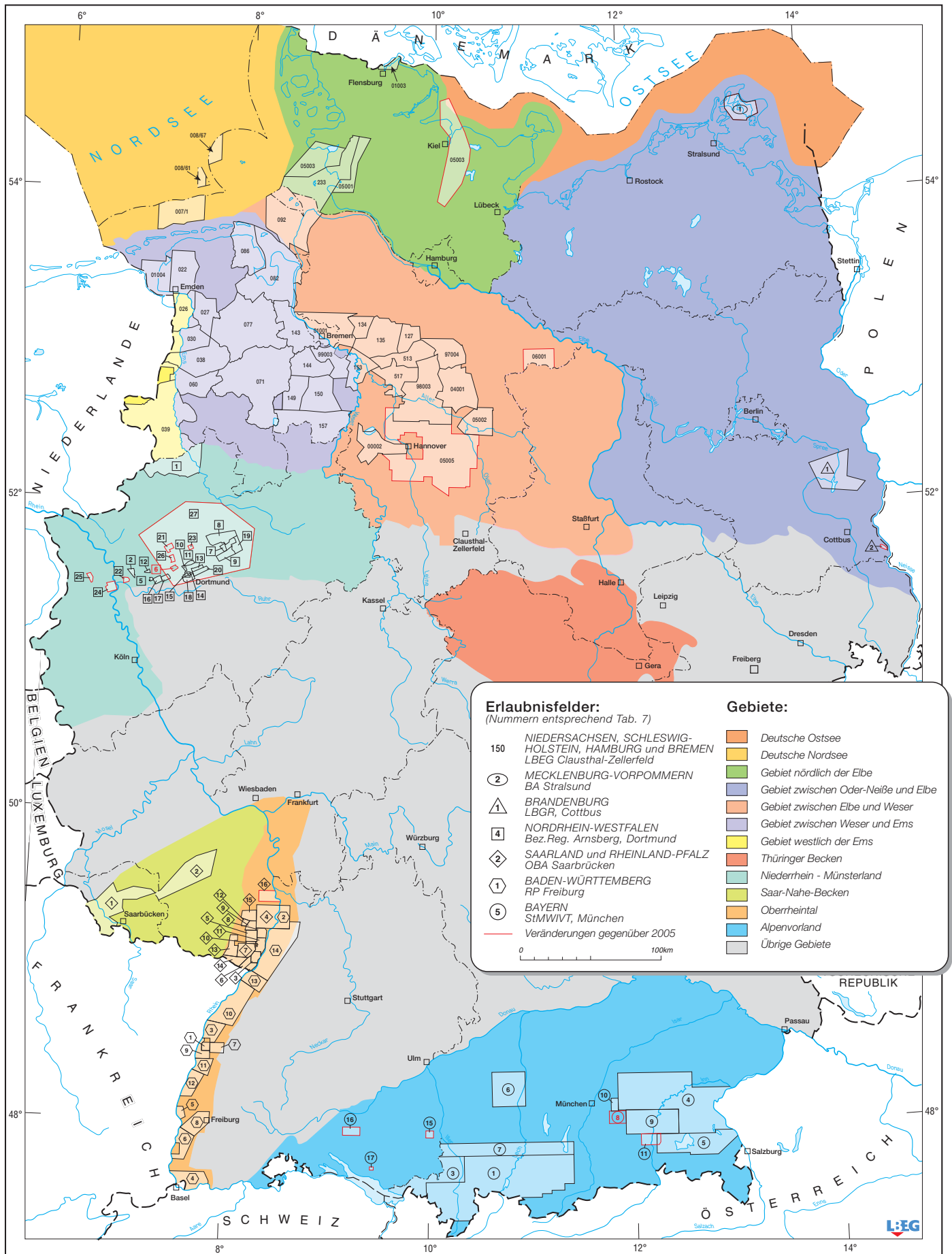
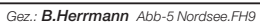


Abb. 4: Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder, Stand: 31.12.2006. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2006 sind in Deutschland 3,5 Mio. t Erdöl und Kondensat gefördert worden. Im Vergleich zu 2005 ist die Produktion um rund 57 000 Tonnen zurückgegangen und lag somit 1,6 Prozent unter der des Vorjahres.

Nach vorläufigen, z. T. geschätzten Angaben des DIW (2007), betrug der gesamte - statistisch erfasste - Mineralölverbrauch im Jahre 2006 rund 120,4 Mio. t und bewegte sich damit in der gleichen Größenordnung wie in 2005. Bei leicht gesunkener Inlandsproduktion und einem nahezu unveränderten Mineralölaufkommen gegenüber 2005, deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr knapp 3 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches bzw. -aufkommens Deutschlands.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten diese beiden Bundesländer zusammen fast 95 Prozent der inländischen Gesamtproduktion (Tab. 8). In 2006 kamen 61 Prozent der inländischen Förderung aus einem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein, dessen Anteil an der Gesamtförderung sich gegenüber 2005 kaum verändert hat. In den maturen Erdölprovinzen Nieder-

sachsens ging die Ölförderung in 2006 nur leicht zurück. Der Anteil dieses Bundeslandes an der deutschen Jahresförderung blieb im Vergleich zum Vorjahr mit rund 33 Prozent nahezu unverändert.

Die Reingasförderung in Deutschland sank gegenüber 2005 um etwa 0,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ auf nunmehr 18,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Dies entspricht einer Abnahme von 1,2 Prozent.

Bezogen auf den Brennwert (H_o) von 9,77 kWh/ $\text{m}^3(\text{V}_n)$ errechnet sich nach vorläufigen und z. T. geschätzten Angaben des DIW (2007) für 2006 ein um 1,5 Prozent auf 104 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angestiegener Verbrauch für Deutschland. Bei leicht gesunkener heimischer Jahresproduktion und dem insgesamt angewachsenen Erdgasverbrauch hat die inländische Erdgasförderung mit 17,7 Prozent zum Verbrauch beigetragen.

In der Erdgasförderung (Reingas) war Niedersachsen mit einem Anteil von 92 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland (Tab. 19). Regional stammte das Erdgas überwiegend aus den Fördergebieten zwischen Elbe und Weser sowie zwischen Weser und Ems.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2006.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%
Baden-Württemberg	1 421	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0
Bayern	41 157	1,2	13 439 037	0,1	2 363 455	1,8	15 802 492	0,1
Brandenburg	19 978	0,6	-	0,0	6 635 210	5,0	6 635 210	0,0
Hamburg	27 989	0,8	-	0,0	21 612 799	16,4	21 612 799	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	4 390	0,1	-	0,0	1 092 577	0,8	1 092 577	0,0
Niedersachsen	1 172 552	33,4	17 923 911 826	91,1	69 845 803	53,1	17 993 757 629	90,9
Nordrhein-Westfalen	-	0,0	2 400	0,0	-	0,0	2 400	0,0
Nordsee	59 998	1,7	955 701 603	4,9	-	0,0	955 701 603	4,8
Rheinland-Pfalz	40 877	1,2	-	0,0	1 201 320	0,9	1 201 320	0,0
Sachsen-Anhalt	-	0,0	745 481 000	3,8	-	0,0	745 481 000	3,8
Schleswig-Holstein	2 147 039	61,1	-	0,0	28 766 718	21,9	28 766 718	0,1
Thüringen	-	0,0	28 112 908	0,1	-	0,0	28 112 908	0,1
Summe	3 515 401	100,0	19 666 648 774	100,0	131 517 882	100,0	19 798 166 656	100,0

4.1 Erdölförderung

Gegenüber 2005 blieb die Anzahl der produzierenden Erdölfelder unverändert und liegt weiterhin bei 44 (Tab. 9). Bedingt durch Reparaturarbeiten bzw. durch die Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden sank die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderbohrungen auf nunmehr 1082, bezogen auf den Stichtag 31.12.2006. Ende 2006 waren somit genauso viele Erdölfelder und Bohrungen in Betrieb wie Ende 2004 (Tab. 9).

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2006 lag mit 3,5 Mio. t nur wenig unter der des Vorjahres (Tab. 9, Anl. 5). Dabei machte die Kondensatproduktion erneut einen Anteil von rd. 2,5 Prozent aus.

Der leichte Rückgang der Gesamtförderung um 1,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr geht auf eine technisch bedingte Minderförderung im Feld Mittelplate, aber auch auf den natürlichen Förderabfall in maturen Erdölfeldern zurück. In der deutschen Nordsee wurde im Berichtszeitraum ebenfalls weniger Kondensat gefördert als ein Jahr zuvor (Tab. 10).

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Erdölprovinzen. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren. Unter diesen befindet sich erstmals seit langer Zeit wieder

ein Ölfeld aus Bayern, nämlich Aitingen. Seit 1979 werden aus diesem Feld im bayerischen Alpenvorland südlich von Augsburg Rohöl und Begleitgas gefördert. In 2005 konnten südöstlich des Feldes zusätzliche Ölreserven nachgewiesen und dann 2006 in Produktion genommen werden. Die Jahresförderung von 37 118 Tonnen wurde mit nur 6 Bohrungen erzielt.

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate/Dieksand im Gebiet nördlich der Elbe stellte weiterhin mit Abstand das förderstärkste Feld dar. Von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog aus wurden mit zuletzt 20 Förderbohrungen 61 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Das bedeutet rechnerisch eine durchschnittliche Förderrate in der Größenordnung von 294 t pro Tag und Bohrung. Insgesamt sind aus den Dogger-Sandsteinen dieser Lagerstätte bis Ende 2006 rund 18,4 Mio. t Erdöl gefördert worden.

Nach erfolgter Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Landstation Dieksand konnte im Berichtsjahr der Ausbau der Ölaufbereitungsanlagen in Dieksand auf eine Durchsatzmenge von 2,5 Mio. Jahrestonnen abgeschlossen werden. Somit sind die Voraussetzungen geschaffen, die Gesamtförderung in 2007 auf bis zu 2,5 Mio. t anzuheben.

Die beiden nach Mittelplate förderstärksten

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2002 bis 2006.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2002	3,705	144,451	46	1 144
2003	3,809	137,343	46	1 116
2004	3,516	141,385	44	1 082
2005	3,572	141,452	44	1 097
2006	3,515	131,518	44	1 082

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2006.

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2006 t	kumulativ t	2006 m³(V _n)	kumulativ m³(V _n)	
	Nordsee							
	A6 / B4*	1974	Wintershall	59 998	641 585	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	2 147 039	18 393 098	28 766 718	255 390 391	20
HH	Reitbrook			20 600	5 893 010	21 485 385	961 035 333	14
HH	Allermöhe	1979	GdFPEG	931	88 803	16 482	1 465 372	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	GdFPEG	13 996	2 534 181	21 368 425	908 524 911	3
HH	Reitbrook-West	1960	GdFPEG	5 673	3 270 026	100 478	51 045 050	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	20 044 746		880 593 612	
	Summe Gebiet			2 167 639	44 330 854	50 252 103	2 097 019 336	34
	Oder/Neiße-Elbe							
BB	Kietz	1987	EEG	19 978	154 403	6 635 210	47 581 170	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	EEG	614	102 064	150 502	24 974 913	2
MV	Lütow	1965	EEG	3 776	1 320 746	942 075	640 891 447	6
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 554 781		613 914 857	
	Summe Gebiet			24 368	3 131 994	7 727 787	1 327 362 387	10
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse (-Nord)	1876	GdFPEG	2 038	844 736	27 539	16 251 258	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	12 490	3 256 175	52 984	26 674 036	21
NI	Hankensbüttel			42 837	12 569 404	1 048 476	327 362 424	23
NI	Nord, Mitte, Ost (Pool)	1954	EMPG	18 692	370 176	194 847	4 816 874	10
NI	Süd	1954	RWE Dea	24 145	12 199 228	853 629	322 545 550	13
NI	Knesebeck (-Vorhop)	1958	GdFPEG	14 882	3 286 857	123 518	26 339 368	16
NI	Höver (Lehrte)	1956	GdFPEG	1 624	341 428	82 060	12 083 505	9
NI	Lüben			29 646	2 335 906	238 951	13 543 879	16
NI	Bodenteich	1960	EMPG	1 270	72 143	3 379	251 620	1
NI	Lüben/ Lüben-West	1955	EMPG	28 376	2 263 763	235 572	13 292 259	15
NI	Nienhagen (-Elwerath)	1861	EMPG	4 150	3 681 887	19 957	2 580 705	8
NI	Ölheim-Süd			9 814	1 467 115	7 711 780	73 620 994	16
NI	Ölheim-Süd (Unterkreide)	1968	GdFPEG	9 347	1 431 606	7 693 425	72 742 624	15
NI	Ölheim-Süd (Rhät)	1968	GdFPEG	467	35 509	18 355	878 370	1
NI	Rühme	1954	EMPG	26 664	2 037 500	175 612	19 121 908	34
HH/NI	Sinstorf			8 637	2 964 284	148 935	53 204 810	5
HH/NI	Groß Hamburg	1960	GdFPEG	2 721	1 915 062	46 927	34 258 554	1
HH/NI	Meckelfeld-West	1960	GdFPEG	4 734	732 010	81 619	13 220 856	3
HH/NI	Sottorf-Ost	1960	GdFPEG	1 182	317 211	20 389	5 725 400	1
NI	Vorhop	1952	GdFPEG	22 203	2 806 291	3 360 431	164 048 257	23
NI	Wittingen (-Südost)	1970	GdFPEG	708	75 980	-	1 048 152	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 649	104 456	-	-	*
NI	Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 750	85 438	-	-	*
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			4 096	55 977			
	Summe Gebiet			184 188	73 885 699	12 990 243	1 327 487 200	187
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	39 592	6 787 033	2 911 153	500 063 367	28
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	18 443	3 475 912	626 148	63 393 593	16
NI	Bramberge			166 574	18 877 496	13 279 500	993 097 558	42
NI	Bramhar	1957	GdFPEG	124 651	14 170 255	9 779 524	773 394 271	33
NI	Osterbrook	1957	GdFPEG	9 906	1 301 641	961 095	60 437 035	3
NI	Wettrup	1957	GdFPEG	32 016	3 405 600	2 538 881	159 266 252	6
NI	Düste			23 686	6 247 226	829 775	198 857 570	42
NI	Aldorf	1952	Wintershall	4 617	2 416 201	158 876	120 442 383	12
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	11 146	1 741 560	373 128	30 373 500	22
NI	Wietingsmoor	1954	EMPG	7 923	2 089 465	297 771	48 041 687	8

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstei.; *: Erdgasfeld mit Kondensatförderung, vgl. Tabelle 14.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2006	kumulativ	2006	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	14 345	3 361 155	1 067 098	86 706 285	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	5 774	2 263 229	399 554	219 957 433	9
NI	Liener	1953	EMPG	685	106 054	27 510	7 076 468	3
NI	Löningen			7 308	667 232	2 237 716	320 590 718	6
NI	Löningen / Löningen-SE	1963	EMPG	2 406	471 433	1 938 417	293 341 650	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	4 902	195 799	299 299	27 249 068	3
NI	Matrum	1982	EMPG	2 062	171 490	470 472	17 623 422	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	6 229	1 054 109	39 820	62 078 762	10
NI	Sögel	1983	GdFPEG	483	27 500	23 800	1 391 211	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	6 672	985 829	507 830	23 718 005	8
NI	Vechta			8 396	2 383 553	864 936	600 035 686	8
NI	Hagen	1957	EMPG	556	136 193	50 771	10 830 600	1
NI	Harme	1956	EMPG	69	343 121	5 937	51 374 530	-
NI	Welppe	1957	EMPG	7 771	1 904 240	808 228	537 830 556	7
NI	Voigtei			18 431	4 060 227	2 565 568	342 489 861	51
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	937	122 552	303 177	9 234 206	8
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	17 494	3 937 675	2 262 391	333 255 655	43
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	12 858	2 639 689	1 414 991	281 670 747	12
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 286	101 222			
	Summe Gebiet			332 824	57 303 650	27 265 871	4 005 345 200	245
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GdFPEG	17 079	1 657 415	553 312	56 968 365	10
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	142 811	9 155 193	1 835 671	130 231 899	90
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	132 612	18 115 608	11 013 980	1 713 459 980	137
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	35 832	3 031 151	2 107 553	139 385 102	17
NI	Rühle			270 759	31 699 201	10 050 981	1 212 976 596	206
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	EMPG	245 692	26 322 234	8 654 985	1 113 202 955	176
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	GdFPEG	25 067	5 376 967	1 395 996	99 773 641	30
NI	Scheerhorn	1949	GdFPEG	37 550	8 626 329	3 688 877	496 735 918	52
NI	Ringe	1998	GdFPEG	25 023	104 424	466 729	2 171 784	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 263	338 750			
	Summe Gebiet			662 929	76 952 291	29 717 103	4 792 455 461	514
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	15 776	1 303 113	380 400	28 849 764	10
RP	Landau	1955	Wintershall	24 360	4 327 388	446 446	13 852 353	74
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	741	35 695	374 474	11 708 860	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			40 877	7 307 541	1 201 320	90 606 755	85
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	37 118	1 234 048	2 363 455	83 268 112	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	3 955	129 897	-	1	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 505	49 797			
	Summe Gebiet			42 578	13 005 148	2 363 455	2 381 467 957	7
Kondensat der Erdgasförderung								
	Thüringer Becken			-	32 657			
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688			
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
Summe Deutschland				3 515 401	276 617 797	131 517 882	16 858 713 705	1 082

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG

Erdölfelder sind Rühle und Bramberge. Sie liegen in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems (Tab. 12). Das bereits seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle produziert aus dem Valendis in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Es ist das förderstärkste Feld in Niedersachsen. Nach einer Kumulativproduktion von 31,7 Mio. t Ende 2006 ist aus Rühle im Berichtszeitraum mit 270 759 t Erdöl in etwa die gleiche Menge wie im Vorjahr gefördert worden. Das ist zwar nur 12,5 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate, es wurden aber durchschnittlich 206 Bohrungen benötigt.

Dies entspricht einer rechnerischen Förderrate von rund 3,6 t/d und Bohrung.

Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 166 574 t aus dem Ölfeld Bramberge, das in 2006 aus 42 Bohrungen rechnerisch knapp 11 t pro Tag und Bohrung produzierte.

Zur Erhöhung der Ausbeute wurden in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim die Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung (ohne Kondensat) in Höhe

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2004 bis 2006 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2004		2005		2006		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	100 504	2,9	66 263	1,9	59 998	1,7	641 585	0,2
Nördlich der Elbe	2 022 495	57,5	2 202 573	61,7	2 167 639	61,7	44 330 854	16,0
Oder/Neiße-Elbe	29 460	0,8	27 781	0,8	24 368	0,7	3 131 994	1,1
Elbe-Weser	208 637	5,9	194 283	5,4	184 188	5,2	73 885 699	26,7
Weser-Ems	380 165	10,8	346 068	9,7	332 824	9,5	57 303 650	20,7
Westlich der Ems	692 190	19,7	654 007	18,3	662 929	18,9	76 952 291	27,8
Thüringer Becken	-	-	-	-	0	0,0	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	64	0,0	37	0,0	0	0,0	9 688	0,0
Oberrheinthal	50 028	1,4	45 889	1,3	40 877	1,2	7 307 541	2,6
Alpenvorland	32 774	0,9	35 561	1,0	42 578	1,2	13 005 148	4,7
Summe	3 516 318	100	3 572 462	100	3 515 401	100,0	276 617 797	100,0

Tab. 12: Jahresförderungen 2005 und 2006 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2005		2006		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	in 2006
Mittelplate (SH)	2 188 612	61,3	2 147 039	61,1	18 393 098	6,6	20
Rühle (NI)	267 824	7,5	270 759	7,7	31 699 201	11,5	206
Bramberge (NI)	179 314	5,0	166 574	4,7	18 877 496	6,8	42
Emlichheim (NI)	134 946	3,8	142 811	4,1	9 155 193	3,3	90
Georgsdorf (NI)	132 184	3,7	132 612	3,8	18 115 608	6,5	137
Hankensbüttel (NI)	44 082	1,2	42 837	1,2	12 569 404	4,5	23
Barenburg (NI)	39 990	1,1	39 592	1,1	6 787 033	2,5	28
Scheerhorn (NI)	41 180	1,2	37 550	1,1	8 626 329	3,1	52
Aitingen (BY)	29 787	0,8	37 118	1,1	1 234 048	0,4	6
Meppen (NI)	37 682	1,1	35 832	1,0	3 031 151	1,1	17
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

von rund 3,4 Mio. t hatten die Thermalprojekte einen Anteil von 10 Prozent. Gegenüber 2005 erhöhte sich die Mehrförderung durch "Enhanced Oil Recovery" (EOR) um gut 6 Prozent auf nunmehr 344 651 t. In den betroffenen Lagerstätten lag der Anteil durch Tertiärmaßnahmen in 2006 bei fast 91 Prozent der Gesamtförderung.

Rund ein Viertel der Erdölförderung aus deut-

schen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger blieb gegenüber dem Vorjahr fast gleich und lag bei 67 Prozent. Hierbei stammt die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate im schleswig-holsteinischen Wattenmeer (Anl. 9).

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2006 wurde in Deutschland fast ebenso viel Rohgas gefördert wie ein Jahr zuvor. Nachdem in 2005 die Schwelle von 20 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Erdgas pro Jahr in Feldesqualität unterschritten worden war, lag die Förderung aus den heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr wiederum in der gleichen Größenordnung bei rund 19,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas (natürlicher Brennwert) (Tab. 8). Die geförderte Menge entspricht einem Volumen von 18,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$.

Darüber hinaus wurden rund 132 Mio. m^3 Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (53 Prozent), Schleswig-Holstein (22 Prozent) und Hamburg (16 Prozent) anfällt (Tab. 8 und 13).

Wie im Vorjahreszeitraum waren Ende des Jahres 2006 insgesamt 83 Erdgaslagerstätten

in Betrieb. Die Anzahl der am Stichtag 31.12.2006 fördernden Bohrungen ist um 15 auf 503 Sonden angestiegen.

Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2006 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Aufgrund technischer Probleme blieb das Gasfeld Ostervesede im Gebiet zwischen Elbe und Weser in 2006 ohne Förderung. Bisher konnte hier mit einer Sonde aus über 5000 m Teufe Süßgas aus Sandsteinen des Rotliegend gewonnen werden. Die Sonde wurde teilverfüllt und auf eine angrenzende tektonische Scholle abgelenkt (Kap. 1.1)

Aus dem zu Rotenburg/Taaken gehörenden Teilfeld Preyersmühle-Hastedt konnte in 2006 nicht mehr produziert werden, da die Lagerstätte hier erschöpft ist. Gleichzeitig sind mit der Bohrung Preyersmühle-Süd Z1 in unmittel-

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2002 bis 2006.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(V_n)$	1000 $\text{m}^3(V_n)$	1000 $\text{m}^3(V_n)$		
2002	21 423 962	144 451	21 568 413	86	579
2003	22 092 236	137 343	22 229 579	82	559
2004	20 263 653	141 385	20 405 038	82	505
2005	19 761 521	141 452	19 902 974	83	488
2006	19 666 649	131 518	19 798 167	83	503

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2006 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2006	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
	Nordsee					
	A6 / B4	1974	Wintershall	955 701 603	6 787 735 793	4
	Elbe-Weser					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	30 840	138 016 900	1
NI	Becklingen / Wardböhmen			110 377 014	2 252 723 104	3
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	32 261 236	1 078 884 991	1
NI	Bleckmar	1999	RWE Dea	54 043 773	389 346 828	1
NI	Wardböhmen	1987	RWE Dea	24 072 005	784 491 285	1
NI	Dethlingen			489 713 649	21 069 081 254	5
NI	Munster / -N / -SW (Dethlingen-New)	1973	EMPG	467 976 363	18 372 637 649	3
NI	Osterheide	1998	RWE Dea	-	121 230 456	-
NI	Schmarbeck	1971	EMPG	21 737 286	2 575 213 149	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	2 287 709	272 201 688	1
NI	Einloh	1988	EMPG	3 821 551	278 207 246	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	72 039 041	1 948 707 090	3
NI	Husum / Schneeren			562 285 655	8 477 350 379	10
NI	Husum	1986	EMPG	201 405 255	5 247 324 579	3
NI	Schneeren	1990	GdFPEG	286 639 900	2 453 673 000	6
NI	Schneeren-Ost	1991	GdFPEG	74 240 500	776 352 800	1
NI	Imbrock	1995	EMPG	32 261 999	900 630 162	2
NI	Ostervesede	1983	EMPG	-	145 461 077	-
NI	Rotenburg / Taaken			2 498 556 878	44 692 282 611	26
NI	Taaken			144 716 296	4 318 852 011	2
NI	Taaken	1982	EMPG	100 482 165	3 307 987 610	1
NI	Mulmshorn (Z3a)	1996	EMPG	44 234 131	1 010 864 401	1
NI	Bötersen			1 417 772 009	21 397 523 380	14
NI	Bötersen (EMPG)	1987	EMPG	470 873 381	7 899 920 750	5
NI	Bötersen (RWE Dea)	1991	RWE Dea	321 446 374	4 066 753 624	3
NI	Mulmshorn / Borchel	1984	EMPG	593 798 870	8 915 773 590	5
NI	Mulmshorn (Z6)	1996	EMPG	31 653 384	515 075 416	1
NI	Hemsbünde			925 226 925	18 621 321 298	9
NI	Hemsbünde Pool	1985	RWE Dea	907 047 369	17 162 364 424	9
NI	Worth	1988	EMPG	18 179 556	1 458 956 874	-
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	EMPG	-	343 744 274	-
NI	Preyersmühle-Süd	2006	EMPG	10 841 648	10 841 648	1
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)		EEG	745 481 000	206 504 163 000	145
NI	Söhlingen			1 459 396 006	34 377 243 243	21
NI	Söhlingen	1980	EMPG	1 050 175 612	22 182 062 823	13
NI	Söhlingen-Ost / Grauen	1981	EMPG	409 220 394	12 195 180 420	8
NI	Soltau / Friedrichseck			92 227 945	5 847 961 483	3
NI	Soltau	1984	EMPG	1 233 584	3 188 475 765	1
NI	Friedrichseck	1990	EMPG	90 994 361	2 659 485 718	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	50 238 581	2 270 393 603	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	29 152 720	1 193 952 650	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 255 300 219	10 329 217 775	12
NI	Walsrode / Idsingen			883 741 921	10 237 951 061	8
NI	Walsrode Z2-Block	1980	EMPG	5 021 072	332 626 777	1
NI	Walsrode-West	1990	EMPG	290 426 647	3 800 256 747	2
NI	Walsrode Z4-Block / Idsingen	1980	EMPG	588 294 202	6 105 067 537	5
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	134 958 176	968 071 785	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 283 256 858	
	Summe Gebiet			8 421 870 904	367 186 872 969	249
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GdFPEG	135 536 100	4 792 312 660	3
NI	Bahrenborstel / Uchte (s)			65 700 678	2 924 310 172	3
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	31 848 352	2 595 955 303	2
NI	Uchte	1981	EMPG	33 852 326	328 354 869	1
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (z)			909 904 493	13 168 864 497	8
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	254 737 841	4 143 111 629	2
NI	Burgmoor / Uchte	1981	EMPG	655 166 652	9 025 752 868	6
NI	Barrien	1964	Wintershall	73 935 052	12 226 877 182	6

BB: Brandenburg, BY: Bayern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt, TH Thüringen

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2006	kumulativ	
				m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt			282 029 098	8 914 478 817	4
NI	Brettorf	1977	EMPG	-	1 139 782 246	-
NI	Brinkholz	1982	EMPG	257 298 968	3 805 634 077	3
NI	Neerstedt	1981	EMPG	24 730 130	3 969 062 494	1
NI	Barenburg / Buchhorst (s)			193 338 520	5 156 692 534	4
NI	Barenburg	1961	EMPG	21 272 007	428 953 960	1
NI	Buchhorst	1959	EMPG	172 066 513	4 727 738 574	3
NI	Barenburg / Buchhorst (z)			116 986 636	16 286 633 671	6
NI	Barenburg	1961	EMPG	44 260 421	8 381 728 962	3
NI	Buchhorst	1959	EMPG	72 726 215	7 904 904 709	3
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	67 109 184	8 217 745 933	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	7 175 756	324 065 668	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	56 692 925	2 395 003 147	1
NI	Döttingen	1965	EMPG	275 697 431	16 269 584 684	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	17 123 027	784 334 885	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	9 355 947	1 269 625 065	2
NI	Goldenstedt / Visbek (z)			1 797 553 502	51 507 388 035	19
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	902 620 699	14 038 887 814	10
NI	Visbek	1963	EMPG	894 932 803	37 468 500 221	9
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)			75 187 340	2 416 074 884	2
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	38 493 052	1 847 170 576	1
NI	Oythe	1968	EMPG	36 694 288	568 904 308	1
NI	Großes Meer	1978	GdFPEG	6 548 300	401 630 100	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 594 152	206 391 968	-
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (z)			1 473 210 067	28 237 129 268	11
NI	Hemmelte	1980	EMPG	1 111 072 332	19 931 432 133	6
NI	Kneheim	1985	EMPG	315 913 160	4 168 748 237	4
NI	Vahren	1981	EMPG	46 224 575	4 136 948 898	1
NI	Hengstlage (s)	1963	EMPG	695 615 110	61 305 518 078	13
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (z)			331 602 493	24 297 309 856	10
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer	1968	EMPG	197 164 785	21 663 346 738	8
NI	Sagermeer-Süd	1973	EMPG	15 955 636	1 107 343 461	1
NI	Sagermeer-Südwest	1998	EMPG	118 482 072	1 526 619 657	1
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz			924 996 045	10 839 778 253	4
NI	Kirchseelte	1992	EMPG	-	771 613 540	-
NI	Klosterseelte	1985	EMPG	924 996 045	10 068 164 713	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	6 258 480	142 971 902	1
NI	Leer	1984	GdFPEG	97 292 400	379 942 600	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	8 632 860	2 290 441 346	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	7 908 782	422 953 865	2
NI	Manslagt	1990	EMPG	34 131 069	1 169 097 368	1
NI	Neubuchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	14 673 691	2 516 978 359	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	5 809 580 274	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	35 115 087	8 348 718 016	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (s)			339 376 231	12 678 874 993	10
NI	Siedenburg	1963	EMPG	306 113 031	11 321 495 961	8
NI	Staffhorst	1964	Wintershall	33 263 200	1 357 379 032	2
NI	Siedenburg / Staffhorst (z)			138 943 120	31 414 437 660	6
NI	Siedenburg-Ost	1964	EMPG	124 267 844	19 748 343 844	5
NI	Staffhorst / Borstel	1963	Wintershall	14 675 276	11 666 093 816	1
NI	Siedenburg-West / Hesterberg			786 850 580	23 938 646 896	9
NI	Siedenburg-West	1964	EMPG	640 926 836	17 581 700 327	7
NI	Hesterberg	1967	EMPG	145 923 744	6 356 946 569	2
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	22 107 455	890 919 278	2
NI	Uphuser Meer	1981	GdFPEG	5 302 700	157 903 200	1
NI	Uttum / Greetsiel / Leybucht			50 190 090	3 236 132 214	3
NI	Uttum	1970	EMPG	30 459 762	986 948 010	1
NI	Greetsiel	1972	EMPG	16 662 228	1 694 177 322	1
NI	Leybucht	1976	GdFPEG	3 068 100	555 006 882	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	422 901	97 913 926	1

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2006	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Varnhorn / Quaaadm. / Wöstendöllen ...			838 655 437	21 786 438 766	14
NI	Varnhorn	1968	EMPG	268 951 901	11 899 572 245	7
NI	Quaaadmoor / Wöstendöllen	1969	EMPG	450 926 093	8 707 544 031	5
NI	Rechterfeld	1988	EMPG	118 777 443	1 179 322 490	2
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	129 950 233	3 974 271 791	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	3 068 825	437 460 150	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				80 580 773 560	
	Summe Gebiet			10 035 771 797	472 630 012 048	184
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1955	GdFPEG	7 981 200	654 637 030	1
NI	Adorf (Zechstein)	1955	GdFPEG	239 800	2 448 879 500	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	6 548 324	751 033 963	2
NI	Bentheim	1938	GdFPEG	3 740 500	3 529 396 200	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	13 423 624	3 201 716 839	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	9 122 275	903 430 769	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (z)			1 250 246	3 583 547 520	2
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	281 299	3 557 336 984	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	968 947	26 210 536	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (c)			4 793 488	199 501 096	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	3 824 541	173 290 560	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	968 947	26 210 536	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	10 182 645	898 253 347	2
NI	Frenswegen	1951	GdFPEG	6 285 400	220 780 200	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GdFPEG	5 144 600	1 308 101 200	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)			45 903 200	5 344 168 700	5
NI	Itterbeck-Halle	1951	GdFPEG	43 402 800	5 059 845 200	4
NI	Getelo	1965	GdFPEG	2 500 400	284 323 500	1
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GdFPEG	10 662 500	3 369 515 600	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GdFPEG	9 039 400	479 510 100	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1961	GdFPEG	3 660 100	877 502 500	2
NI	Ratzel (Karbon)	1960	GdFPEG	87 600	436 864 800	1
NI	Ringe (Karbon)	1998	GdFPEG	45 990 200	327 860 900	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	7 813 760	2 757 307 487	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	9 811 564	581 249 534	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GdFPEG	9 590 800	3 058 546 800	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GdFPEG	478 900	312 864 900	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 408 285 386	
	Summe Gebiet			211 750 125	38 652 954 370	39
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 585 703	78 292 951	4
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	480 050	296 973 867	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 620 940	259 564 636	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	22 426 215	1 842 164 663	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			28 112 908	6 065 254 165	24
Niederrhein-Münsterland						
NW	Ochtrup	1990	GdFPEG	2 400	248 997 700	-
Alpenvorland						
BY	Albaching-Rechtmehring	1957	EMPG	-	1 189 882 000	-
BY	Inzenham-West (Förderfeld)	1971	RWE Dea	13 439 037	948 463 198	3
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 352 992 284	
	Summe Gebiet			13 439 037	17 491 337 482	3
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberheintal				1 052 490 217	
Summe Deutschland				19 666 648 774	911 294 257 712	503

Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2006.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2004 bis 2006 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2004		2005		2006		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	1 136 092	4,5	942 723	4,8	955 702	4,9	6 787 736	0,7
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	0	0,0	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	0	0,0	947 603	0,1
Elbe-Weser	9 338 857	48,6	8 585 305	43,4	8 421 871	42,8	367 186 873	40,3
Weser-Ems	9 413 860	45,0	9 899 507	50,1	10 035 772	51,0	472 630 012	51,9
Westlich der Ems	313 175	1,5	271 014	1,4	211 750	1,1	38 652 954	4,2
Thüringer Becken	48 558	0,2	34 073	0,2	28 113	0,1	6 065 254	0,7
Niederrhein-Münsterland	2 114	0,0	1 546	0,0	2	0,0	248 998	0,0
Oberrrheintal	-	-	-	-	0	0,0	1 052 490	0,1
Alpenvorland	10 996	0,1	27 353	0,1	13 439	0,1	17 491 337	1,9
Summe	20 263 653	100	19 761 521	100,0	19 666 649	100	911 294 258	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2005 und 2006 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2005		2006		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	in 2006
Rotenburg-Taaken (NI)	2 523 403	12,8	2 498 557	12,7	44 692 283	4,9	26
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 746 979	8,8	1 797 554	9,1	51 507 388	5,7	19
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 362 450	6,9	1 473 210	7,5	28 237 129	3,1	11
Söhlingen (NI)	1 328 066	6,7	1 459 396	7,4	34 377 243	3,8	21
Völkersen (NI)	1 032 004	5,2	1 255 300	6,4	10 329 218	1,1	12
Nordsee A6/B4	942 723	4,8	955 702	4,9	6 787 736	0,7	4
Klosterseelte/Kirchs./Ortholz (NI)	1 020 285	5,2	924 996	4,7	10 839 778	1,2	4
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte(NI)	903 746	4,6	909 904	4,6	13 168 864	1,4	8
Walsrode/Idsingen (NI)	1 027 370	5,2	883 742	4,5	10 237 951	1,1	8
Varnhorn/Quaaadmoor/... (NI)	823 566	4,2	838 655	4,3	21 786 439	2,4	14
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

barer Nachbarschaft neue Reserven erschlossen und in Produktion genommen worden (Kap. 1.1).

In dem Kohlen-Feld Wietingsmoor und dem Feldesteil Oythe der Kohlen-Lagerstätte Goldenstedt/Oythe zwischen Weser und Ems konnte die Erdgasproduktion im Berichtsjahr wieder aufgenommen werden. In Oythe war die Erschließung der Tight-Gas-Lagerstätte mit der vertikal geführten Bohrung Oythe Z3 und mehreren Frac-Behandlungen in unterschiedlichen Horizonten erfolgreich.

Weiterhin ohne Produktion in 2006 waren die

Felder/Teilfelder Osterheide (Rotliegend), Brettorf (Zechstein), Düste (Karbon), Kirchseelte (Zechstein) und Neubruchhausen (Zechstein).

Bei dem ehemaligen Förderfeld Albaching-Rechtmehring (Tertiär) im Alpenvorland ist nach wie vor eine Nachnutzung als Erdgasspeicher im Gespräch.

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat auch in 2006 fast eine Milliarde m³(V_n) hochkalorisches Rohgas gefördert und gehörte damit weiterhin zu den förderstärksten Erdgasfeldern (Tab. 16). Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwer-

tes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ betrug die Reingasförderung rund $1,2 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$. Ende des Jahres waren 4 Sonden in Betrieb.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2006 insgesamt rund $206 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht etwa 22 Prozent, also fast einem Viertel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland. Im Berichtsjahr nahm die Fördermenge des Feldeskomplexes Salzwedel weiter ab. Nach einer Jahresförderung von $1,65 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ in 2002 produzierte der Feldeskomplex im Berichtszeitraum nur noch $0,75 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ Rohgas. Das Erdgas aus Salzwedel weist aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt auf, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (Kap. 5.1) liegt.

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (90 Prozent) und fördernden Erdgassonden (65 Prozent) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15). In Niedersachsen sind es im Wesentlichen zwei Speicherhorizonte, aus denen die große Menge des Erdgases gefördert wird: die Sandsteine des höheren Rotliegend und die Dolomite des tieferen Zechstein. Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2006 fast gleichmäßig auf den Zechstein

(42 Prozent) und das Rotliegend (40 Prozent). Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (8 Prozent), des Jura (5 Prozent), des Oberkarbon (4 Prozent) und ganz untergeordnet aus tertiären Sedimenten (Anl. 10).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken mit einer Rohgas-Gesamtproduktion von $2,5 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ aus dem Rotliegend das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland (Tab. 16), gefolgt von Goldenstedt/Visbek (Zechstein), Hemmelte/Kneheim/Vahren (Zechstein) und Söhlingen (Rotliegend). In letzterem wurde zwecks Erhöhung der Kapazität der Lagerstätte eine neue Feldeskompression in Betrieb genommen.

In 2006 kamen zwei Drittel der gesamten Jahresförderung in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Erdgasfeldern (Tab. 16). Im Berichtszeitraum haben drei dieser Felder, nämlich Völkersen/Völkersen-Nord, Klosterseelte/Kirchseelte/Ortholz und Walsrode/Idsingen, die Marke von 10 Milliarden Kubikmeter Erdgas kumulativer Förderung überschritten.

Bis Ende 2006 sind in der Bundesrepublik Deutschland rund $911 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ Erdgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht knapp 63 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge in den Lagerstätten (Anl. 13).

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 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.

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als "Rohgasmengen" als auch gaswirtschaftlich als "Reingasmengen" angegeben. Die Rohgasmenge 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 Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, 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 fünf 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 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 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 Reservenklassen 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 entscheidend durch die Förderraten bestimmt. In Deutschland ist der Gaspreis derzeit 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.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2007 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2006			Produktion	Reserven am 1. Januar 2007		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2006	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	0,286	0,001	0,287	0,015	0,123	0,024	0,147
Niedersachsen	171,879	64,124	236,003	16,975	150,786	64,830	215,616
Nordsee	5,154	0,121	5,275	1,162	3,601	0,217	3,818
Sachsen-Anhalt	0,504	0,115	0,619	0,273	0,418	0,286	0,704
Thüringen	0,034	0,068	0,103	0,018	0,015	0,068	0,082
Gebiet							
Nordsee	5,154	0,121	5,275	1,162	3,601	0,217	3,818
Elbe-Weser	82,982	38,530	121,512	8,120	73,477	38,625	112,102
Weser-Ems	87,819	25,370	113,188	8,906	76,502	26,196	102,698
Westlich der Ems	1,583	0,339	1,922	0,222	1,225	0,295	1,520
Thüringer-Becken	0,034	0,068	0,103	0,018	0,015	0,068	0,082
Alpenvorland	0,286	0,001	0,287	0,015	0,123	0,024	0,147
Summe Deutschland	177,858	64,429	242,287	18,443	154,942	65,424	220,366

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V_n)

aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen liegen annähernd 98 Prozent der gesamten Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 91 Prozent ist es auch weiterhin das führende Bundesland bei der inländischen Erdgasproduktion.

Am Stichtag der Reservenabschätzung befanden sich 85 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 45 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 40 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (9 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (4 Prozent), sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägern.

Die Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2006, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,7692 kWh/m³(V_n) normierten Reserven beliefen sich am 1. Januar 2007 auf 220,4 Mrd. m³(V_n) und waren damit um 21,9 Mrd. m³(V_n) oder 9 Prozent niedriger als im Vorjahr.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein Energie-Importland. 18 Prozent des Erdgasverbrauches stammen aus deutschen Erdgaslagerstätten, der restliche Anteil wird durch Fernleitungen importiert. Zur Sicherstellung der Erdgasversorgung dienen dabei überwiegend Untertage-Erdgasspeicher. Sie stellen den Ausgleich zwischen tages- und jahreszeitlich schwankendem Verbrauch und dem Angebot (heimische Förderung und Importe) dar. Neben der klassischen Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt Speichern auch eine zunehmende strategische Bedeutung bei der Energieversorgung zu. Je höher der Anteil des Importvolumens ist, umso größer ist die Abhängigkeit von Lieferländern. Durch eine Diversifizierung des Bezuges auf mehrere Staaten lässt sich die Importabhängigkeit von einzelnen Nationen reduzieren. Speicher haben in diesem Zusammenspiel von Upstream (Exploration und Produktion) und Downstream (Vermarktung) eine elementare Brückenfunktion.

Auf die Angebots- und Nachfragesituation fokussiert hat der Einsatz von Erdgasspeichern u.a. folgende Bedeutung: Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitäts-

bandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert, d.h. sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die auf der Abnahmeseite entscheidende und nicht zuverlässig prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Es gibt sowohl Extremwinter, wie 1995/1996 und ausgesprochen milde Winter, wie den vergangenen. Erdgasspeicher haben in beiden Fällen den Bedarf zuverlässig gepuffert und sowohl Grundlast als auch die tageszeitlichen Verbrauchsspitzen ausgeglichen. Haushalte und Kleinverbraucher sowie Großverbraucher (Industrie) sind die Hauptverursacher dieser Verbrauchsspitzen. Im Versorgungsgebiet von Hannover kann der Winterverbrauch an Erdgas z.B. 15-mal so hoch sein wie im Sommer.

Aufgrund günstiger geologischer Bedingungen verfügt die Bundesrepublik Deutschland, insbesondere in den nördlichen Bundesländern, günstige Bedingungen für die Einrichtung großer Speicher. Als Erdgasspeicher kommen grundsätzlich entweder Poren- oder Kavernenspeicher zum Einsatz. Einige Porenspeicher dienen der saisonalen Grundlastabde-

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2007).

Energieträger	Anteile in %	
	2005	2006
Mineralöl	36,1	35,7
Erdgas	22,7	22,8
Steinkohle	12,9	13,0
Braunkohle	11,2	10,9
Kernenergie	12,4	12,6
Wasser- und Windkraft	1,2	1,3
Sonstige (inkl. Außenhandelsaldo Strom)	3,7	4,2

Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (WEG 2007).

Bezugsland	Anteil in %	
	2005	2006
Deutschland (s. a. Tab. 22)	20	18
Niederlande	18	18
Norwegen	24	26
Russland	32	34
Dänemark/Großbritannien	6	4

ckung in Kombination mit Kavernenspeichern, die besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Porenspeicher reagieren durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen der Förderraten als Kavernenspeicher, die eher mit unterirdischen Druckbehältern vergleichbar sind. Unter günstigen Bedingungen können Porenspeicher mit einem natürlich geklüfteten Speichergestein für einen gewissen Zeitraum auch Förderraten erreichen, die wesentlich höher sind. In Ergänzung zur o.g. traditionellen Fahrweise als Puffer werden Speicher zunehmend auch unter spekulativen Aspekten und/oder zur Bezugsoptimierung betrieben. D.h., auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Um bei der Speicherterminologie national und international die gleiche Sprache zu sprechen, haben deutsche Speicherunter-

nehmen in Anlehnung an ein Dokument der Internationalen Gas Union ein „Glossar“ der Speicherbegriffe erarbeitet (Wallbrecht et al. 2006).

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Küssengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Als Küssengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge in einem Gasspeicher, die den Mindestdruck aufrecht halten soll.

Ein hoher Anteil an Küssengas ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate). Je höher der Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Küssengasein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und die nationale Energieversorgung.

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

In Zusammenarbeit mit der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. hat das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin berichtet (DIW 2007), dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland gegenüber dem Vorjahr um rd. 1 Prozent höher lag. Das Wirtschaftswachstum wirkte verbrauchsstei-

gernd, die hohen Energiepreise sowie das insgesamt wärmere Jahr verbrauchsmindernd.

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt nach wie vor auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV hat sich, wie in den letzten Jahren,

¹ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von $11,5 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ 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.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2007 und WEG 2007).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2005	2006	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	184	182	-1,2
Einfuhr	Mrd. kWh	1018	1015	-0,3
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1202	1197	-0,4
Ausfuhr	Mrd. kWh	211	160	-24,2
Speichersaldo	Mrd. kWh	10	-21	-
Verbrauch	Mrd. kWh	1001	1016	1,5
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	110,9	112,6	1,5
<i>Inländische Erdgasförderung¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	18,8	18,6	-1,1
<i>Erdgasaufkommen¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	123,0	122,5	-0,4
<i>Verbrauch¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	102,5	104,0	1,5

¹ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2007). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der "Groningen-Qualität" mit einem Heizwert von $H_o=9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

leicht erhöht.

Im Berichtsjahr betrug das Erdgasaufkommen in Deutschland - Summe aus Importen und heimischer Förderung - etwa 19 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ inländische Produktion¹ und gut 100 Mrd.

$\text{m}^3(V_n)$ als Importmenge aus den in Tabelle 21 aufgeführten Erdgasförderländern (DIW 2007). Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben des DIW für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Der Gasverbrauch betrug etwa 104 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2006 (Stichtag: 31. Dezember 2006)

Grundlage der nachfolgenden Zahlenangaben für Untertage-Speicher sind die vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie von den Speicherbetreibern jährlich abgefragten und ausgewerteten Daten

Die Standorte der Untertage-Gasspeicher sowie die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe zeigt Anlage 14. Porenspeicher werden überwiegend durch ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland dargestellt. Als Speicherhorizonte dienen vorwiegend poröse Sandstein-Formationen. Aquiferspeicher spielen in der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standor-

ten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine Bedeutung.

Der Bau von Kavernenspeichern durch einen bergmännischen „Solprozess“ kann nur dort erfolgen, wo mächtige Salinare in Form von Salzstöcken vorkommen. Ihre Lage ist auf Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

Tabelle 23 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt, wie im Vorjahr, 19,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Das „Arbeitsgasvolumen in

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2006).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	12,4	6,7	19,1
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13,1	8,0	21,1
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	192,6	270,2	462,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	64	25	41
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	21	44
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0,05	3,1	3,2
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	15	16
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	13,2	11,1	24,3
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)				

Betrieb nach Endausbau“ hat sich gegenüber 2005 von 20,3 Mrd. m³(V_n) auf 21,1 Mrd. m³(V_n) leicht erhöht. Etwa $\frac{2}{3}$ des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und etwa $\frac{1}{3}$ in Kavernenspeichern verfügbar. Zusätzlich werden 3,2 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 3,1) auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne mit dem Schwerpunkt auf Kavernen geplant oder sind in Bau. Bei Realisierung aller Vorhaben (Tab. 25 und 26) wird ein maximales Arbeitsgasvolumen von 24,3 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr 23,4) verfügbar sein.

Tabellen 25 und 26 zeigen die aktuellen Daten aller Gasspeicher in Deutschland, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind. Beim Arbeitsgas sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ stellt das Volumen dar, das zum Ende des Jahres unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen technisch installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn sich z.B. ein neuer Speicher in der Aufbauphase befindet 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 Gesell-

schaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Aquiferspeicher Engelbostel, inzwischen aufgegeben). In Anlage 15 ist seit ihrer Ausweisung im Jahr 2003 die Kategorie „Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau“ im Jahr dargestellt. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit den 1990er Jahren, da einige Großprojekte weitestgehend abgeschlossen wurden.

Nach Berichterstattung der Betreiber bzw. Informationen in Presseberichten gibt es zu den tabellarisch erfassten bzw. neuen Projekten folgende Angaben:

Porenspeicher:

Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in Bad Lauchstädt beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,167 Mio. m³(V_n)/h, wobei der Porenspeicher 238 000 m³(V_n)/h als Maximalrate darstellen kann, welche dann bei rückläufiger Ausspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise auf die o.g. Gesamtrate kompensiert werden kann.

Im Speicher Bierwang wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B9) abgeteuft.

Für Breitbrunn-Eggstätt ist ein Ausbau angedacht, z. Z. laufen Untersuchungen und die Vorbereitung eines Betriebplanes.

Kavernenspeicher

Die bestehenden drei Kavernen in Empelde sollen bis 2008 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich im Solprozess.

In Epe (E.ON Ruhrgas) wurde im Jahr 2006 mit der Umrüstung von zwei weiteren Kavernen zur Erdgasspeicherung begonnen.

In Harsefeld soll eine weitere Kaverne durch die Nachsolung einer bereits bestehenden Solegewinnungskaverne (Hollenbeck 1) entstehen.

Als neue Firmen wurden in die Berichterstattung Nuon, Essent und Enerco mit den gleichnamigen Speichern Epe in den Tabellen aufgenommen. Auch die Trianel plant einen Speicher in Epe (s.u.). Damit sind am Standort Epe sechs Unternehmen mit Planung/Bau oder Betrieb tätig.

Essent und Nuon haben Anfang 2007 eine Grundsatzvereinbarung über die Verschmelzung zu einem niederländischen Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen.

In Nüttormoor (EWE) befinden sich die Kavernen K17 und K18 (Solung bis ca. Ende 2007), in Rüdersdorf die K101 und K102 im Solprozess. Die Solung von drei weiteren Kavernen ist angedacht.

Die Solung der dritten Kaverne (K3) des Erdgasspeichers Reckrod ist abgeschlossen.

Im Speicher Krummhörn bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

Projekte in Planung/Bau

Nach Pressemitteilungen sind folgende weitere Speicherprojekte berichtenswert:

Das seit Jahren in der Berichterstattung des

LBEG unter „in Planung“ geführte Projekt Jemgum/Holtgast der Wintershall AG wird nunmehr durch die WINGAS GmbH als eigenständiges Speicherprojekt weitergeführt. In einer ersten Ausbaustufe sollen zunächst 18 Kavernen errichtet werden.

Daneben plant die EWE Aktiengesellschaft ebenfalls im Salzstock Jemgum die Solung von jeweils 5 Kavernen in drei Ausbaustufen.

Nach aktuellen Informationen durch den Geologischen Dienst von Mecklenburg-Vorpommern in Güstrow und das zuständige Bergamt in Stralsund liegt ein Antrag der EWE Aktiengesellschaft für einen Kavernenspeicher Möckow vor. Er befindet sich südlich von Greifswald. Die Größe des geplanten Speichers wurde bisher nicht quantifiziert. Für 2007 sind seismische Messungen sowie eine nachfolgende Aufschlussbohrung geplant.

Die EEG - Erdgas Erdöl GmbH plant, den Kavernenspeicher Peckensen im Kreis Salzwedel um eine dritte Kaverne zu erweitern. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Die Planungen für die dritte Kaverne sehen ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mill. m³ und eine tägliche Entnahmeleistung von 4 Mio. m³ vor. K1 ist seit 2001 in Betrieb, die K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Bei Bedarf könnte der Speicher auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden.

Neben den fünf derzeit am Standort Epe aktiven Firmen soll auch die Firma Trianel (TGE, Gronau) als sechste Gesellschaft hinzukommen (s.o.) und drei Kavernen zur Speicherung von Erdgas planen. Ende 2008 soll der Erdgasspeicher in Betrieb genommen werden. Er soll etwa 130 Mio. m³ Erdgas fassen. Der Speicher, an dem 12 Stadtwerke und kommunale Unternehmen beteiligt sind, soll an die Ferngasnetze von E.ON Ruhrgas und RWE angebunden werden.

In Etzel, Standort der IVG AG für Erdgas- und Rohölkavernen, sollen in den nächsten Jahren weitere Kavernen gebaut werden. Die Erweiterung soll für Nutzer wie z.B. E.ON erfolgen. Sie

wird auch für die geplante Erdgaspipeline von Etzel nach Bunde, mit der u.a. eine Anbindung an den niederländischen und belgischen Markt erfolgen soll, von Bedeutung sein. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von mindestens 72 weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG realisierbar wäre. In einem ersten Schritt beabsichtigt die IVG Logistik GmbH, 11 bereits vorhandene Kavernen von Öl auf Gas umzurüsten.

Nicht nur die geplanten Speicher in Jemgum, Möckow und Etzel sowie andere künftige Speicherprojekte in Norddeutschland hängen u.a. mit dem Bau der ca. 1200 km „Ostseepipeline“ (Nord Stream) vom russischen Vyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine wichtige Bedeutung für den Europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland. Die Landarbeiten des 900 km langen Landabschnittes in Russland haben Ende 2005 begonnen, der 1200 km lange Ostseeabschnitt könnte ab Frühjahr 2008 folgen. Nach Angaben der Betreibergesellschaft Nord Stream AG könnte im Herbst 2010 das erste Gas nach Deutschland fließen. Die Investitionen werden mit rd. 2 Mrd. € Onshore und über 4 Mrd. € Offshore angegeben. Der Landepunkt

der Leitung in Deutschland soll bei Greifswald liegen. Einem ersten Leitungsstrang mit einer Kapazität von 27,5 Mrd. m³ pro Jahr (Baukosten rd. 2,5 Mrd. Euro) soll ein zweiter Strang für weitere 27,5 Mrd. m³ pro Jahr folgen. Die jährliche Gesamtmenge von 55 Mrd. m³ würde rd. 50 Prozent des heutigen jährlichen Erdgasverbrauches der Bundesrepublik entsprechen.

Ein für die Gasversorgung Deutschlands wichtiges grenznahes Projekt ist der Bau des Speichers Haidach bei Salzburg. Die Firmen Rohölaufsuchungsgesellschaft (RAG), WINGAS und GAZEXPORT bauen dort die Erdgaslagerstätte Haidach zu einem Erdgasspeicher aus. Er soll bis zu 2,4 Milliarden Kubikmeter Arbeitsgasvolumen speichern können und damit einer der größten Speicher in Europa sein. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2007 geplant.

Weiterhin steht das im Zuge der Verwahrung des Salzbergwerkes Niedersachsen-Riedel (Flutung durch Süßwasser ab Ende 2006) verfügbare Hohlraumvolumen für eine Soleeinkleitung (Kavernensolung) zur Verfügung.

Das Salzbergwerk Bergmannsseggen-Hugo wird seit 2005 mit Kavernensole der GHG aus der Kaverne K4 in Empelde geflutet.

6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit rd. 333 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen aus über 600 UGS zur Verfügung (Tab. 24). Während sich von diesen in Betrieb befindlichen Speichern weltweit etwa 25 Prozent in Europa und 70 Prozent in den USA befinden, stellen die europäischen Speicher auf Volumenbasis rd. 60 Prozent und die nordamerikanischen Speicher rd. 35 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). In der Welt dominieren mit rd. 80 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern. Etwa 15 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit etwa 96 Prozent der Speicher, die

Kavernenspeicher lediglich 4 Prozent.

Eine Arbeitsgruppe der IGU (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) hat ihren Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt auf der 23. Welt Gas Konferenz in Amsterdam (5.-9.6.06) vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des "Welt Gas Kongresses" ebenfalls vorgestellt. Neben den o.a. statistischen Angaben der Datenbank und GIS-gestützten Standortkarten sind ein Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. Datenbasis und Visualisierung ist in metrischen und englischen Einheiten verfü-

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2006).

Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicher-betriebe	Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicher-betriebe
	Mill. m ³			Mill. m ³	
USA	100 846	385	Spain	1981	2
Russia*	93 533	22	Poland	1556	6
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1350	2
Germany¹	19 138	44	Australia	934	4
Italy	17 415	10	Denmark	820	2
Canada	14 820	49	Belarus*	750	2
France	11 643	15	China	600	1
Netherlands	5 000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4 600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4 203	3	Japan	542	4
Hungary	3 610	5	Bulgaria	500	1
United Kingdom	3 267	4	Ireland	210	1
Czech Republic	2 891	8	Argentina	200	2
Austria	2 820	4	Armenia*	110	1
Latvia	2 300	1	Kyrgyzstan*	60	1
Romania	2 300	5	Sweden	1	9
Slovakia	2 198	2	Summe	333 194	608

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2006 ergänzt. Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“
 * Staaten der GUS

bar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen UGS wurde eine umfassendere Datenbasis entwickelt. Bericht, Datenbank und das Glossar sind über die folgende IGU-Website

zugänglich:

<http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>.

6.5 Ausblick, politisches Umfeld

Die Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes wurde mit der Gasdirektive im Juni 2003 geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirektive möglichen Alternativen hat Deutschland den verhandelten Speicherzugang und nicht den regulierten Zugang gewählt.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) der ERGEG (European Regulatory Group for E-

lectricity and Gas), die seit April 2005 gelten, niedergelegt. Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des „Madrid-Forums“ verfolgt. Teilnehmer in dem Forum sind Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber. Die Speicherbetreiber haben sich in der GSE (Gas Storage Europe) zusammengeschlossen. Die Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher sind in aktuellen Publikationen beschrieben (GREWE, 2005 und ALVERMANN&WALLBRECHT, 2005).

Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber künftig einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle. Die Bundesnetzagentur hat im August 2006 ihren Monitoring-Bericht vorgelegt. Für den Gassektor ist insbesondere Kapitel 5 von Interesse (Link siehe Literaturverzeichnis).

Eine zusammenfassende Bewertung von Auf-

kommen und Bedarf für Erdgas sowie die Bedeutung von LNG und infrastrukturelle Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa findet sich bei ULBRICH (2005).

Durch das existierende und das geplante zusätzliche Speicherpotenzial, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie die günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher existiert in Deutschland unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit mit Erdgas eine günstige Situation.

6.6 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 15 und Tabelle 27 die geographische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2006 in Betrieb befindlichen 12 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Im Kavernenspeicher Etzel veränderte sich durch Umrüstung von 11 Ölkavernen auf Gasspeicherung sowie die Herstellung einer neuen Ölkaverne (K202) die Anzahl der bestehen Ölkavernen.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu rd. 97 Prozent von Mineralölimporten abhängig. Die Salz-Kavernenspeicher dienen, neben oberirdischen Lagerbehältern, der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe

(ErdölBevG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2006), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge für das Haushaltsjahr 2005/2006 mit 22,7 Mio. t etwa 7 Prozent über der für das Haushaltsjahr gültigen Vorratspflichtmenge von 21,2 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle. Die Reserven stehen im Eigentum des EBV. 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.

7 Literatur und nützliche Links

ALVERMANN, A. & WALLBRECHT, J. (2005): Quo Vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher. - Erdöl-Erdgas-Kohle, **121**, Heft 11, Hamburg.
AMERICAN GAS ASSOCIATION (2004): Survey of

Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. – Arlington.

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN:
www.ag-energiebilanzen.de (siehe auch unter DIW).

- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. - EWI/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- BUNDESNETZAGENTUR (2006): Monitoringbericht. - August 2006, Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7263.pdf>.
- CORNOT-GANDOLPHE, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. - Cedigaz, Rueil-Malmaison.
- DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2007): Primärenergieverbrauch in Deutschland nur wenig gestiegen. - Wochenbericht Nr. 8/2007, Berlin. www.diw.de.
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2006): Geschäftsbericht 2005/2006. - Hamburg. www.ebv-oil.de.
- GREWE, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. - Sonderpunkt-Verlag, Münster.
- Höffler, F. & Kübler, M. (2006): Demand for storage of natural gas in northwestern Europe. A simulation based forecast 2006-2030 - Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9. www.coll.mpg.de/pdf_dat/2006_9online.pdf und www.teamconsult.net/en/news.html?article=8.
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.-9.6.2006), u.a. Speicherglossar und Statusbericht weltweit Gasspeicherung <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven-Exploration-Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.
- SCHIFFER, H.W. (2005): Energiemarkt Deutschland. - TÜV-Verlag GmbH, Köln.
- ULBRICH, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG, Vortrag GAT 2005, 8.-9.-11.2005, Leipzig. http://www.gat-dvgw.de/pdf/vortrag/ulbrich_v05.pdf.
- WALLBRECHT, J. ET AL (2006), Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS, Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2007): Zahlenangaben zum Jahresbericht 2006 (per März 2007 z. T. noch unveröffentlicht). - Hannover. www.erdoel-erdgas.de.

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1 085	780	780	250
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	2 457	1 360	1 360	1 200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	1 080	1 080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	208	160	160	100
Dötlingen	ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG) für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4 058	1 635	2 025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600-1000	Jungtertiär I+II	290	62	62	100
Fronhofen-Illmensee	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	36	70	75
Hähnlein	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680-880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON Ruhrgas AG	ehem. Ölfeld	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Holding AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900-2250	Zechstein	7 000	4 200	4 200	2 400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640-725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Ruhrgas AG für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdFPEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1 220	520	750	245
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
Summe					23 496	12 412	13 105	8 025
in Planung oder Bau								
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	45	-	45	-
Summe					45	-	45	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2006

* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 2	857	546	546	1 167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	31	500-700	Zechstein 2	1 214	932	932	1 458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050-1350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	ExxonMobil Production Deutschland GmbH für BEB	2	1300-1780	Zechstein	254	177	189	360
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300-1800	Zechstein 2	175	138	284	300
Epe	E.ON Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2 067	1 641	2 268	2 450 ¹
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH/ Thyssengas GmbH	8	1100-1420	Zechstein 1	548	414	487	520
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	3	1160-1280	Zechstein	280	84	155	250
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	900-1100	Zechstein 2	841	560	560	1 310
Harsefeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1150-1450	Zechstein	186	131	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	6	650-1400	Zechstein	406	297	297	150
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	2	900-1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	237	100
Neuenhundert	EWE Aktiengesellschaft	1	750-1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüßtermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1 233	921	921	1 300
Peckensen	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	1	1300-1450	Zechstein	105	60	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800-1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Stäsfurt	Kavernenspeicher Stäsfurt GmbH, RWE WVE	4	400-1130	Zechstein	254	204	204	250
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH/ Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	190	280
Summe		156			9 249	6 726	7 983	11 260
in Planung oder Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	5	500-700	Zechstein 2	289	-	219	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	-	113	-
Epe	ENERCO store GmbH	2	1100-1400	Zechstein	200	-	120	-
Epe	Essent Energie Gasspeicher GmbH	1	1120	Zechstein	85 ²	-	56	-
Epe	NUON Epe GmbH	4	1100-1420	Zechstein 1	280	-	155	-
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH/ Thyssengas GmbH	1	1300	Zechstein 1	91	-	73	-
Epe	Trianel Gasspeicher mbH & Co. KG	3	1184-1507	Zechstein 1	161	-	128	-
Jemgum/Holtgast	Wintershall Holding AG	10	1000-1300	Zechstein	1 000	-	700	-
Kiel/Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1250-1600	Rotliegend	90	-	54	-
Nüßtermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950-1300	Zechstein	225	-	175	-
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	10	1100-1400	Zechstein	1 050	-	600	-
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700-900	Zechstein 1	150	-	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	2	900-1200	Zechstein	196	-	165	-
Stäsfurt	Kavernenspeicher Stäsfurt GmbH, RWE WVE Netzservice GmbH	4	850-1150	Zechstein	380	-	290	-
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH/ Thyssengas GmbH	5	1000	Zechstein	150	-	125	-
Summe		53			4 492	-	3 093	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2006. ¹: Maximalrate. ²: durch LBEG geschätzt.

*: Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

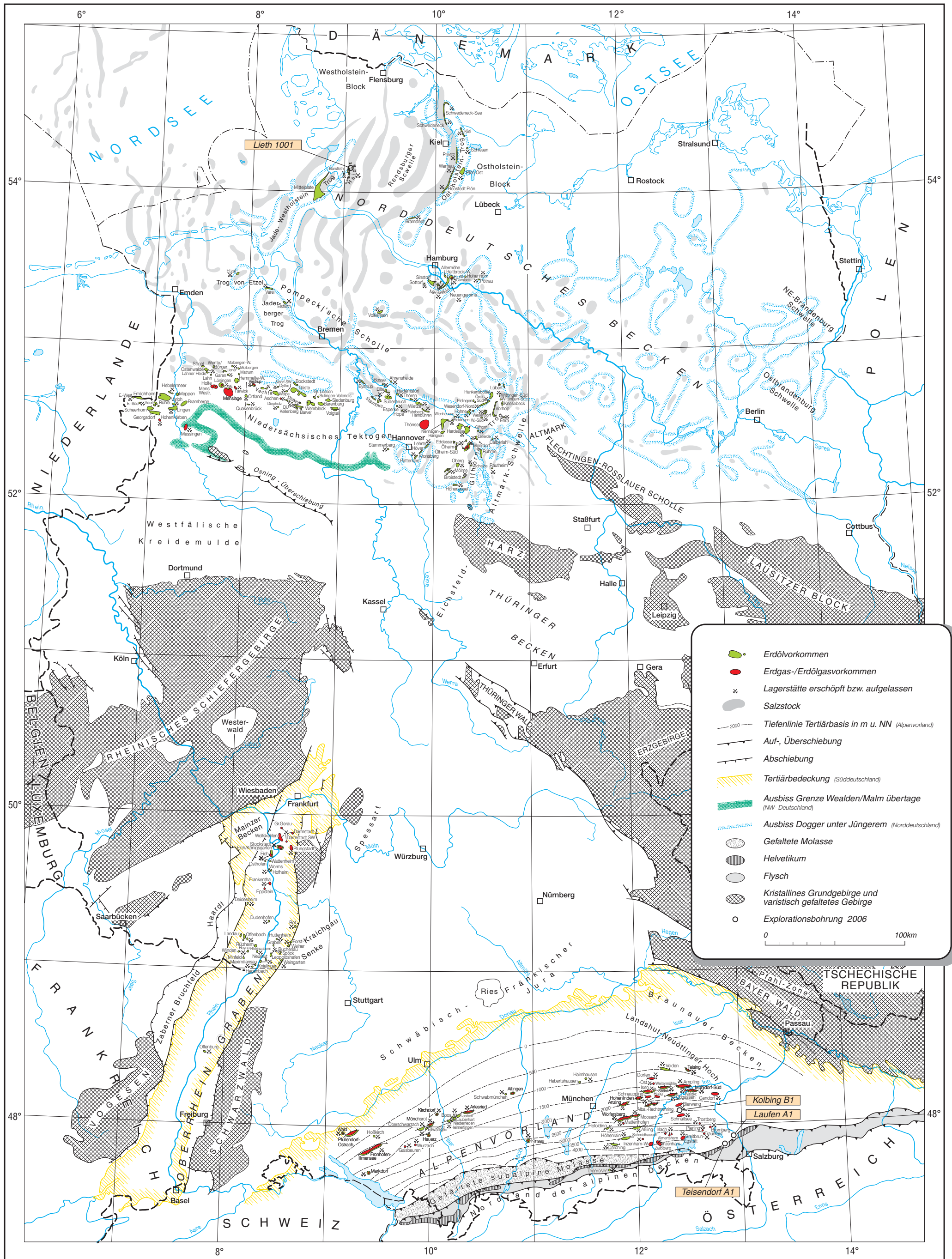
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
			m			
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Deutsche BP AG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	18	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Wilhelmine-Carlsglück	Wintershall Holding AG	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	35	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Summe				99		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2006

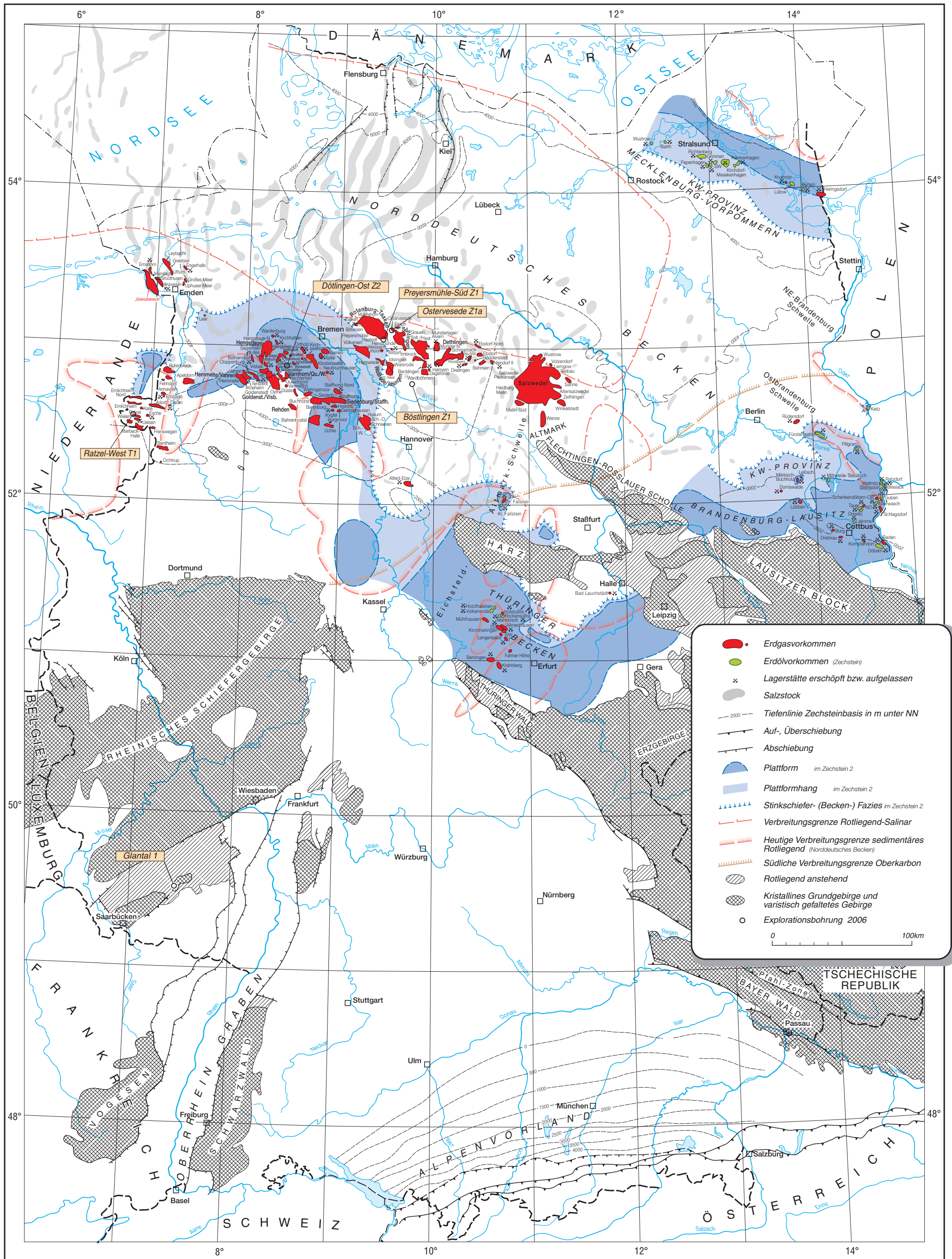
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

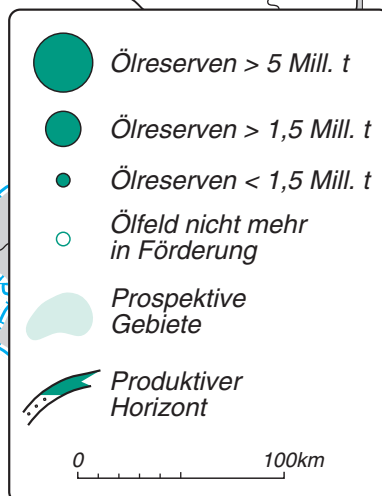
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

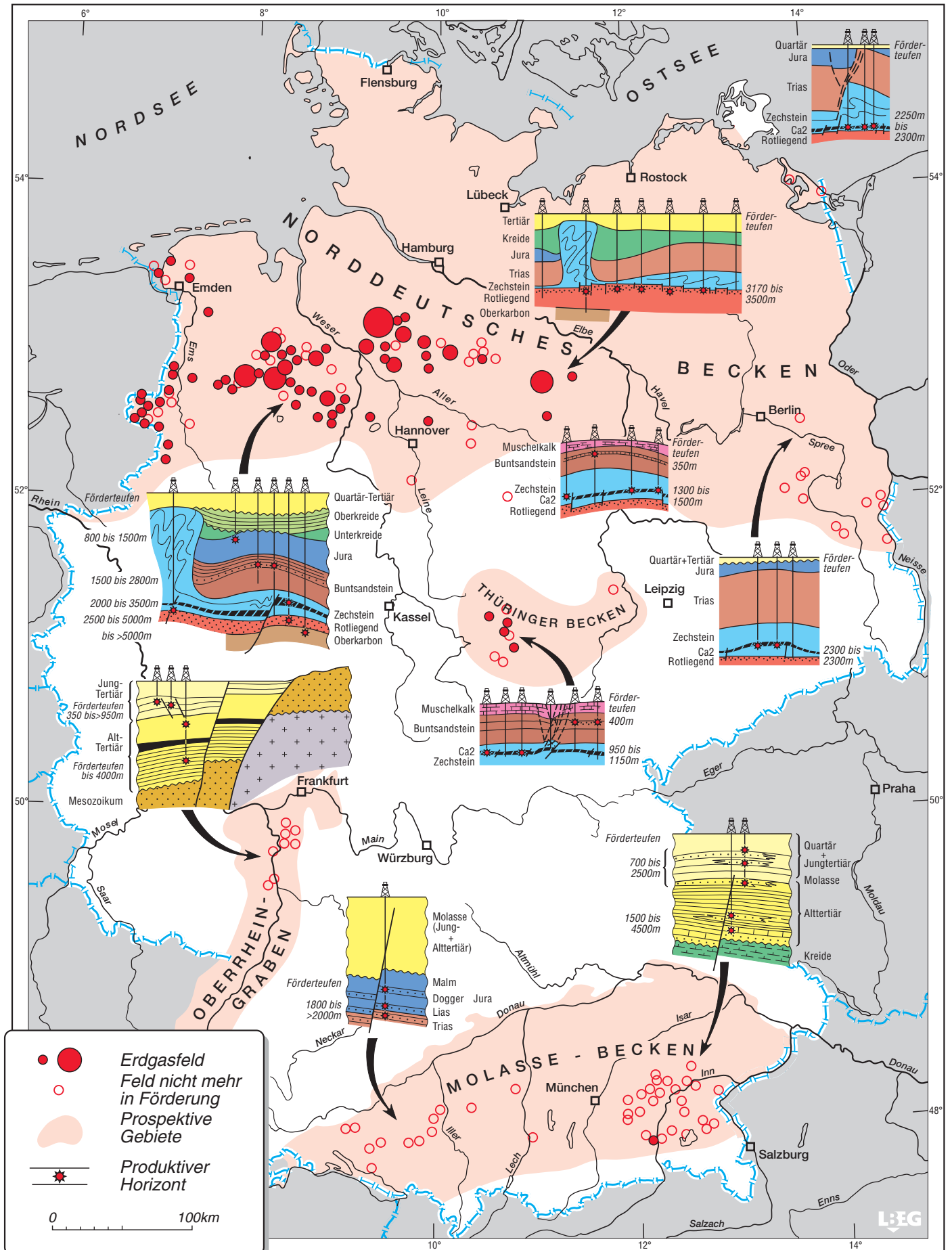


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

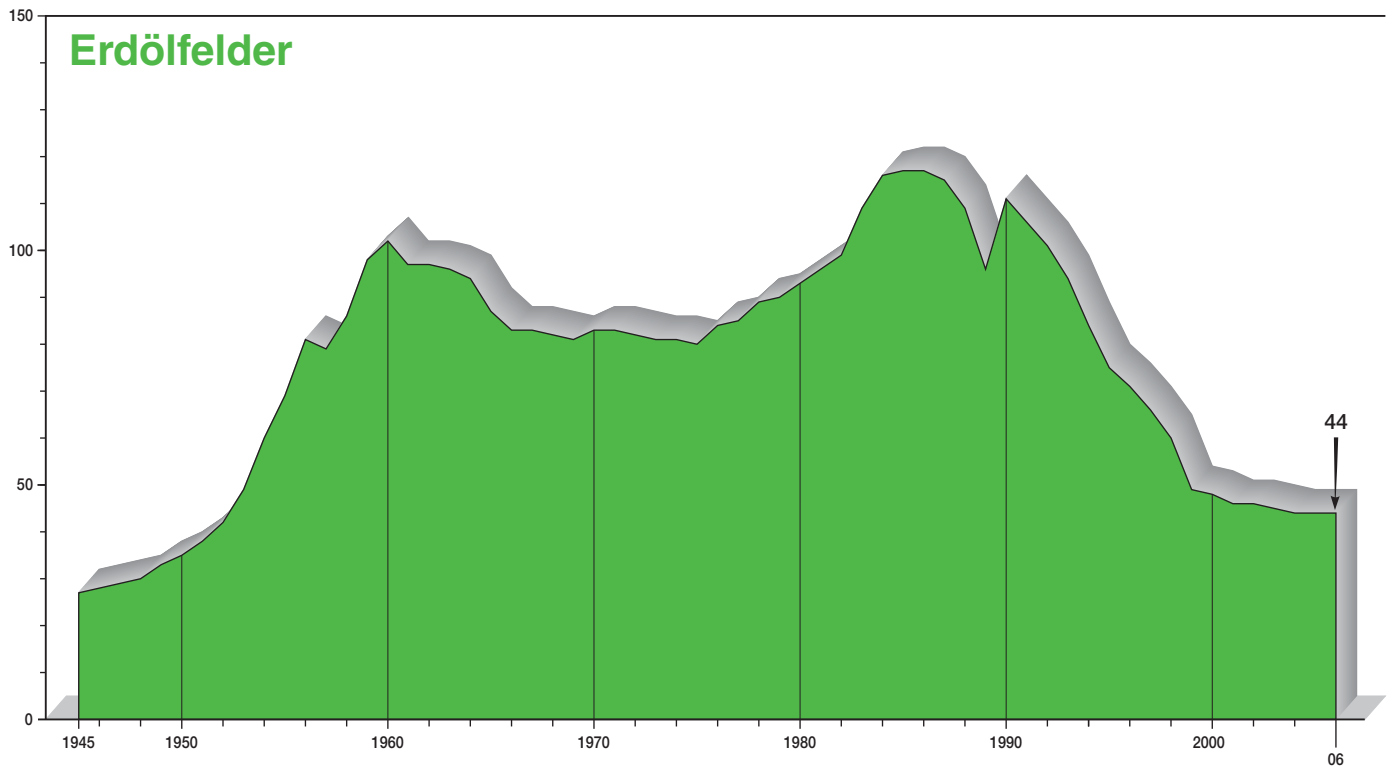
Paläozoikum und Buntsandstein



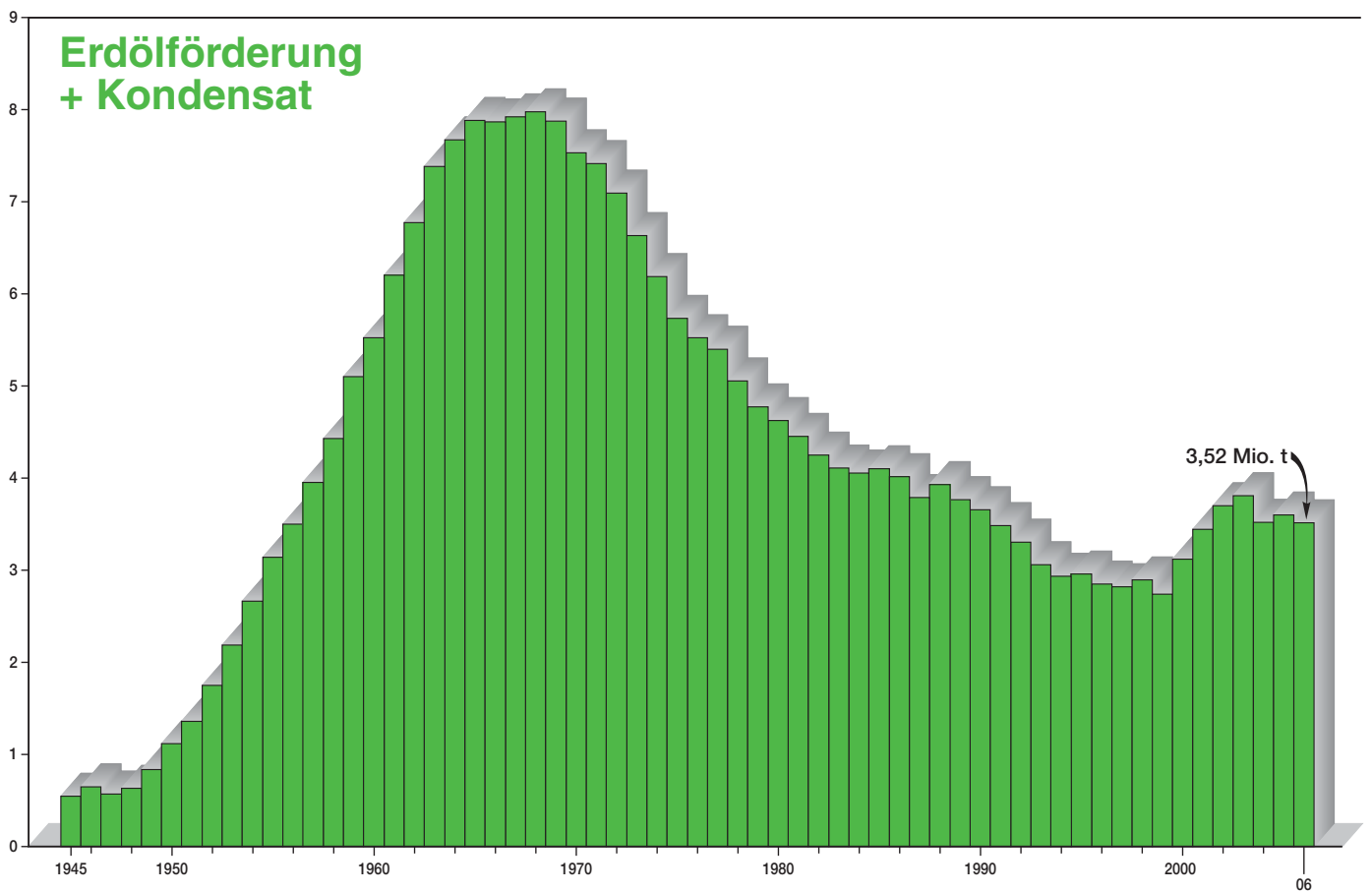




Anzahl

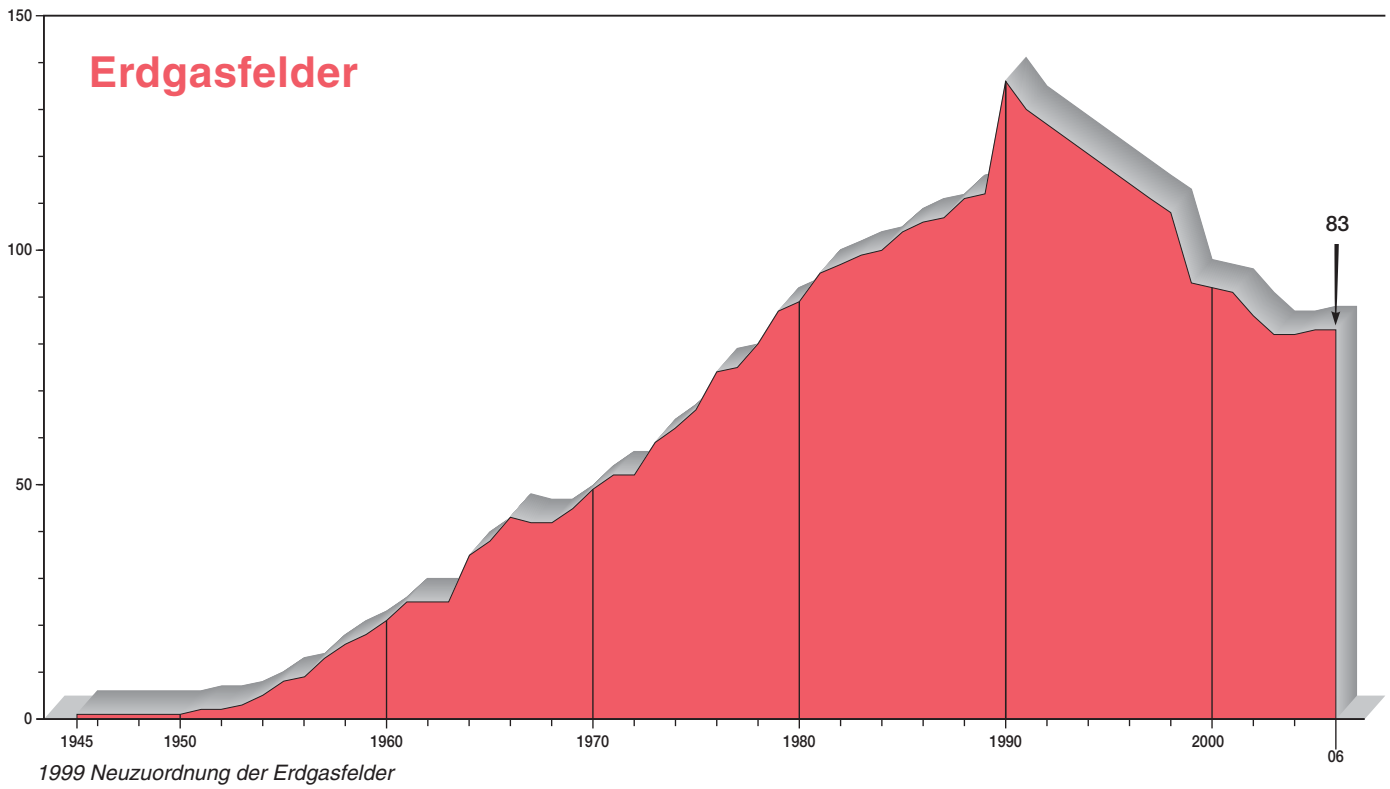


Mio. t

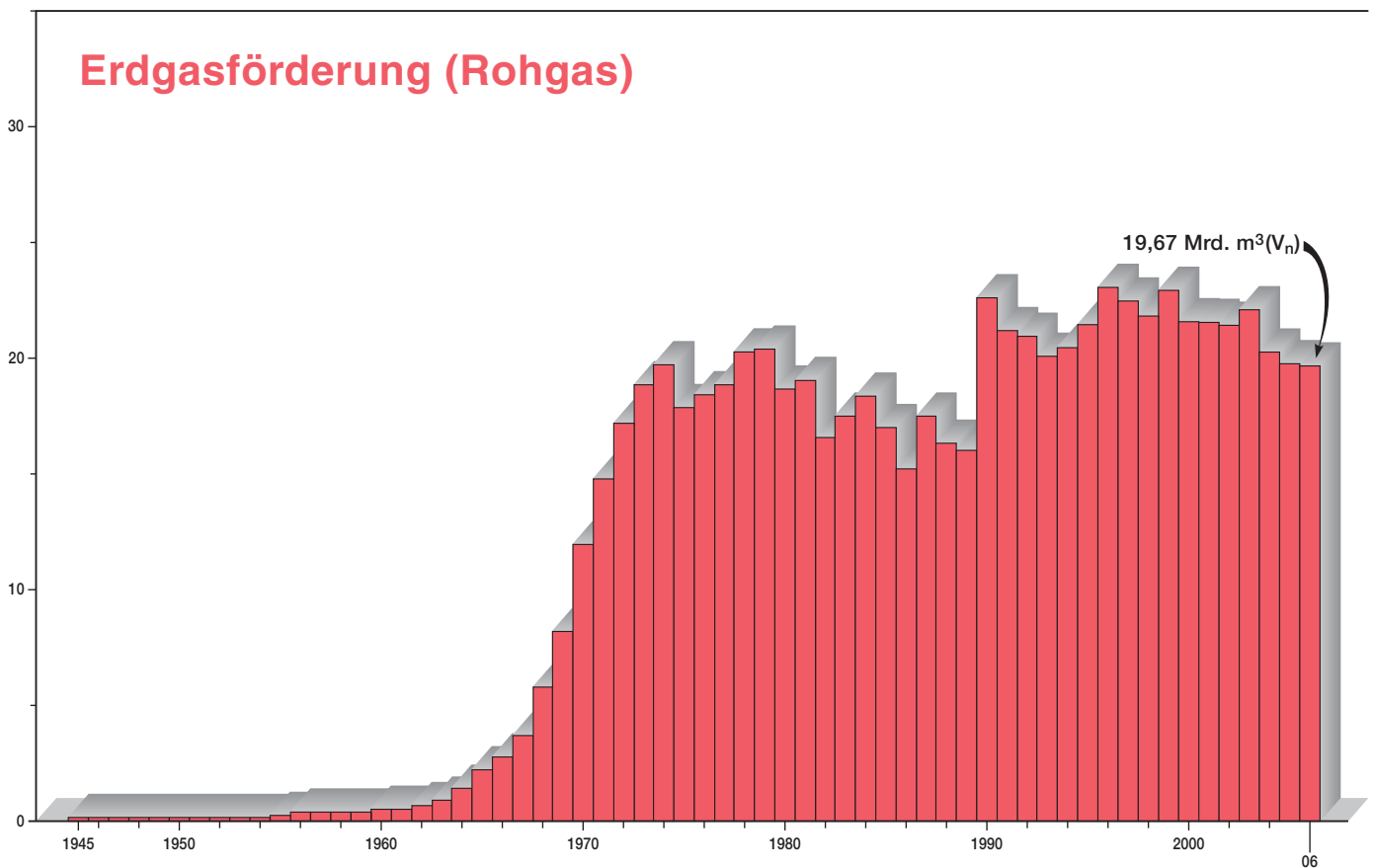


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2006.

Anzahl

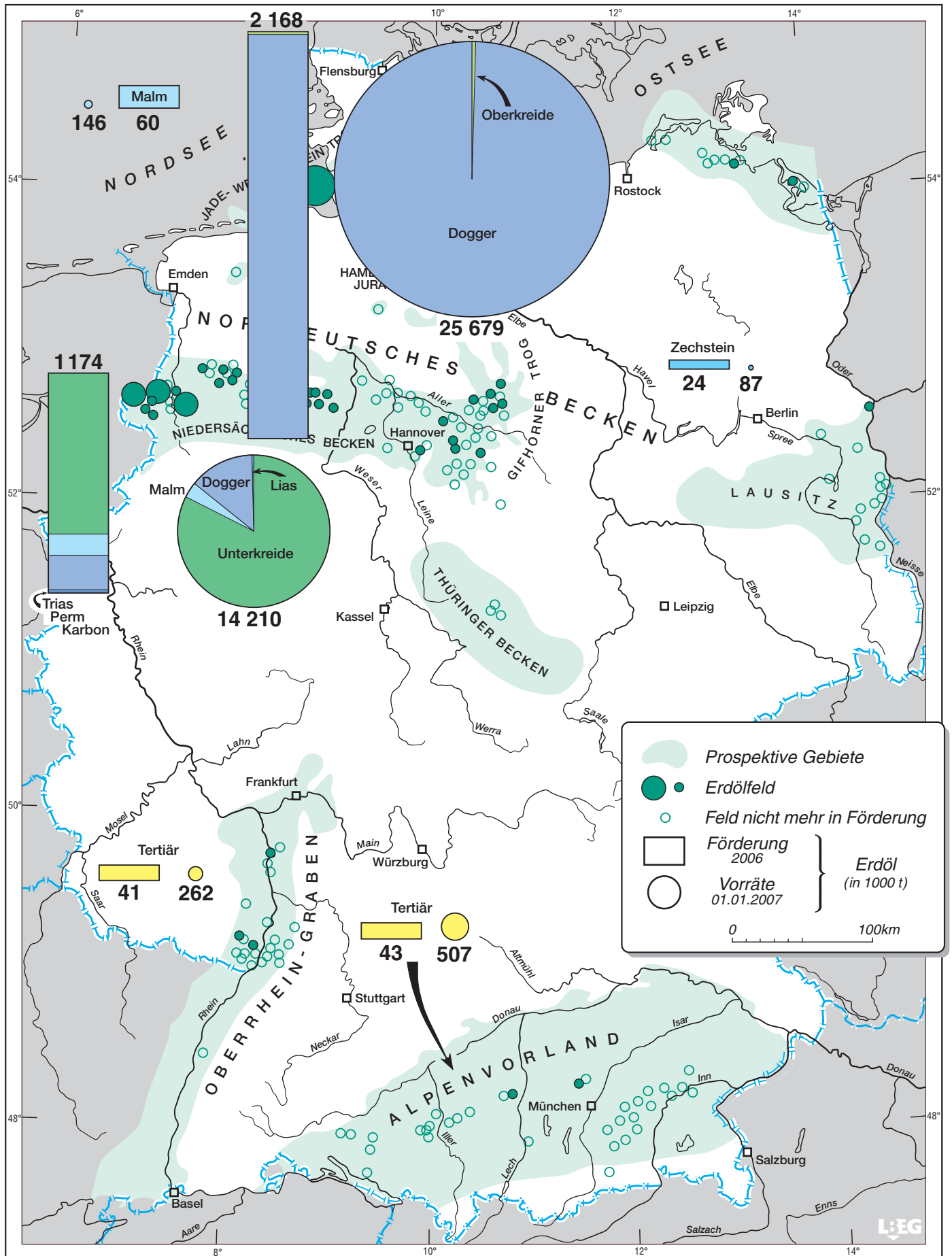


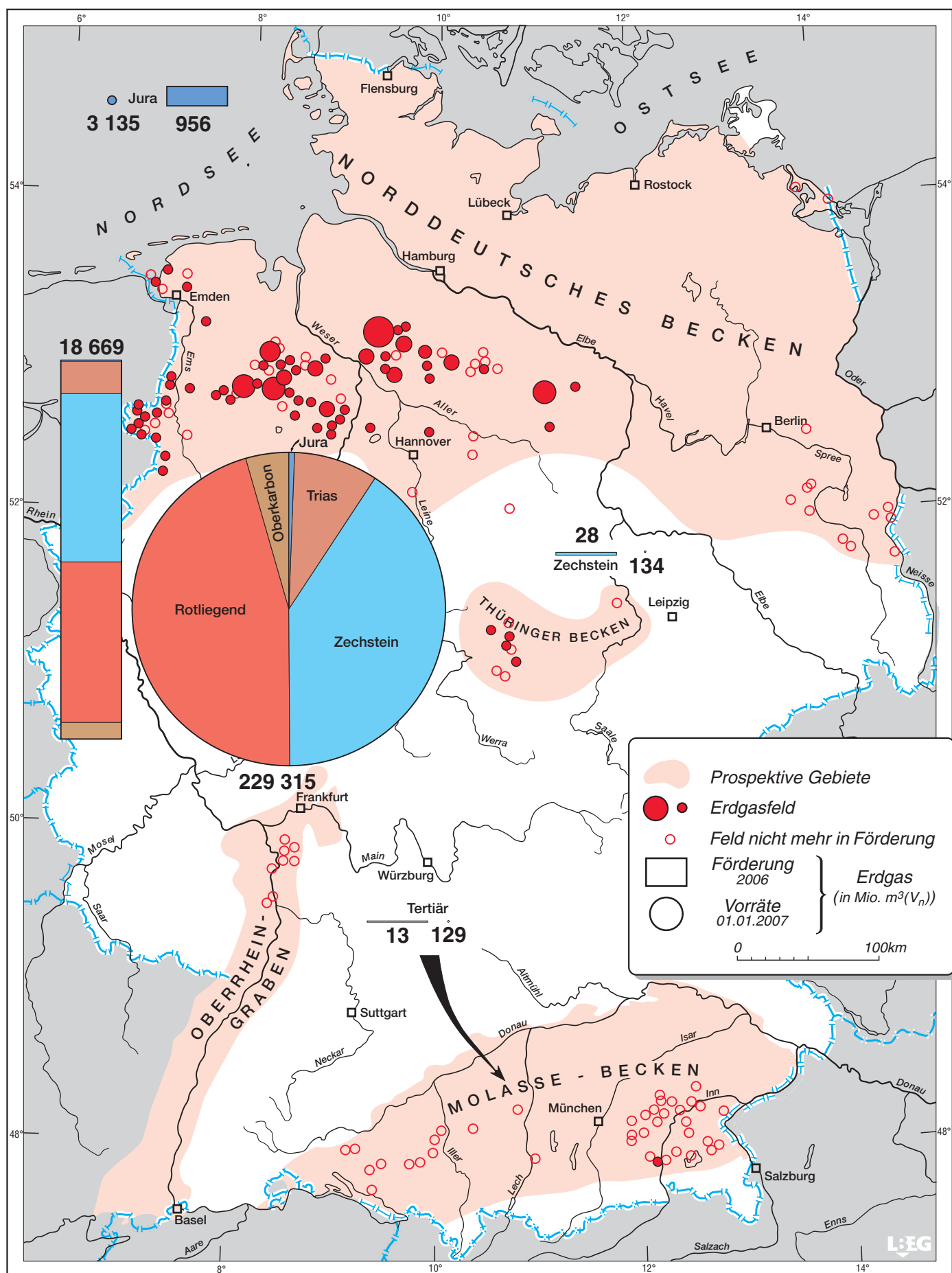
Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2006.

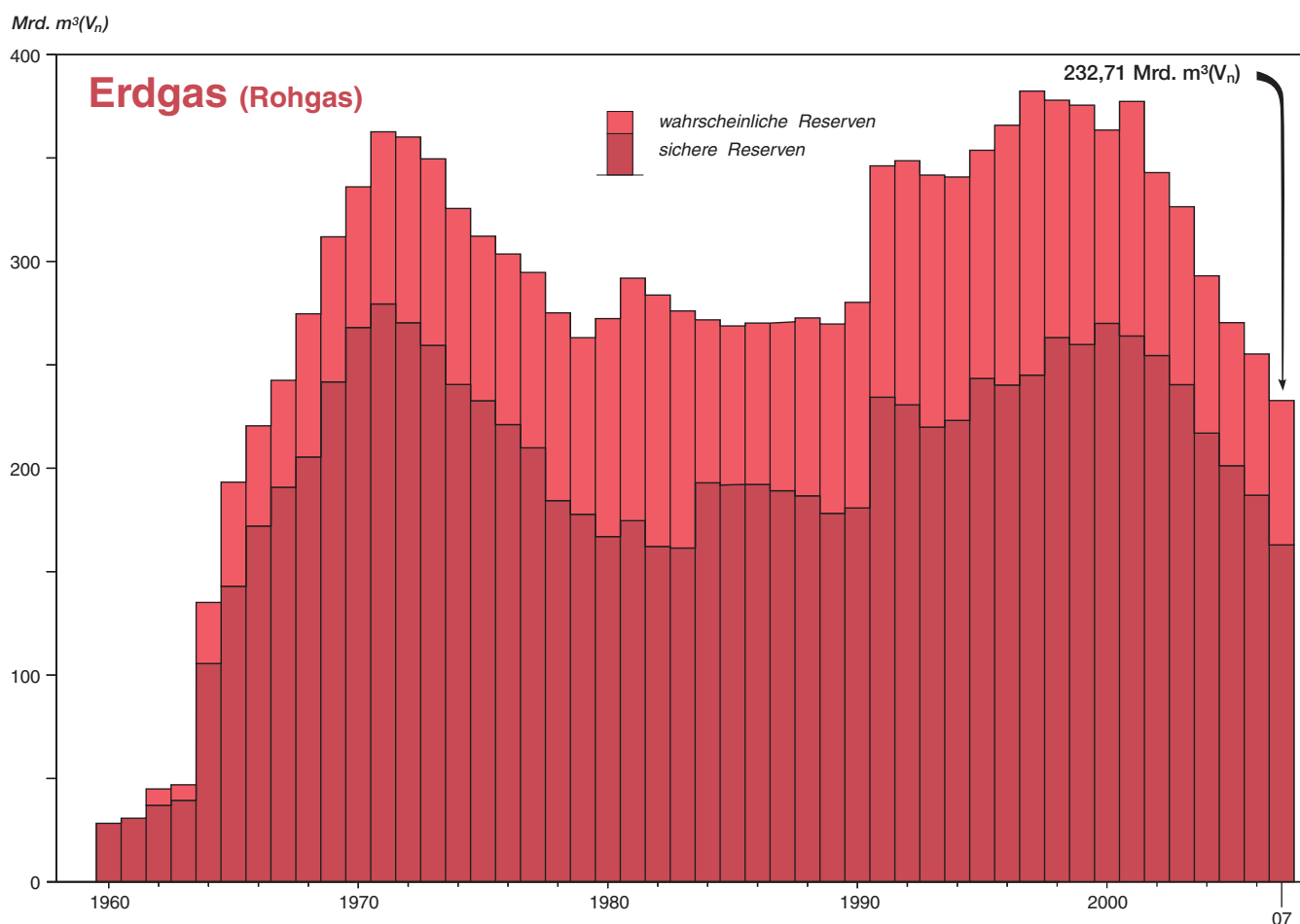
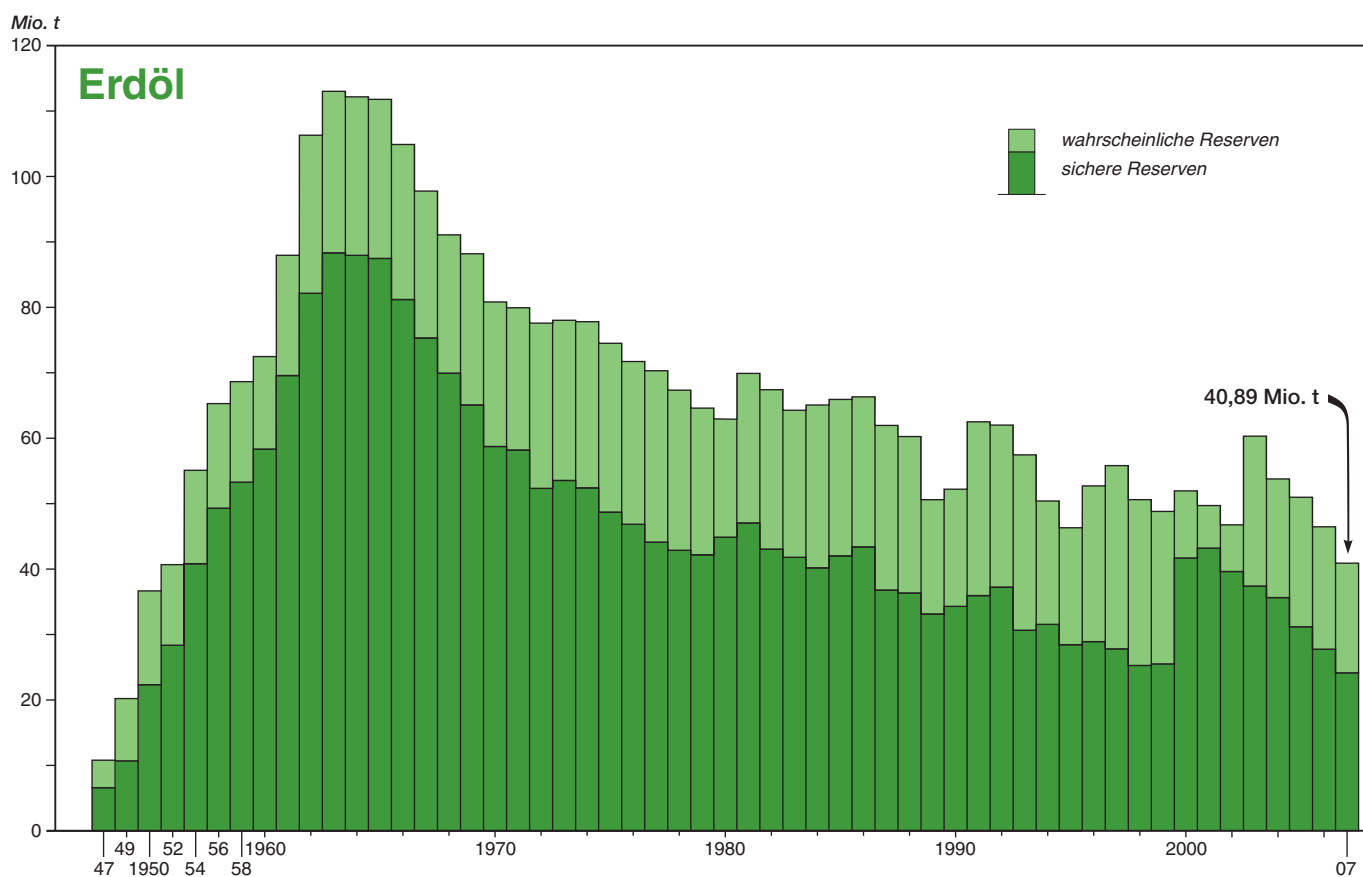
Erdöllagerstätten in Deutschland			nördlich der Elbe			Oder/Neiße - Elbe			Elbe - Weser					Weser - Ems							westlich der Ems			Oberheintal		Alpenvorland			
			Mittelplate/Dieksand	Reilbrook				Kietz	Mesekenhagen (Kirchdorf)	Lütow																			
Stratigraphie																													
Tertiär	Pliozän																												
	Miozän																												
	Oligozän	Chatt																											
		Rupel																											
		Lattorf																											
Kreide	Eozän																												
	Paläozän																												
	Oberkreide	Maastricht																											
		Apt/Hauterive																											
Valendis																													
Jura	Malm	Obermalm 6																											
		Obermalm 5-3																											
		Obermalm 2																											
		Obermalm 1																											
		Kimmeridge																											
		Oxford																											
	Dogger	Zeta																											
		Epsilon																											
		Delta																											
		Gamma																											
	Trias	Keuper	Beta																										
			Posidoniensch.																										
Perm	Zechstein	Alpha																											
		Rhät																											
		Mittlerer Keuper																											
Perm	Rotliegend	Muschelkalk																											
		Buntsandstein																											



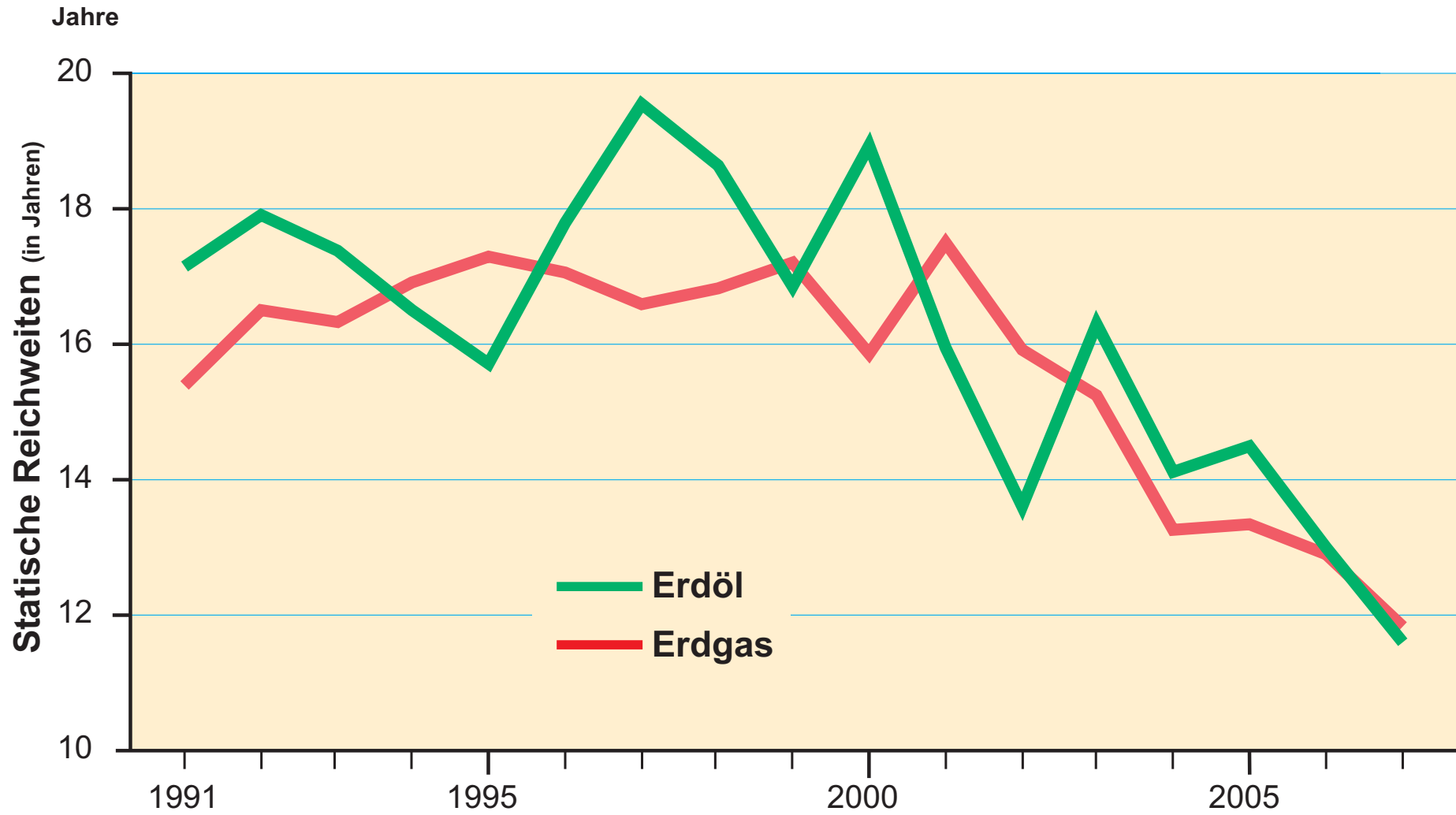


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland

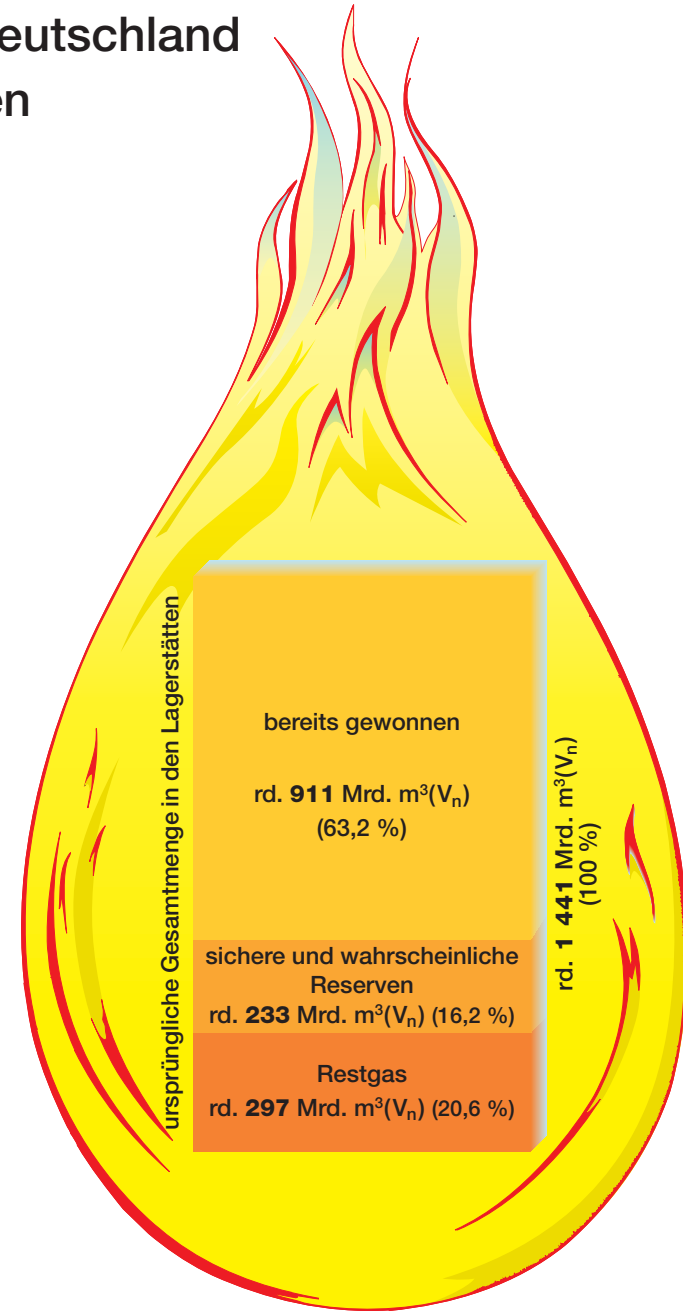
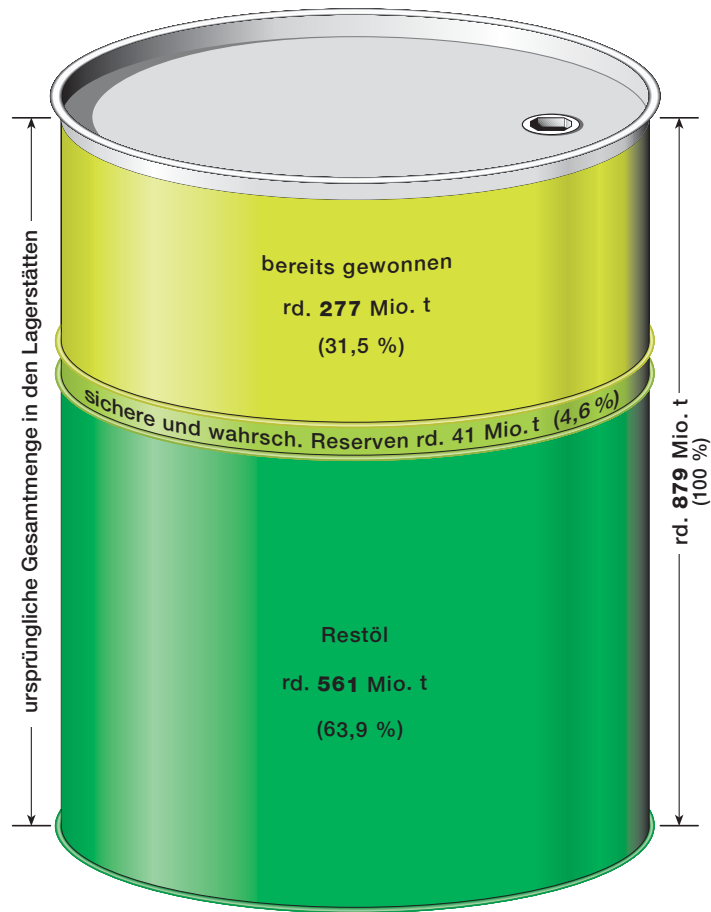
(Stand jeweils am 1. Januar)



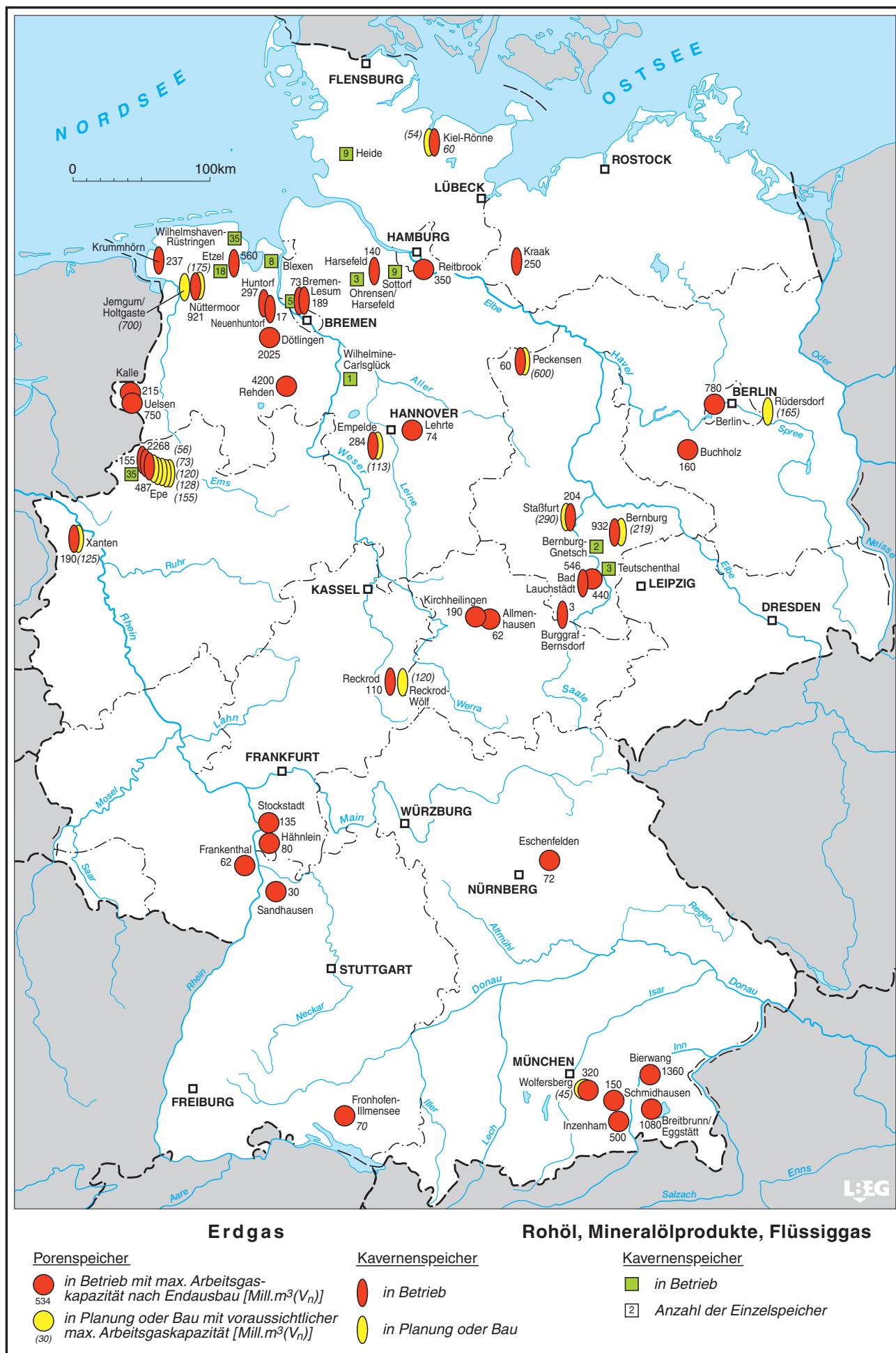
Statische Reichweiten der Reserven



Erdöl und Erdgas* in der Bundesrepublik Deutschland Kumulative Produktion & Reserven

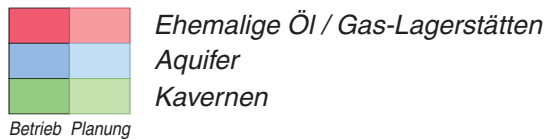
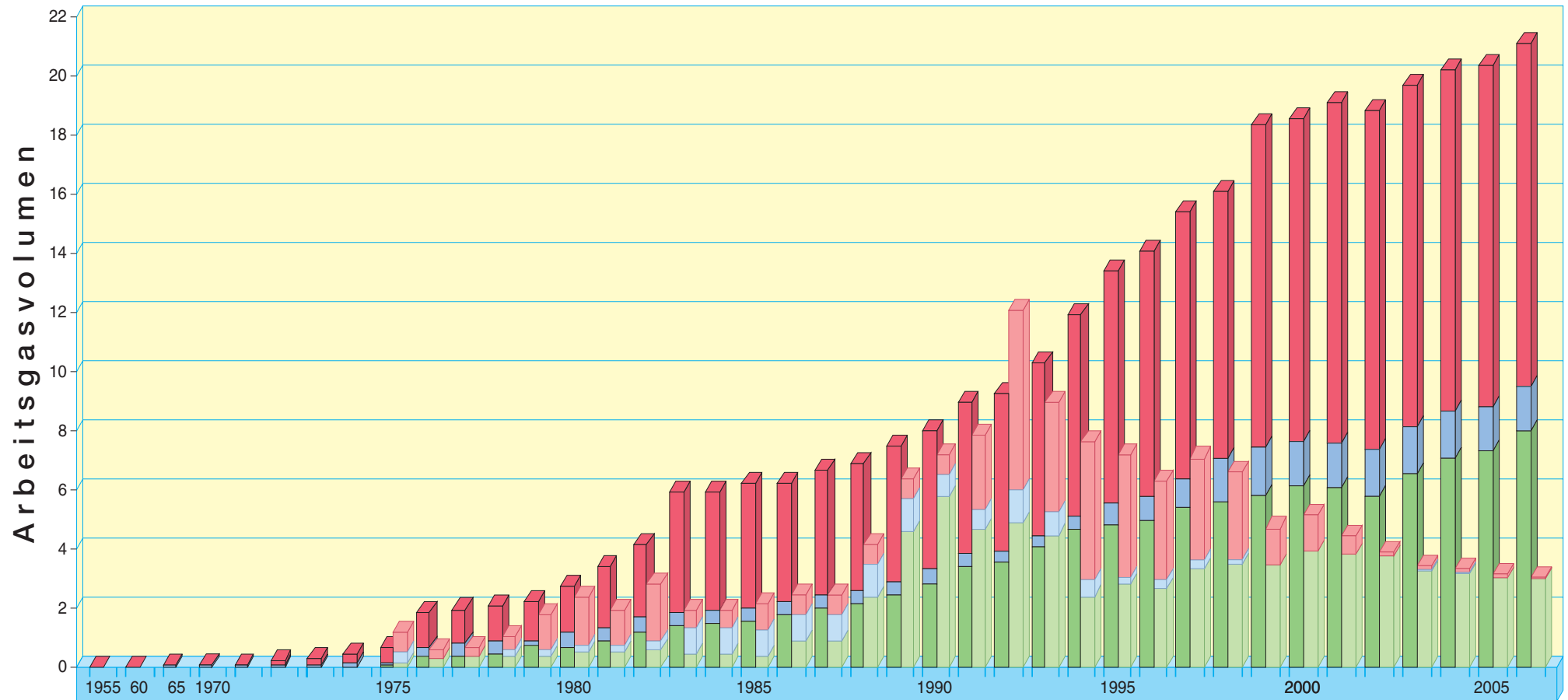


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³ (V_n)



Quellen: Betreiberfirmen, Glückauf-Verlag, Essen