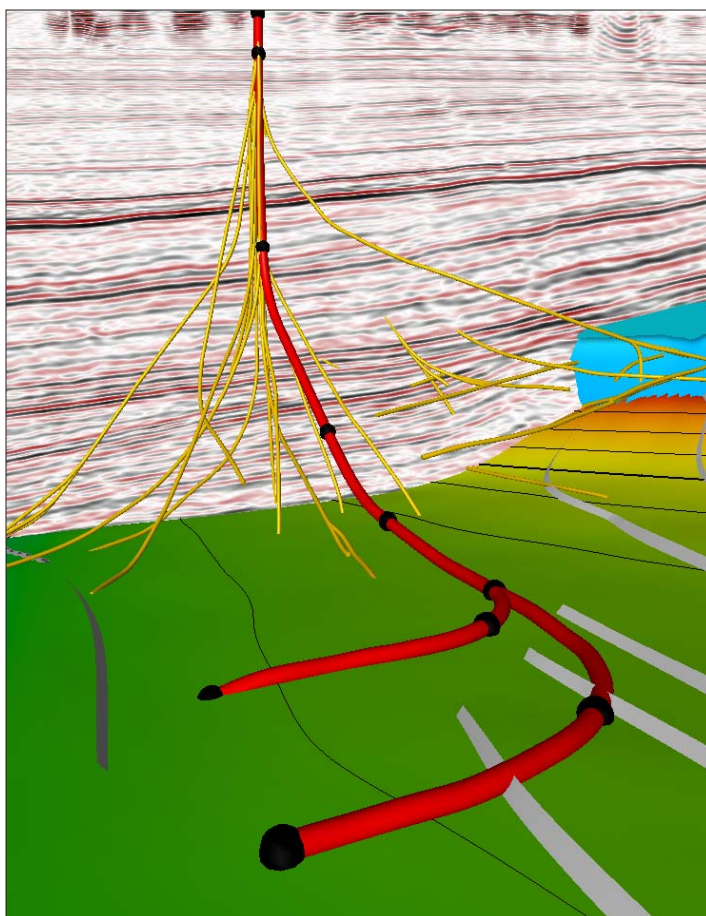




Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010

Hannover 2011

Titelbild

Mittelplate-A 23, die erste Multilateralbohrung Deutschlands. Sie hat Ende vergangenen Jahres erfolgreich die Ölförderung aufgenommen. Mit der High-Tech-Bohrung Mittelplate-A 23 wird fortan ein Impuls gegen den natürlichen Förderrückgang aus dem Ölfeld Mittelplate gesetzt.

Die Mittelplate-A 23 wurde als so genannte Duolateralbohrung ausgeführt: Aus einer fertig niedergebrachten und verrohrten Bohrung wurde ein Loch für eine abzweigende weitere Bohrung (Lateral-Ast) gefräst. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass die 4.000 Bohrmeter bis zur Lagerstätte im Dogger-Beta-Sandstein nur einmal gebohrt werden müssen, um von dort drei Drainage-Gebiete anzusteuern: Zwei der Gebiete werden mit der Hauptbohrung erreicht, ein drittes mit dem 1.300 Meter langen Lateral-Ast. Anstatt drei einzelner Bohrungen von insgesamt rund 14 Kilometern Länge beträgt die Gesamtbohrstrecke der Mittelplate-A 23 nur 7.300 Meter. Abhängig vom Lagerstättentyp und der Art der Verzweigung können mehrere abzweigende Äste gebohrt und an das Mutterbohrloch angehängt werden – daher die Bezeichnung „multilateral“.

Grafik und Text: Mittelplate Konsortium (Betriebsführer RWE Dea AG, Partner Wintershall Holding GmbH)

Legende:

Rote Spur: Bohrpfade der Mittelplate-A 23, schwarze Markierungen: Rohrabsetzteufen

Hintergrund: Seismisches Profil

Dargestellter Horizont mit Tiefenlinien: Basis Dogger-Beta-Sandstein

Gelbe Spuren: Bohrpfade der Mittelplate-A- und Dieksand-Bohrungen

Blaue Flächen: Flanke und Dach des Salzstockes Büsum

Graue Flächen: Störungsflächen



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

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

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 zur Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

In unserem letztjährigen Bericht hatten wir im Vorwort über 150 Jahre Ölförderung in Deutschland berichtet. In 2010 gab es aus „unserer“ Branche wieder Schlagzeilen, positive und negative.

Das größte Ölfeld Mittelplate hat nach 25 Jahren 25 Mio. t Öl produziert. Gleichzeitig wurde mit Mittelplate 23 die erste Multilateralbohrung in Deutschland realisiert – Titelbild dieses Jahresberichtes. In diesem Jahr feiert die Autoindustrie ihr 125-jähriges Jubiläum. Carl Benz hätte sich mit seinem Motorwagen sicher nicht träumen lassen, dass seither knapp 2,5 Mrd. Autos gebaut würden. Der Rohstoff, der diese Autos antreibt, sorgt in unserem Alltag für Energieversorgung, Mobilität und Wohlstand. Die Industrie in China und Indien boomt und nach allen Prognosen wird der Weltenergiebedarf in den nächsten Jahrzehnten deutlich ansteigen. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zeigte in ihrer jüngsten Studie zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, dass Erdöl und Erdgas noch über Jahrzehnte verfügbar sein und einen unverzichtbaren Teil am Energiemix haben werden; Erdgas länger als Erdöl. Die Vorräte sind jedoch trotz jährlichen Neufunden endlich und der Umbau der Energieversorgung hin zu regenerativen Energien ist im Gange. Erdöl und Erdgas bilden beim Übergang in ein neues Energiezeitalter eine wichtige Brückentechnologie und werden uns noch lange im Alltag begleiten. Sie werden in einem sich wandelnden Energiemix eine höhere Bedeutung aber auch Verantwortung erhalten. Einen Beitrag leistet auch das heimisch geförderte Erdöl und Erdgas – Thema dieses Jahresberichtes.

Ein Ereignis machte vor über einem Jahr über Monate weltweit in Presse, Funk und Fernsehen Negativschlagzeilen: Am 20. April 2010 erfolgte ein „Blowout“ der Macondo-Erdölbohrung und die brennende Tiefwasser-Plattform „Deepwater Horizon“ versank kurz danach im Meer. Das Desaster hatte den Tod von elf Menschen zur Folge und führte zum größten Umweltschaden in der US-Geschichte und löste weltweit die Grundsatzfrage aus: „Wie sicher sind Offshore-Aktivitäten in derart großen Wassertiefen?“ Auch in Deutschland wurden u.a. die Bergbehörden mit der Frage konfrontiert: „Kann so etwas auch bei uns passieren?“ Eine Bestandsaufnahme der europäischen und deutschen Offshore-Fördereinrichtungen machte schnell deutlich, dass Deutschland mit nur einer Ölförderplattform auf einer künstlichen Aufschüttung in Küstennähe und mit nur einem Offshore-Erdgasfeld in rd. 50 m Wassertiefe andere Bedingungen und ein viel geringeres Gefährdungspotenzial aufweist als die anderen Nordseeanrainer mit über 400 Erdöl- und Erdgaslagern. Die Folgen von Offshore-Unfällen kennen aber keine nationalen Grenzen. Aus diesem Grund wurde das Thema der Sicherheit von Offshore-Erdöl- und Erdgasaktivitäten von der EU-Kommission auf die Tagesordnung für die Etablierung von Arbeitsgruppen gesetzt. Die veröffentlichten Analysen der vom US-Präsidenten eingesetzten Untersuchungskommission über das Golf-Unglück zeigen, dass der vorhandene Stand der Technik beim Bohren nicht der Grund für das Desaster war. Es waren Fehler bei der Planung und Durch-

führung der Bohrung sowie die Missachtung von Warnsignalen und falsche operative Entscheidungen. Die Presse kommentierte die veröffentlichten Ergebnisse u.a. als „das große Versagen“. Mittlerweile wurde vor der indischen Küste mit 3109 m Wassertiefe ein neuer Tiefwasser-Bohrrekord erreicht. Gleichzeitig zeigt eine Studie der deutschen Rohstoffagentur, dass die Bedeutung des Tiefwasser-Erdöls stetig zunimmt. Weltweit wurden in den vergangenen 10 Jahren 40 % der Erdöl- und Erdgasreserven im Tiefwasser (über 500 m) entdeckt. Angesichts eines weltweit weiter ansteigenden Erdöl- und Erdgasverbrauches wird es zur Sicherung unseres Lebensstandards und unserer Mobilität erforderlich sein, unter Erhöhung von Sicherheitsstandards auch weiterhin neue Reserven zu erschließen und auszubeuten. Die diesjährige DGMK-Tagung der Erdöl- und Erdgasindustrie in Celle widmete dem Thema „Risikomanagement“ eine eigene Plenarspur. Eines ist sicher: Nur das Zusammenwirken von erprobter und beherrschbarer Technik mit verantwortungsvollem Handeln und mit der Beurteilung von Risiken bei Entscheidungen können ein vollwertiges und sicheres System ergeben. Je komplexer, je vielfältiger und je schwieriger technische Prozesse sind um so höher ist das Fehlerpotenzial, dass es zu beherrschen und minimieren gilt. Der Faktor „Mensch“ und die Antwort auf die Frage „Warum machen Menschen Fehler?“ machen deutlich, wie wichtig das Risikomanagement hochkomplexer Systeme ist. Bei vielen Tätigkeiten des Menschen können Risiken nicht zu 100 % ausgeschlossen werden. Wir nehmen täglich Risiken im Alltag in Kauf. Je undurchschaubarer und komplexer Techniken werden, umso riskanter werden sie eingeschätzt. Mit den Katastrophen im Golf von Mexiko und in Fukushima hat der Begriff „Restrisiko“ innerhalb eines Jahres eine kaum dagewesene Bedeutung bekommen. Die EU und die Mitgliedsstaaten haben anlässlich des Deepwater-Horizon-Unglückes ein vitales Interesse an einer sicheren Erdöl- und Erdgasförderung bekundet, um Versorgungssicherheit, Arbeitsplätze, Geschäftsmöglichkeiten und damit den Wohlstand zu erhalten. Die EU-Kommission will aber in diesem Jahr mit einer „Lex Offshore“ für mehr Sicherheit sorgen, damit in europäischen Gewässern ein Unglück wie im Golf von Mexiko nicht eintritt.

Ein weiteres Thema, dessen Ursprung in den USA zu suchen ist, war und ist der Fokus der Medien und der Öffentlichkeit auf die in diesem Bericht beschriebenen Erkundungsbohrungen in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen auf Erdgas aus dichten Tonsteinen („Shale Gas“) und auf Kohleflözgas („Coal Bed Methane“). Die Medien in den USA berichteten über Fälle von Kontaminationen von Grundwasser, möglicherweise durch Chemikalien und Leckagen in Folge von Frac-Behandlungen in „Shale Gas“-Bohrungen. Auch hier tauchte die gleiche Frage nach den Risiken in Deutschland auf und eine Flut von Anfragen zur Umweltsicherheit, verwendeten Chemikalien usw. aus Politik, Presse und Öffentlichkeit erreichten nicht nur die Industrie, sondern auch die zuständigen Genehmigungsbehörden. Das hydraulische „Fracing“ wird in Deutschland seit den 50-er Jahren in Förderbohrungen, die z.T. über 5000 m tief sind, zur Erhöhung der Förderrate erfolgreich eingesetzt. Die Frac-Technik wurde in Niedersachsen bisher über 200-mal ohne Auswirkungen auf die Biosphäre durchgeführt. Aber auch hier muss der verantwortungsvolle Einsatz bewährter Technik weiterhin die Prämisse sein, damit diese Statistik so positiv bleibt. Bedenken und Ängste, die unter anderem als Folge des US-Films „Gasland“ an die Firmen und Behörden herangetragen wurden, müssen nicht begründet werden. Sie existieren und was für unsere Branche bisher als selbstverständlich und als sicher angesehen wurde, muss durch Informationen und positive Beispiele auch durch Dritte nachvollziehbar und als sicher erkennbar sein. In einer Veranstaltung der Wasserverbände zum Thema „Fracs und Shale Gas“ zeigten Industrie und Hydrogeologen des LBEG auf, dass sich die Fracs in der bisher einzigen gefracchten Shale Gas Bohrung Damme 3 im tiefen Untergrund abspielten und durch mehrere hundert Meter mächtige, hydraulisch undurchlässige Tonschichten von den Trinkwasserhorizonten getrennt waren. Vertreter des LBEG haben sich anlässlich einer Reise in die USA unter anderem mit

Vor-Ort-Befahrungen und durch die Behörden wie die Texas Railroad Commission, das Department for Environmental Protection des Staates Pennsylvania und der Environmental Protection Agency als US-Bundesbehörde einen Überblick verschafft. Danach sind die dort in der Presse berichteten Grundwasserschäden auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen. „Hydraulic Fracturing“ ist dabei nicht der wesentliche Faktor für diese Schäden. Einige der berichteten Verunreinigungen stehen nicht einmal im Zusammenhang mit der Erdöl- und Erdgasförderung. Die Suche nach „Shale Gas“, dessen Förderung in den USA „boomt“ und auch in Deutschland Fragen nach der Umweltsicherheit auslösten, hat bei uns erst mit wenigen Bohrungen begonnen. Niemand kennt bisher das wirtschaftlich förderbare Potenzial für Deutschland, das erst durch Exploration und Tests nachzuweisen ist. Die BGR hat mit einer mehrjährigen Studie begonnen, um die Menge der vermuteten Ressourcen zu bewerten.

Die Mitarbeiter in den Geologischen Diensten und Bergbehörden der Bundesländer regeln, beraten, genehmigen, beaufsichtigen und informieren in allen Fragen der Erdöl- und Erdgasnutzung in Deutschland. Wichtiger Bestandteil bei der Beratung und in Projekten sind dabei verlässliche Daten über den tieferen Untergrund. Die Aktivitäten in Exploration, Produktion und Gasspeicherung sind Nachbarn und Konkurrenten von tiefer Geothermie, Gasspeicherung und weiteren Nutzungen des tieferen Untergrundes. Hierzu gehört auch die kontrovers diskutierte CO₂-Lagerung, für die aktuell ein neuer Gesetzentwurf zur Demonstration und Erprobung der CCS-Technologien vom Bundeskabinett verabschiedet wurde. Sie alle müssen sich auch mit den oberflächennahen Ressourcen Wasser und Boden „vertragen“. Der Anspruch nach einem „Gläsernen Untergrund“ in einer Welt, die auf 3D geschaltet ist, liegt nahe. Die Fachbehörden der Länder halten für die vielfältigen Fragestellungen Datenbanken und Internet-Auskunftssysteme und Expertenwissen bereit, um industrielle Aktivitäten zu begleiten. Das LBEG unterhält dabei im „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ mit sieben Bundesländern sowie im „Erdölgeologischen Austauschkreis“ mit vier Erdöl-Erdgas-Unternehmen zwei Einrichtungen, die für zuverlässige Datenübermittlung und –nutzung auf der Grundlage des Lagerstättengesetzes und in der Projektberatung dienen.

Wie immer an dieser Stelle bedankt sich das LBEG bei den Unternehmen sowie den Ministerien, Bergbehörden und Geologischen Diensten der anderen Bundesländer für die stets konstruktive und verlässliche Unterstützung bei der Erstellung dieses Jahresberichtes. Wenn Sie Anregungen und Kommentare an uns richten möchten, senden Sie Ihre E-Mail an die Adresse kohlenwasserstoffgeologie@lbeg.niedersachsen.de.

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

Hannover, im April 2011

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	7
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	8
Zusammenfassung	9
Summary	10
1 Bohraktivität	11
1.1 Explorationsbohrungen	11
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	18
1.3 Bohrmeterleistung	20
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	22
2 Geophysik.....	24
3 Konzessionswesen.....	26
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	31
4.1 Erdölförderung.....	32
4.2 Erdgasförderung.....	36
5 Erdöl- und Erdgasreserven.....	41
5.1 Reservendefinitionen.....	41
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2011.....	42
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2011.....	43
6 Untertage-Gasspeicherung.....	45
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	45
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	46
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2010	46
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland.....	51
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	53
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	54
6.7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	56
7 Literatur und nützliche Links.....	58

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2010.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2010.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2005 bis 2010, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2010 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2010.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2010.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2010.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2006 bis 2010.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2010.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2008 bis 2010 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2009 und 2010 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2006 bis 2010.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2010.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 2008 bis 2010 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2009 und 2010 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2011 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2011 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2011 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2011).
- Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2011).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2011 und WEG 2011).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2010).
- Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2009).
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2010.

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

Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.

Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.

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

Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.

Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.

Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis- 2010.

Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2010.

Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten.

Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten.

Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland.

Anl. 12: Statische Reichweiten der Reserven.

Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.

Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern.

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 2010. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen ist in 2010 nochmals deutlich angewachsen. Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Fläche um fast 5 000 km² auf etwa 97 000 km² vergrößert. Neue Konzessionsflächen wurden vor allem in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Niedersachsen zur Erkundung des Untergrundes nach nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten vergeben.

Eine Steigerung der Explorationsaktivitäten infolge der Vergabe der neuen Konzessionen hat sich bislang nicht gezeigt. Im Gegenteil: Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas waren sehr verhalten. Die Anzahl der Explorationsbohrungen lag auf dem Niveau des Vorjahres.

Es wurden weder 3D-seismische noch gravimetrische oder geomagnetische Messungen durchgeführt und die Akquisition von 2D-Seismik belief sich auf unterdurchschnittliche 111 Profilkilometer.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist von 12 im Vorjahr auf 13 angestiegen. Darüber hinaus waren 12 Explorationsbohrungen in Bearbeitung, die ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. In 2010 wurden sieben Aufschlussbohrungen mit einem Ergebnis abgeschlossen; sechs waren nicht fündig und eine hatte als Pilotloch einer Horizontalbohrung ihr Ziel erreicht. Von den zwei mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen war eine ölfündig und eine nicht fündig.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der Bohrungen mit 23 gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 19 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 18 öl- oder gasfündig und eine hatte ihr Ziel erreicht.

Entgegen dem leichtem Anstieg der Anzahl der Bohrprojekte hat die Bohrmeterleistung deutlich abgenommen und erreichte nur noch 51 411 m gegenüber 66 201 m im Vorjahr.

Der negative Trend bei der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr etwa 12 Prozent weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 13,6 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch bei der Erdölförderung hat sich der negative Trend fortgesetzt. Vor allem wegen der weiterhin rückläufigen Produktion des Feldes Mittelplate/Dieksand wurden etwa 10 Prozent weniger gefördert. Die Fördermenge in 2010 betrug 2,5 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat wieder überproportional zur Fördermenge um knapp 16 Mrd. m³ abgenommen und wurde mit 146 Mrd. m³ in Feldesqualität bewertet.

Auch die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat überproportional zur Fördermenge abgenommen, und zwar um 5,2 Mio. t, und betrug 35,9 Mio. t.

Das derzeitig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgaspeicher wurde wie im Vorjahr um 0,5 Mrd. m³ auf nunmehr 21,3 Mrd. m³ erhöht. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 11,3 Mrd. m³ ausgebaut werden, und zwar vorwiegend in Kavernenspeichern.

Summary

This report presents an overview of oil and gas exploration and production as well as of underground gas storage in Germany in 2010. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

In 2010 the license area for oil and gas exploration increased significantly again. Compared to the previous year the total area of exploration licenses increased by almost 5000 square kilometres to 97000 square kilometres. New exploration licenses were granted primarily in the states of North Rhine-Westphalia, Saxony-Anhalt, Thuringia and Lower Saxony.

An increase in exploration activities due to the grant of new licences was not observed so far. In contrast, only minor geophysical prospecting for oil and gas was conducted. The number of new exploration wells was almost the same as in the year before.

Neither 3D seismic surveys nor gravimetric or geomagnetic surveys were conducted. 2D seismic acquisition fell significantly below average and amounted to 111 line kilometres.

In 2010 thirteen new exploration wells were drilled compared to twelve wells in 2009. Another twelve exploration wells were drilled to total depth already before 2010, but not completed by final well results. In 2010 seven new field wildcats were completed. Six of these wells were dry and one well drilled as a pilot hole for a horizontal sidetrack was successful. Two exploration wells (new pool tests) were completed. One of these wells discovered oil and the other one was dry.

Twenty-three field development wells were drilled, the same as in 2009. In addition to that number, another seven wells were drilled to total depth already before 2010, but not com-

pleted by final well results. In 2010 nineteen wells were completed successfully and discovered oil or gas.

In contrast to the slight increase of the number of wells being drilled in 2010, the total footage decreased significantly to 51 411 metres compared to 66 201 metres of the previous year.

The natural gas production has continued its downward trend in 2010. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 12 percent compared to the previous year and amounted to 13.6 billion cubic metres (field quality).

The crude oil production has also continued its downward trend in 2010. The annual oil production decreased by 10 percent to 2.8 million metric tons, primarily due to the declining production from the Mittelplate/Dieksand oilfield.

The total remaining proven and probable natural gas reserves dropped by almost 16 billion cubic metres to 146 billion cubic metres (field quality), a decline that was larger than the decrease by the annual gas production in 2010.

The total remaining proven and probable oil reserves also decreased disproportionately compared to oil production. In fact, oil reserves dropped by 5.2 million tons to 35.9 million tons.

The total installed working gas volume of underground gas storage facilities increased by 0.5 billion cubic metres to 20.8 billion cubic metres. According to current planning, another 11.3 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future, preferentially in salt caverns.

1 Bohraktivität

Die Bohraktivität lag auf dem Niveau des Vorjahres. Zwar hat sich die Anzahl der „aktiven“ Bohrungen von 35 auf nunmehr 36 erhöht (Kap. 1.2), die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert aber um 22 Prozent nachgelassen (Kap. 1.3).

In der Kategorie der Explorationsbohrungen wurden 13 neue Bohrungen gegenüber zwölf im Vorjahr niedergebracht und die Bohrmeter haben leicht zugelegt. In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der Bohrungen gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Es wurden abermals 23 Bohrungen abgeteuft. Entgegen diesem Trend

haben die Bohrmeter in dieser Kategorie aber deutlich abgenommen.

Ursache dieses Rückganges ist unter anderem, dass bei gleicher Anzahl der Bohrungen wie im Vorjahr mehr kürzere Ablenkungen und mehr flachere Ölbohrungen gebohrt wurden.

Werden die gegenwärtigen Planungen umgesetzt, z.B. die der Wintershall Holding GmbH für das Feld Emlichheim, so kann auch in der Folgezeit mit einer kontinuierlichen Bohrtätigkeit in den alten Ölfeldern gerechnet werden.

1.1 Explorationsbohrungen

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

In der Zusammenstellung der aktuellen Explorationsbohrungen werden insgesamt 25 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten 13 aktiven Bohrungen und weiteren 12 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden wie im Vorjahr acht Bohrungen abgeteuft. Im Bereich des Nordwestdeutschen Beckens sollten zwei Bohrungen inklusive einer geologischen Ablenkung eine Erdöllagerstätte in den Sandsteinen des Dogger nachweisen. Drei Bohrungen inklusive einer geologischen Ablenkung wurden zur Erkundung des norddeutschen Rotliegend nach Erdgaslagerstätten abgeteuft. Eine davon in den L-Blöcken der Nordsee. Nach vielen Jahren wurden erstmals wieder zwei Bohrungen zur Untersu-

chung der oberkarbonischen Kohleflöze hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas niedergebracht, und zwar südöstlich des Ibbenbürener Steinkohlereviers. Im süddeutschen Voralpenbecken suchte eine Bohrung innerhalb der ungefalteten Molasse, direkt an der Überschiebungsfrent des Helvetikums, in den tertiären Sandsteinen des Rupel, Chatt und Burdigal nach einer Erdgaslagerstätte.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden fünf Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in den Bereichen der norddeutschen Karbon-Gasfelder Goldensstedt/Oythe und Cappeln und des ehemaligen Rotliegend-Gasfeldes Wustrow niedergebracht. Eine weitere Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Greetsiel abgeteuft. Im Oberrheintal wurde zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg eine Bohrung durchgeführt.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

In der inzwischen abgelaufenen Konzession B 20008/72 im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **J10-1** (GDF SUEZ¹) (Abb. 5) niedergebracht. Es war die erste Bohrung im Block J10 und liegt von der nächsten Bohrung, J11-1, die bereits 1981 gebohrt wurde, etwa 10 km westnordwestlich entfernt. Regionalgeologisch befindet sich die Lokation der Bohrung auf dem stabilen West-Schleswig-Block, d.h. in einer Region, die durch wenig Tektonik und Salzbewegungen geprägt ist. Das Ziel waren gasführend erwartete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Teufe und wurde bereits im Herbst 2007 bei 5170 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Zielhorizonte wurden in teils guter Reservoirausbildung und gasführend angetroffen. Aufgrund der Befunde während des Bohrens, der Logauswertung und der Probennahme mittels MDT wurde ein Test durchgeführt. Der Test erbrachte zwar eine sehr gute Rate, aufgrund des hohen Stickstoffgehalts des Erdgases wurde die Bohrung aber für nicht fruchtbar erklärt.

In der Konzession B 20008/71 wurde die Bohrung **L1-2** (Wintershall) (Abb. 5) gebohrt. Sie sollte den nicht wirtschaftlichen Gasfund der Bohrung L1-1 aus dem Jahre 1975 im Havel-Sandstein des Rotliegend ca. 6 km in südsüdwestlicher Richtung verfolgen. Nach der Interpretation der Seismik zielte die Bohrung L1-2 auf dieselbe stratigraphisch-tektonische Falle auf einer NW-SE streichenden Horststruktur, die bereits durch die Bohrung L1-1 getestet worden war. Ziel der Bohrung L1-2 war es wirtschaftlich gewinnbare Gasmengen in der Lagerstätte nachzuweisen. Die Bohrung hat den Havel-Sandstein etwa 100 m tiefer als

prognostiziert und verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde verfüllt.

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Bad Laer Z2** (EMPG) (Anl. 2) wurde am Südwestrand des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten wurde die Bohrung nur etwa 150 m südwestlich einer bestehenden Bohrung, und zwar der Bad Laer Z1 positioniert, die 1993 von den Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (heute RWE AG) u.a. zur Erkundung von Erdgasspeichermöglichkeiten gebohrt worden war und ein 1600 m mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Bad Laer Z2 wurde bei 1850 m im Oberkarbon eingestellt und hat ein ca. 1400 m mächtiges Oberkarbonprofil erbohrt. Zur Gewinnung von Probenmaterial für weiterführende Laboruntersuchungen wurden im Karbon 21 Kerne gezogen. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhmen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt mehr als 2 km südlich vom Zielgebiet entfernt. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5912 m in 2007. Die Sandsteine des

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

Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Böstlingen Z2** (RWE Dea) (Anl. 2) hatte die Aufgabe den Havel-Sandstein des Rotliegend, der in der Bohrung Böstlingen Z1 zwar gasführend, aber nicht wirtschaftlich förderbar angetroffen wurde, etwa 600 m nord-nordwestlich der Böstlingen Z1 zu untersuchen. Bei positiven Ergebnissen sollte die Bohrung horizontal abgelenkt werden, um ggf. mehrere Kompartimente aufzufädeln. Die Bohrung Böstlingen Z2 hat den Havel-Sandstein in der erwarteten Position und gasführend angetroffen und wurde bei 5686 m im Vulkanit der Altmark-Subgruppe eingestellt. Daraufhin wurde die Bohrung planmäßig rückverfüllt und zur **Böstlingen Z2a** abgelenkt. Die Ablenkung wurde etwa 1000 m horizontal im Träger geführt und hat kurz vor Jahresende bei 6345 m im Havel-Sandstein ihre Endteufe erreicht. Für das Jahr 2011 sind Testarbeiten vorgesehen.

Mit der Bohrung **Quellenburg 1** (RWE Dea) (Anl. 1) wurde die Ölexploration in der Konzession Hahnenhorn fortgesetzt. Wie die Bohrung Herzogsbrunnen 1 aus dem Vorjahr hat auch diese Bohrung die Sandsteine des Dogger Beta in der Umgebung des aufgegebenen Ölfeldes Wesendorf-Süd in einer strukturellen Falle an einer synthetischen Abschiebung untersucht, dieses Mal aber etwa 3 km östlich des Altfeldes Wesendorf-Süd. Nachdem die Bohrung den Dogger und Lias Zeta durchteuft hatte, wurde sie bei 1653 m im Lias Epsilon (Posidonien-schiefer) eingestellt. Da der Hauptzielhorizont, das Untere Lager 2 des Dogger Beta Sandsteins, an einer Störung ausgefallen war, wurde die Bohrung zur **Quellenburg 1a** abgelenkt. Nachdem die Bohrung den Haupt-

zielhorizont aufgeschlossen hatte wurde sie bei 1600 m im Dogger Alpha eingestellt. Zwar wiesen die Spülproben des Trägers eine zumindest geringe Verölung auf, doch nach der Logauswertung war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung ohne Test für nicht fündig erklärt.

Gebiet Weser-Ems

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

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Sie hatte ebenfalls das Ziel, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat entsprechend der Damme 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1610 m unterhalb des Wealden in der Serpilit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt wurden, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In 2009 wurde in der Konzession Schaumburg-Verkleinerung, etwa 15 km nordwestlich der Stadt Minden die Bohrung **Niedernwöhren 1**

(EMPG) (Anl. 1) abgeteuft, um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat ein etwa 500 m mächtiges Profil des Wealden aufgeschlossen und wurde vor Erreichen dessen Basis in einer Teufe von 1034,5 m eingestellt und anschließend verfüllt. Der Abschnitt des Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. Das Ergebnis steht noch aus.

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

Die Bohrung **Osnabrück-Holte Z2** (EMPG) (Anl. 2) wurde nordöstlich des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten in dieser Region wurde die Bohrung in der Nähe einer bekannten Bohrung positioniert, und zwar etwa 1000 m nordnordwestlich der Osnabrück-Holte Z1, die 1969 auf der Suche nach Erdgas gebohrt worden war und ein etwa 1200 mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Osnabrück-Holte Z2 wurde bei 1930 m im Oberkarbon eingestellt, nachdem sie ein mehr als 1000 m mächtiges Karbonprofil erbohrt hatte. Das Oberkarbon wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In 2009 wurde die Bohrung **Schlahe 1** (EMPG) (Anl. 1) in der Konzession Scholen am Nordrand des Ölfeldes Barenburg niedergebracht,

um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen etwa 250 m mächtigen Wealden und einen 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte wurde sie in einer Teufe von 1485 m im Lias Delta eingestellt. Die Abschnitte des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. Die Bohrung hatte das Reservoir des Ölfeldes Barenburg, den Sandstein des Oberalagin, nach Loginterpretation ölführend angetroffen. Eine Testförderung zeigte jedoch, dass der Träger stark verwässert ist. Eine Nutzung der Bohrung als Injektor zur Druckerhaltung im Feld Barenburg wird erwogen. Ein Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

In der Konzession Salzach-Inn wurde die Bohrung **Assing R1** (RAG) (Anl. 1) niedergebracht. 1982 hatte die Bohrung Bromberg 1 etwa 1 km westlich in Sandsteinen des Aquitan und Chatt kleine Gasvorkommen erschlossen. Das Hauptziel der Assing R1 waren Sandsteine des Rupel, die schon von der Bromberg 1 strukturtiefer mit Gasanzeichen angetroffen wurden, und zwar in einer Monoklinale an einer als Überschiebung reaktivierten synthetischen, West-Ost streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o.g. West-Ost streichenden Störung, die in dieser Tiefe als antithetische Abschiebung ausgebildet ist. Darüber hinaus sollten die gasführenden Lagen des Aquitan und Chatt der Bromberg 1 in strukturoberer Position erschlossen werden. Die Bohrung wurde 30 m tiefer als geplant bei 3570 m im Rupel eingestellt. Sie hat insgesamt vier testwürdige Intervalle im Rupel, Chatt und Aquitan angetroffen, die in 2010 auch getestet wurden. Während die beiden Teste im Rupel und höheren Chatt keine oder nur marginale Zuflüsse brachten, floss bei den Testen im tieferen Chatt und Aquitan Erdgas zu. Die geologische und lagerstättentechnische Evaluierung der Testergebnisse waren zum Jahres-

ende noch nicht abgeschlossen. Im Januar 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

Etwa 11 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Reisach 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. Ziele der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan und des Chatt in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebungsbahnen. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte stratigraphisch-strukturelle Fallenstrukturen. Die Sandsteinhorizonte des Aquitan waren bereits mit der ca. 600 m entfernten Bohrung Teisendorf A1 in strukturtieferer Position verwässert angetroffen worden. Die Reisach A1 hat das Hauptziel, eine Sandsteinabfolge des Aquitan, nicht angetroffen; stattdessen wurde eine Schuppe des Helvetikums mit Nummulitensandstein erbohrt. Im weiteren Verlauf kam die Bohrung wieder in die autochthone Molasse und wurde bei 2318

m im Chatt eingestellt. Der Nummuliten-sandstein hatte beim Kernern zwar erhöhte Gasanzeichen, ein Test erbrachte aber keinen Zufluss. Bei einem weiteren Test auf zwei Sandsteinintervalle des höheren Aquitan floss nur Wasser zu. Anfang 2010 wurde ein dritter Test auf ein Sandsteinintervall des tieferen Burdigal durchgeführt, der auch keinen Zufluss erbrachte. Aufgrund der Testergebnisse wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Etwa 10 km nordwestlich der Reisach A1 wurde die Bohrung **Wiedmannsfelden A1** (RAG) (Anl. 1) in analoger regionalgeologischer Position niedergebracht. Auch die geologischen Ziele der Bohrung waren analog zu denen der Reisach A1, also turbiditische Sandsteine in kombinierten stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen im Bereich der Überschiebungsfrent, allerdings beschränkt auf unterschiedliche Niveaus im Aquitan. Anfang 2010 hat die Bohrung ihre Endteufe bei 2400 m im Aquitan erreicht. Da es keine Hinweise auf gasführenden Horizonte gab, wurde die Bohrung ohne Tests für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Lüchow Z1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde im Bereich des 1995 aufgegebenen Erdgasfeldes Wustrow abgeteuft. Die Bohrung wurde nicht als Wiedererschließungsbohrung des Feldes Wustrow eingestuft, sondern als Teilfeldsuchbohrung für das Feld Salzwedel-Peckensen. Nach der neuen Interpretation der reprozessierten 2D-seismischen Linien aus den 1970er und 1980er Jahren ist das Zielgebiet durch eine von Störungen begrenzte Hochscholle definiert, die auf ihr Restgaspotenzial untersucht werden soll. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend erwartungsgemäß gasführend angetroffen und wurde bei 3440 m im Ebstorf-Member eingestellt. Testarbeiten sind für das Jahr 2011 geplant.

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 Schneverdingen-Grabens ließen das Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Förderbohrung 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. Die Ablenkung **Ostervesede Z1a** (EMPG) (Anl. 2) wurde jahres-

übergreifend 2006/2007 gebohrt. In 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Der Zielhorizont wurde tiefer als erwartet, aber dennoch gasführend angetroffen. Da die Reservoireigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderreste nur geringe Zuflüsse, die keine dauerhafte wirtschaftliche Förderung erlauben. In 2010 wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft.

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Cappeln Z3a** (EMPG) (Anl. 2) sollte die Oberkarbon-Sandsteine einer NW-SE streichenden Hochscholle auf die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Gasführung untersuchen. Die Bohrungsinformationen aus der näheren Umgebung ließen für diese Hochscholle zwar eine Gasführung in den Sandsteinen vermuten, einen Unsicherheitsfaktor stellt aber die Möglichkeit der wirtschaftlichen Förderung dar. Aufgrund der schlechten Reservoireigenschaften (Tight Gas Reservoir) waren die Testergebnisse in den umliegenden Bohrungen meist ernüchternd. Die Bohrung Cappeln Z3a gehört neben anderen Bohrungen zu einer Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Ziel der Bohrung war, in strukturböschungster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädern und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Da die Zechstein-Produktionsbohrung Cappeln Z3 aufgrund hohen Wasseranfalls eingeschlossen war, bot sich für die Erschließung des Karbons eine Vertiefung dieser Bohrung an. Die Vertiefung Cappeln Z3a hat die Sandsteine des Oberkarbon gasführend aufgeschlossen und wurde wie geplant bei 4150 m eingestellt. Anfang des Jahres 2011 wurden die ersten Frac-Behandlungen durchgeführt.

Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe sollte die Bohrung **Goldenstedt Z23** (EMPG) (Anl. 2) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschließen.

Ziel der Bohrung war entsprechend der Cappeln Z3a, in strukturböschungster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädern und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Dabei sollen auch neue Technologien getestet werden (z.B. expandable Liner). Auch diese Bohrung gehört zu der Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Die Bohrung hatte bereits in 2009 begonnen und stand zum Jahresende 2009 bei 4236 m im basalen Zechstein. Nachdem die Bohrung Top Oberkarbon etwa 80 m höher als erwartet angetroffen und knapp 700 m Oberkarbon gasführend aufgeschlossen hatte, wurde sie bei 4930 m eingestellt. Nach der Durchführung von 13 Frac-Behandlungen in unterschiedlichen stratigraphischen Niveaus wurde die Bohrung getestet. Im Januar 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

Die Bohrung **Greetsiel-West Z1** (EMPG) (Anl. 2) hatte das Ziel, die Sandsteine des Rotliegend auf einem tektonische Block südwestlich des Gasfeldes Greetsiel zu erschließen. Der Block ist nach der Interpretation der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 durch eine NW-SE verlaufende Störung vom Feldesbereich getrennt und es wurde erwartet, das Reservoir über dem aus dem Feld Greetsiel bekannten Gas-Wasser-Kontakt gasführend und unter initialen Druckbedingungen anzutreffen. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend weniger Meter höher als prognostiziert angetroffen und wurde bei 4220 m in der Dethlingen-Formation eingestellt. Nach den Testergebnissen auf den gasführenden Wustrow- und Ebstorf-Sandstein war der angetroffene Lagerstättendruck gegenüber dem initialen Druck des Feldes Greetsiel stark abgesenkt, aber lag auch noch deutlich über dem derzeitigen Lagerstättendruck, so dass eine eingeschränkte Verbindung zu dem Feldesbereich Greetsiel postuliert werden muss. Nach dem Aufbau der obertägigen Anlagen soll die Bohrung zur Produktion an eine Leitung angeschlossen werden. Bislang steht ein abschließendes Ergebnis aus.

Oberrrheingraben

Die Bohrung **Römerberg 2** (GDF SUEZ) (Anl. 2) hatte die Aufgabe, die Ausdehnung des Erdölfundes Römerberg nordnordöstlich der Römerberg 1 auf eine neue Teilscholle zu bestätigen. Bezogen auf die Landepunkte an der Oberkante des Trägers beträgt die Entfernung der beiden Bohrungen etwa 1,7 km. Das Zielgebiet war noch durch den nördlichen Randbereich der 3D-Seismik abgedeckt. Die Bohrung hat den Buntsandstein nur wenige Meter tiefer als prognostiziert und das Reservoir ölführend angetroffen und wurde bei 2717 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend erfolgten

umfängliche Testarbeiten. In 2010 wurde die Bohrung ölfündig gemeldet.

Mit der Bohrung **Römerberg 3** (GDF SUEZ) (Anl. 2) wurde die Erkundung des jüngsten deutschen Erdölfundes weiter fortgesetzt. Sie soll die Ausdehnung des Erdölfundes auf eine neue Teilscholle westlich der Römerberg 2 nachweisen und zusätzlich den Muschelkalk hinsichtlich möglicher Ölführung testen. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt bezogen auf die Oberkante des Oberen Buntsandstein etwa 350 m vom Landepunkt der Römerberg 2 entfernt. Zum Jahresende 2010 stand die Bohrung bei 900 m im Tertiär.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) (Anl. 1) wurde nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebenen Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises gebohrt. Die Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2 Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang

ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstättensimulation geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt. Nach den Testergebnissen ist der Träger entgegen den Erwartungen hoch verwässert. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung steht noch nicht fest.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen blieb 2010 auf dem Niveau von 2009; mit 36 war es gegenüber 2009 eine Bohrung mehr. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht die Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen bzw. ihre Endteufe noch nicht erreicht haben. Zusätzlich waren weitere 19 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2010 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2010 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Insgesamt 29 Bohrungen haben ein endgültiges Ergebnis erhalten, davon waren 21 erfolgreich. 19 dieser 21 Bohrungen waren öl- oder gasföndig und zwei hatten ihr Ziel erreicht. Das

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2010. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Nordsee</i>							
J10-1*	GDF SUEZ	2584350	6034334	fehl	Rotliegend	5170,0	Rotliegend
L1-2	Wintershall	2517075	5973719	fehl	Rotliegend	4320,0	Rotliegend
<i>Weser-Elbe</i>							
Böstlingen Z1*	RWE Dea	3553086	5848041	n.k.E.	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
Böstlingen Z2	RWE Dea	3551904	5849150	Ziel erreicht	Rotliegend	5686,0	Rotliegend
Böstlingen Z2a	RWE Dea	3551904	5849150	n.k.E.	Rotliegend	6345,0	Rotliegend
Quellenburg 1	RWE Dea	3603994	5826815	fehl	Dogger Beta	1653,0	LiasZeta
Quellenburg 1a	RWE Dea	3603994	5826815	fehl	Dogger Beta	1600,0	Dogger
<i>Weser-Ems</i>							
Bad Laer Z2	EMPG	3439647	5774835	n.k.E.	Oberkarbon	1850,0	Oberkarbon
Damme 2a*	EMPG	3449904	5817994	n.k.E.	Lias Epsilon	3333,0	Lias Delta
Damme 3*	EMPG	3449843	5817842	n.k.E.	Wealden	1610,0	Serpulit-F.
Niedernwöhren 1*	EMPG	3509890	5802920	n.k.E.	Wealden	1034,5	Wealden
Oppenwehe 1*	EMPG	3465361	5817022	n.k.E.	Wealden, Lias	2660,0	Lias Delta
Osnabrück-Holte Z2	EMPG	3442518	5788896	n.k.E.	Oberkarbon	1930,0	Oberkarbon
Schlahe 1*	EMPG	3485224	5835016	n.k.E.	Wealden, Lias	1485,0	Lias Delta
<i>Alpenvorland</i>							
Assing R1*	RAG	4552627	5315891	n.k.E.	Rupel	3570,0	Rupel
Reisach A1*	RAG	4561510	5303092	fehl	Aquitain	2560,0	Chatt
Wiedmannsfelden A1	RAG	4568397	5310047	fehl	Aquitain	2400,0	Aquitain
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Elbe</i>							
Lüchow Z1	GDF SUEZ	4440378	5864986	n.k.E.	Rotliegend	3440,0	Rotliegend
Ostervesede Z1a*	EMPG	3537246	5888098	fehl	Rotliegend	5500,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Cappeln Z3a	EMPG	3438619	5852344	n.k.E.	Oberkarbon	4150,0	Oberkarbon
Goldenstedt Z23	EMPG	3453509	5846248	n.k.E.	Oberkarbon	4930,0	Oberkarbon
Greetsiel-West Z1	EMPG	2572994	5929190	n.k.E.	Rotliegend	4220,0	Rotliegend
<i>Oberrheintal</i>							
Römerberg 2*	GDF SUEZ	3460483	5467373	ölföndig	Ob. Buntsandst.	2717,0	Buntsandst.
Römerberg 3	GDF SUEZ	3460510	5467351	bohrt	Ob. Buntsandst.		
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Alpenvorland</i>							
Bedernau 1*	Wintershall	4379570	5331335	n.k.E.	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-S.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2010; *: Endteufe vor 2010 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“ sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern konnten. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht ha-

ben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2010.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 23	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 23M1	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Meckelfeld-West 1a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Soltau Z2a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Sottorf-Ost 3a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z5a	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Walsrode-West Z4a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Bockstedt H3a*	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	fehl
Bramhar 17a	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Goldenstedt Z10a*	EMPG	Karbon-Sandsteine	gasfündig
Goldenstedt Z16a*	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Hengstlage-Nord Z5a	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Hengstlage-Nord Z8	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Leer Z5*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Quaadmoor Z5*	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Sage Z5*	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Siedenburg Z6c	EMPG	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Staffhorst Z1a	Wintershall	Stassfurt-Karbonat	gasfündig
Uchte T9	Wintershall	Mittlerer Buntsandstein	ruht
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 44a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 53Aa	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 79A	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 309	Wintershall	Bentheim-Sandstein	bohrt
Emlichheim 310	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 406	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 410	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 411	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 682a	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Oberrheintal</i>			
Römerberg 0a*	GDF SUEZ	Oberer Buntsandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 91a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			
Status mit Stand vom 31. Dezember 2010			* : Endteufe vor 2010 erreicht

1.3 Bohrmeterleistung

Das Jahr 2010 hat einmal mehr gezeigt, dass die Bohrmeterleistung hohen jährlichen Schwankungen unterliegt. So wechseln sich seit einigen Jahren relative Minima und Maxima im jährlichen Zyklus ab. Die Schwankungsbreite variiert zwischen ungefähr 50 000 und knapp 70 000 Bohrmeter. Nachdem 2009 ein „gutes“ Jahr war, ist die Bohrleistung in 2010 gegenüber dem vorangehenden Jahr um 22 Prozent oder fast 15 000 m auf ca. 51 000 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 vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Die Bohrleistung in 2010 lag um etwa 10 500 m oder 17 Prozent deutlich unterhalb dieses Mittelwertes. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief unterschiedlich. Während in der Exploration ein leichter Anstieg zu verzeichnen war, so lag die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung nur geringfügig über dem historischen Tiefstand von 1992.

In der Exploration sind die Bohrmeter um 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf über 28 000 m gestiegen. Sie lagen damit um 17 Prozent über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Dieser Wert entspricht einem Anteil von etwa 55 Prozent der gesamten Bohrmeter, der damit um 16 Prozentpunkte über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter deutlich um 41 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf etwa 23 000 m abgenommen. Wie bereits weiter oben angesprochen ist die Ursache dieses Rückganges der Umstand, dass bei gleicher Anzahl der Bohrungen wie im Vorjahr mehr kürzere Ablenkungen und mehr flachere Ölbohrungen gebohrt wurden. Der Anteil von etwa 45 Prozent an den gesamten Bohrmeter ist gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 61 Prozent stark unterdurchschnittlich.

Die regionale Verteilung zeigt ein gewohntes Bild. Der überwiegende Anteil der Bohrmeter entfiel auf Niedersachsen. Aufgrund der unterdurchschnittlichen Werte in Bayern, Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz war der Anteil Niedersachsens mit 89 Prozent in 2010 jedoch überdurchschnittlich groß (Tab. 4). Der absolute Anteil Niedersachsens lag um 1800 m oder 4 Prozent über dem Vorjahreswert.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2005 bis 2010, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2005	65024	100	193	0,3	7661	11,8	9193	14,1	-	-	11392	17,5	36283	55,8	302	0,5
2006	53415	100	346	0,6	9331	17,5	10185	19,1	-	-	3331	6,2	29806	55,8	416	0,8
2007	67410	100	-	-	21142	31,4	15698	23,3	-	-	-	-	27082	40,2	3489	5,2
2008	57481	100	-	-	14412	25,1	5522	9,6	-	-	1475	2,6	36072	62,8	-	-
2009	66201	100	-	-	15285	23,1	9632	14,5	1525	2,3	3108	4,7	36651	55,4	-	-
2010	51411	100	-	-	18279	35,6	9792	19,0	-	-	-	-	23135	45,0	205	0,4
Mittelwert 2005-2009	61906	100	108	0,2	13566	21,9	10046	16,2	305	0,5	3861	6,2	33179	53,6	841	1,4

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2010 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	930,0	-	-	-	-	-	930,0	1,8
Niedersachsen	17349,0	8892,0	-	-	19099,6	204,7	45545,3	88,6
Rheinland-Pfalz	-	900,0	-	-	-	-	900,0	1,8
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	4035,5	-	4035,5	7,8
Gebiet								
Nordsee	4320,0	-	-	-	-	-	4320,0	8,4
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	4035,5	-	4035,5	7,8
Elbe-Weser	9249,0	3440,0	-	-	7402,4	-	20091,4	39,1
Weser-Ems	3780,0	5452,0	-	-	5782,6	-	15014,6	29,2
Westlich der Ems	-	-	-	-	5914,6	204,7	6119,3	11,9
Oberheintal	-	900,0	-	-	-	-	900,0	1,8
Alpenvorland	930,0	-	-	-	-	-	930,0	1,8

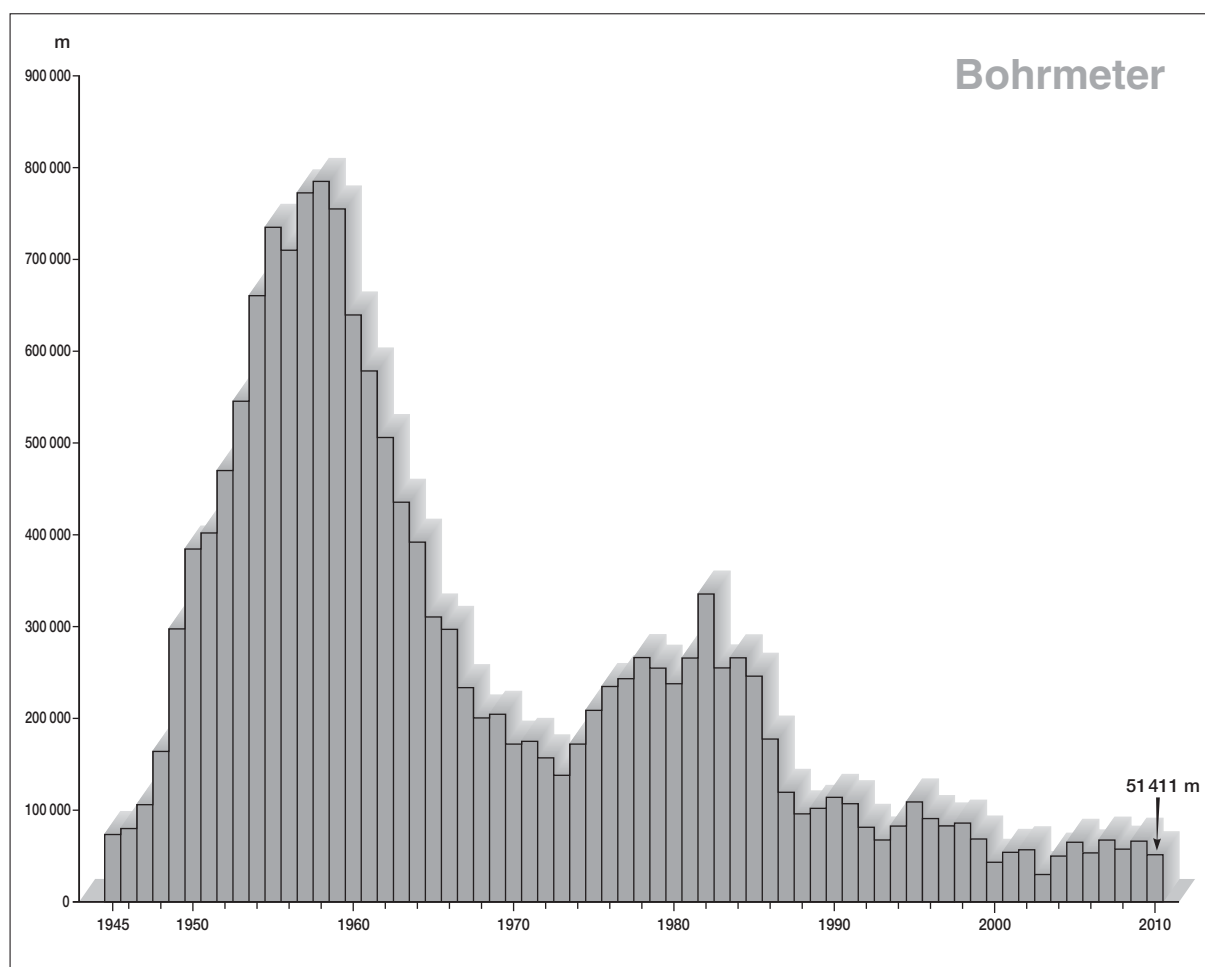


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2010.

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.

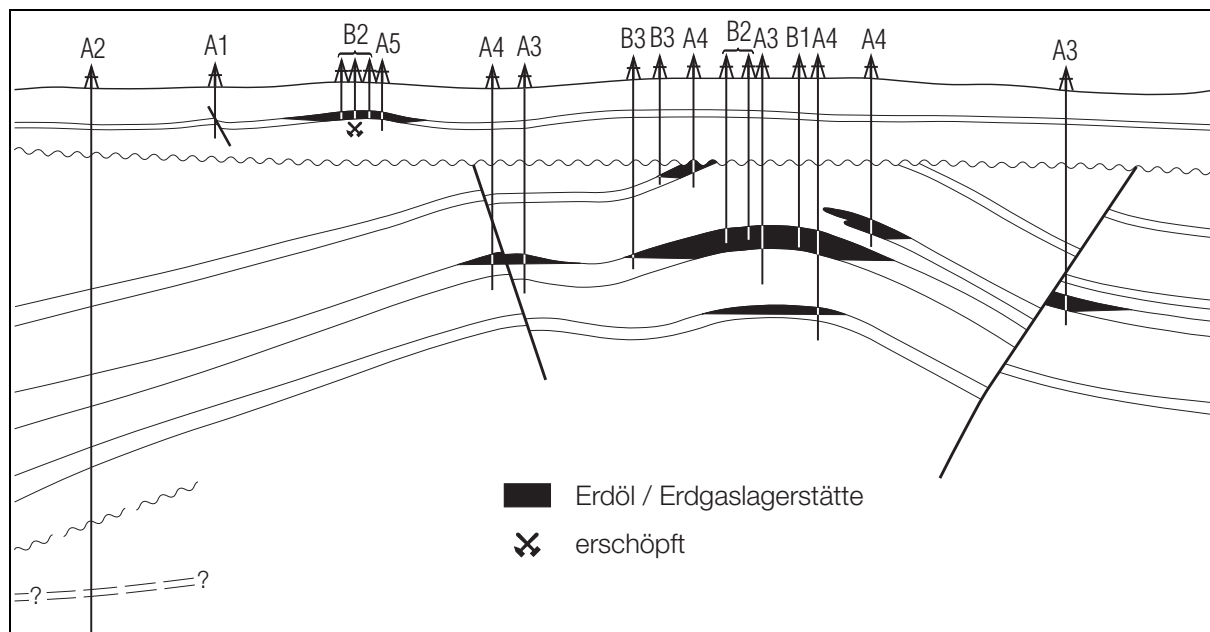


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Angesichts der in den letzten Jahren zahlreichen, neu vergebenen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen waren die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas sehr verhalten. Es wurden lediglich 111 Profilkilometer 2D-Seismik akquiriert (Tab. 5). Gemessen am fünfjährigen Mittel von knapp 200 Profilkilometer 2D-Seismik und knapp 500 km² 3D-Seismik war 2010 damit ein sehr unterdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2010 wurden keine 3D-seismischen Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Kohlenwasserstofflagerstätten oder nach Speichermöglichkeiten für Erdgas durchgeführt. In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt.

2D-Seismik

In 2010 wurden drei Surveys akquiriert. In dem Erlaubnisgebiet Grimmen 2 in Mecklenburg-Vorpommern wurde im Auftrag der CEP Central European Petroleum GmbH der Survey „Barth 2009“ um eine Linie mit einer Länge von

ca. 1 km verdichtet. Die Linie verläuft über der Lokation der im ersten Quartal 2011 begonnen Aufschlussbohrung Barth 11.

Im brandenburgischen Erlaubnisgebiet Lübben der CEP Central European Petroleum GmbH wurde der Survey „Lübben 2010“ akquiriert. Der Survey hat einen Umfang von 80 Profilkilometern.

Die GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH ließ in ihrem rheinland-pfälzischem Erlaubnisgebiet Römerberg den 2D-Survey „Römerberg Südwest“ im Umfang von 30 Profilkilometern durchführen. Dieser Survey war nicht wie üblich als Reflexionsseismik ausgelegt, sondern als passive Seismik. Es war der erste Einsatz dieser Technologie zur Erdöl- und Erdgaserkundung in Deutschland.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2010 (nach Angaben der Bergbehörden und explorierenden Firmen).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	81	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	30	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	-	111	-

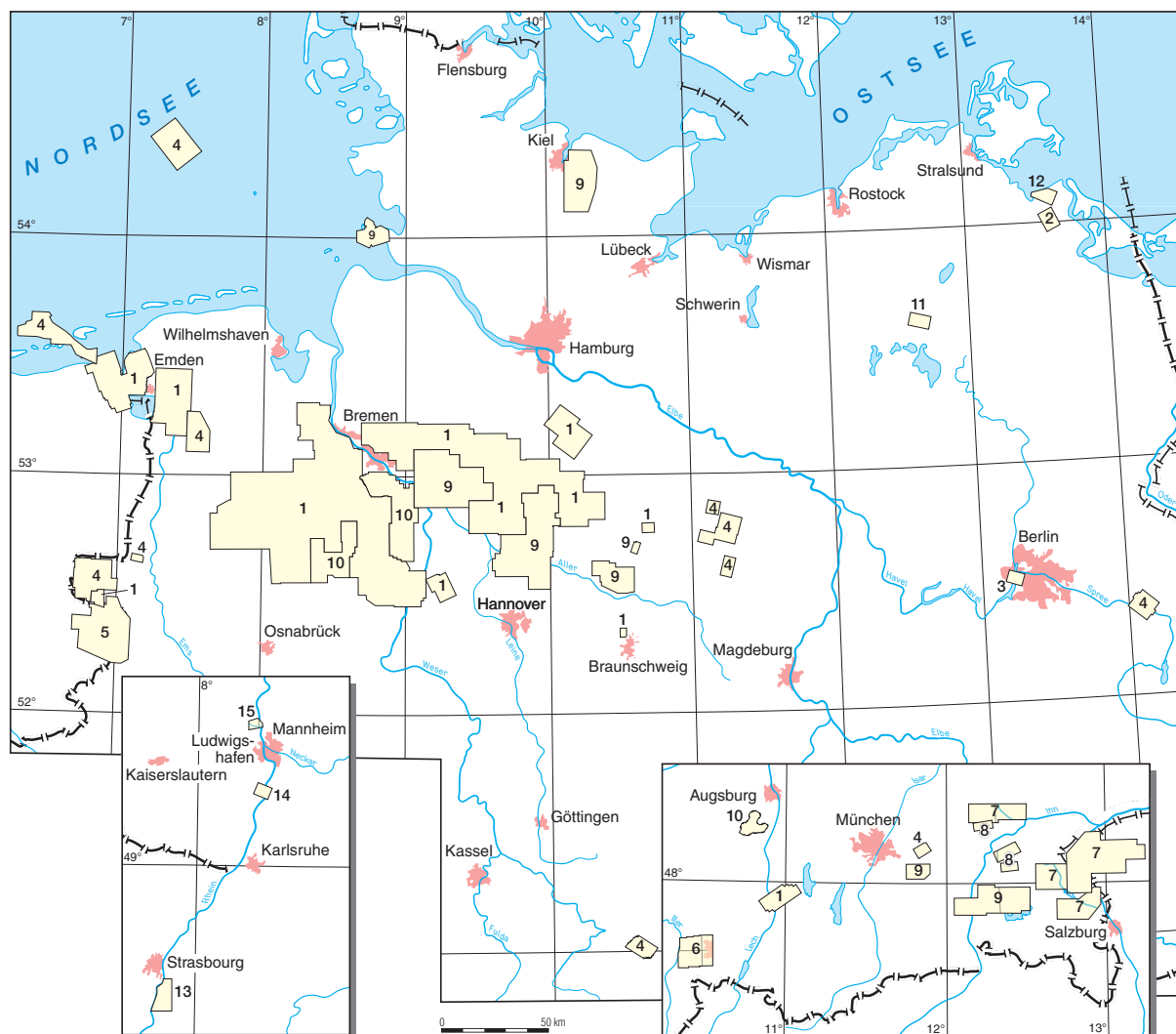


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: DrillTec, 14: FGT, 15: GTK.

3 Konzessionswesen

Vor allem durch das anhaltende Interesse an der Erkundung des Untergrundes nach nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten (Shale Gas und Kohleflözgas) ist die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete weiter angewachsen. Insgesamt umfasste die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen Ende 2010 etwa 97 000 km². Damit hat sich die Fläche gegenüber dem Vorjahr um fast 5 000 km² vergrößert und das, obwohl Erlaubnisse mit einer Fläche von mehr als 7000 km² erloschen sind.

Da sich Erlaubnisgebiete zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisgebieten zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, ist die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und beträgt etwa 94 000 km².

Die neu erteilte Fläche von etwa 12000 km²

verteilt sich vor allem auf ein halbes Dutzend Erlaubnisfelder in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Niedersachsen, die an die BNK Petroleum Inc. und die Wintershall Holding GmbH zur Erkundung des Untergrundes nach nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten vergeben worden sind.

Der überwiegende Teil der Fläche von mehr als 7000 km², in denen Erlaubnisgebiete erloschen sind, entfällt auf die ehemaligen Erlaubnisse Brandenburg-Süd und 20008/67 (J-Blöcke der Nordsee).

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

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2010.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
25	Breisach II	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
20	Teising	Nasser Berg GmbH	Bayern
04001	Scharnhorst-Restfläche	RWE Dea AG	Niedersachsen
09002	Wolfsburg	BNK Petroleum Inc.	Niedersachsen
09003	Aschen	Realm Energy Operations Corporation	Niedersachsen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH, u.a.	Nordrhein-Westfalen
22	Hagenbach	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
24	Maximiliansau	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
1	Harz-Börde	BNK Petroleum Inc.	Sachsen-Anhalt
1	Seeadler	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
2	Steinadler	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
Erloschene Erlaubnisse			
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Mauerkirchen (großräumige Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
5	Brandenburg-Süd	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Brandenburg
6	Guben I	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
04001	Scharnhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
23	Isabel	ThyssenKrupp Real Estate GmbH	Nordrhein-Westfalen
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, E.ON Ruhrgas E&P GmbH	Nordsee
12	Edenkoben	Willi Endisch GbR, Evonik New Energies GmbH, Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2010.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuchg.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
16	Nasser Berg	Nasser Berg GmbH	Bayern
17	Mering	Bell Exploration Ltd.	Bayern
18	Bruckmühl (großr. Aufsuchung)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
20	Teising	Nasser Berg GmbH	Bayern
Bergamt Stralsund			
2	Grimmen 2	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik 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 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
24	Mevissen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
36	Ibbenbüren-Gas	DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
47	Falke	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
50	Rheinland	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
51	Ruhr	Wintershall Holding GmbH	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH, u.a.	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
022	Bedekaspele-Erweiterung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
038	Hümmeling	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein

Fortsetzung Tab. 7			
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen, Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
04001	Scharnhorst-Restfläche	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
06002	Lüdersfeld	Archimedes Facility-Management GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche-Erweiterung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Vekleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
07001	Eiderstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
08003	Simonswolde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
09002	Wolfsburg	BNK Petroleum Inc.	Niedersachsen
09003	Aschen	Realm Energy Operations Corporation	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, RWE Dea AG, EWE Energie AG, BASF	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding GmbH, RWE Dea AG, EWE Energie AG	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding GmbH	Nordsee
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
3	Lübben	Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes Explorationsgesellschaft mbH, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	FirstGeoTherm GmbH	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
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Osthofen	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
22	Hagenbach	HEEAG Erste Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
24	Maximiliansau	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt			
1	Harz-Börde	BNK Petroleum Inc.	Sachsen-Anhalt
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Evonik New Energies GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	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
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding GmbH.	Baden-Württemberg
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
24	Saulgau-Wangen	Bell Exploration Ltd., Concorde Energy LLC	Baden-Württemberg
25	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
Thüringer Landesbergamt			
1	Seeadler	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
2	Steinadler	BNK Petroleum Inc.	Thüringen
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

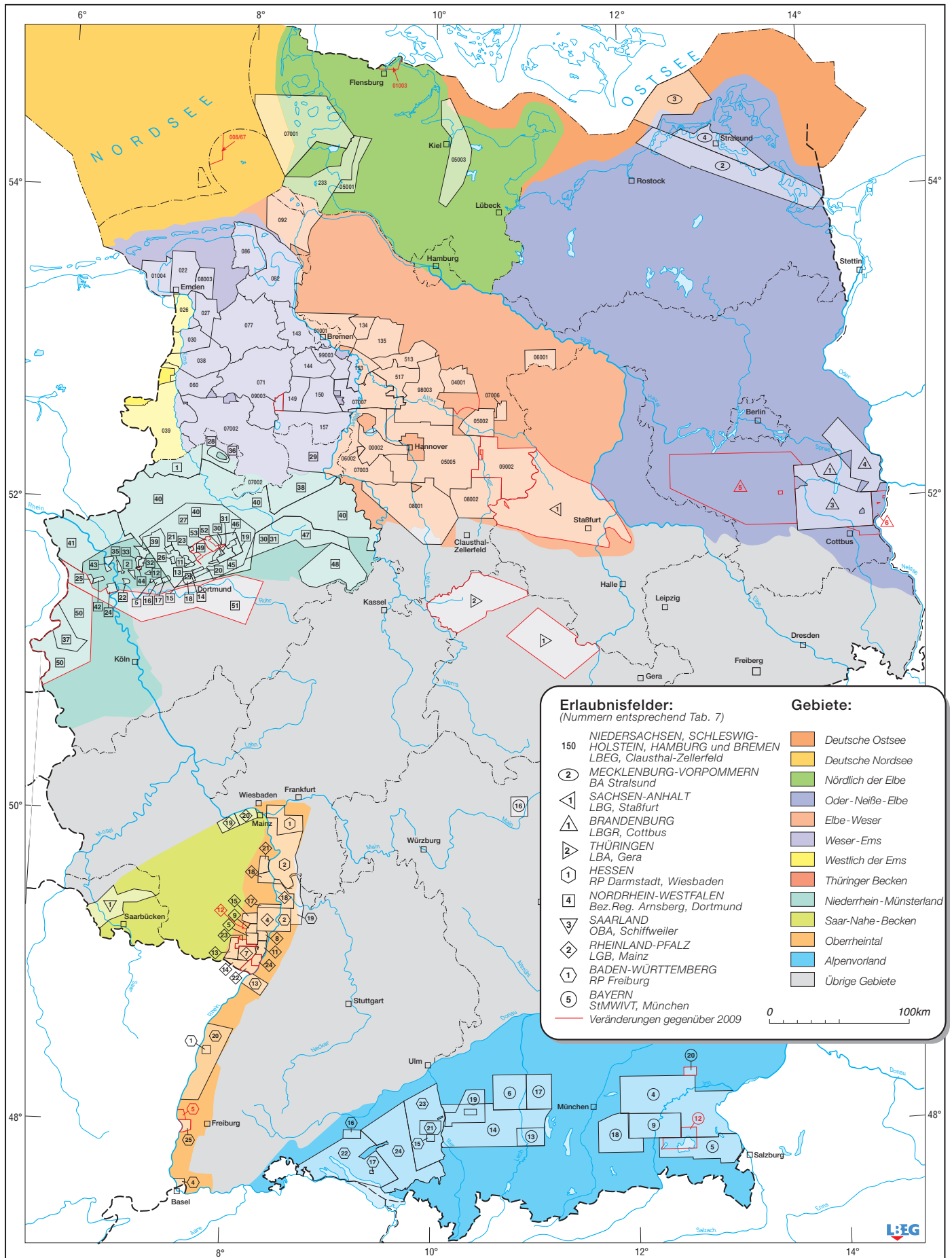
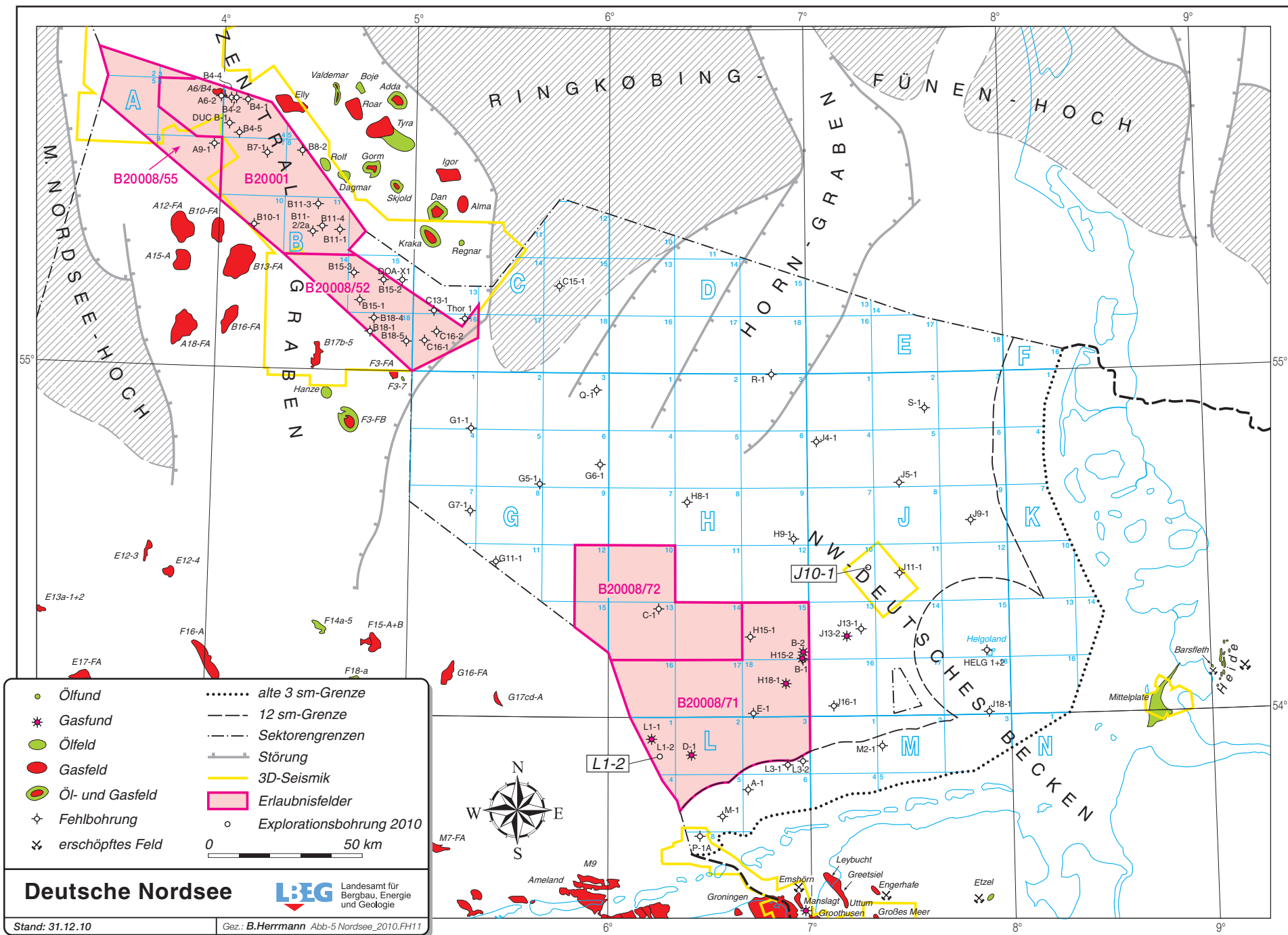


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2010. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

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



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2010 wurden in Deutschland 2,5 Mio. t Erdöl einschließlich Kondensat (1,2 Prozent) gefördert (Tab. 8). Damit war die Produktion weiterhin rückläufig und ist im Vergleich zu 2009 um rund 300 000 t oder 12 Prozent zurückgegangen.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen Deutschlands lagen weiterhin in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Felder in diesen beiden Bundesländern zusammen 93,3 Prozent der deutschen Gesamtproduktion (Tab. 8). Der Anteil Niedersachsens an der deutschen Jahresförderung betrug 39,3 Prozent und stieg damit geringfügig gegenüber 2009 (37 %).

In 2010 kamen 54 Prozent der inländischen Ölförderung aus Mittelplate/Dieksand, dem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein. Dessen Anteil an der Gesamtförderung hat gegenüber 2009 weiter leicht abgenommen. Auch in den reifen Erdölprovinzen Niedersachsens war die Erdölförderung in 2010 gegenüber dem Vorjahr rückläufig.

Der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch im Jahre 2010 lag nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemein-

schaft Energiebilanzen (AGEB 2011) bei 109,7 Mio. t. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Verbrauch damit um 1,3 Prozent. Ohne den höheren Einsatz von Biokraftstoffen hätte der Zuwachs beim Mineralöl rund 4 Prozent betragen. Zum Anstieg des Ölverbrauchs hat im Wesentlichen der gute Konjunkturverlauf wie auch die kühle Witterung beigetragen.

2,7 Prozent des Erdölverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland wird durch Produktion aus heimischen Lagerstätten gedeckt.

Die Reingasförderung in Deutschland ging gegenüber 2009 erneut zurück. Sie sank um fast 2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ auf nunmehr 12,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Dies entspricht einer Abnahme von 12,4 Prozent. Bezogen auf den Brennwert (H_o) von $9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ errechnet sich nach vorläufigen und z.T. geschätzten Angaben (AGEB 2011) für 2010 ein um 4,2 Prozent auf rund 95,85 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gestiegener Erdgasverbrauch. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion und ebenfalls gestiegenem Erdgasverbrauch konnte die inländische Erdgasförderung den Verbrauch in Deutschland zu 11 Prozent decken.

In der Erdgasförderung (Rohgas) war Nieder-

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2010.

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	497	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	30 036	1,2	5 393 717	0,0	1 234 272	1,5	6 627 989	0,0
Brandenburg	16 565	0,7	-	-	5 366 030	6,6	5 366 030	0,0
Hamburg	16 513	0,7	-	-	367 323	0,5	367 323	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3 971	0,2	-	-	658 039	0,8	658 039	0,0
Niedersachsen	985 743	39,3	12 700 238 953	93,5	53 587 323	66,0	12 753 826 276	93,3
Rheinland-Pfalz	102 744	4,1	-	-	1 485 096	1,8	1 485 096	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	526 570 329	3,9	-	-	526 570 329	3,9
Schleswig-Holstein	1 355 105	54,0	324 689 989	2,4	18 475 553	22,8	343 165 542	2,5
Thüringen	-	-	27 479 568	0,2	-	-	27 479 568	0,2
Summe	2 511 174	100	13 584 372 556	100	81 173 636	100	13 665 546 192	100

sachsen mit einem Anteil von 93,5 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland. Regional stammte das Erdgas dabei überwiegend

aus den Fördergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser (Tab. 8, Tab 15 und Anl. 2).

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2010 lag mit 2,5 Mio. t leicht unter der des Vorjahres von 2,8 Mio. t (Tab. 9 und Anl. 5). Der 12-prozentige Rückgang der Gesamtförderung in 2010 ist maßgeblich durch die weiter rückläufige Produktion in Mittelplate/Dieksand begründet.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Fördergebieten. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Erdölfelder waren.

2010 sind keine neuen Erdöl- oder Erdgasfelder hinzugekommen. Die Anzahl der produzierenden Felder bleibt wie 2009 bei 50.

Nach Reparaturarbeiten an den Sonden älterer Erdölfelder in den letzten Jahren, stieg die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden zum Stichtag 31. Dezember 2010 um 14 auf nunmehr 1128 an (Tab. 9).

Mit einer Jahresförderung von über 70 000 Tonnen etabliert sich das neue Erdölfeld Rö-

merberg in Rheinland-Pfalz unter den zehn förderstärksten Feldern. Letztere erbrachten zusammen rund 86 Prozent der Förderung in 2010. Allerdings unterscheiden sich die Fördermengen der einzelnen Felder beträchtlich. So lag die jährlichen Fördermengen von Mittelplate/Dieksand mit 1,34 Mio. t fast um den Faktor sechs höher als die Produktion des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,23 Mio. t.

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate/Dieksand im Gebiet nördlich der Elbe war auch 2010 mit Abstand das förderstärkste Feld Deutschlands. Von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog wurden mit jetzt 25 Förderbohrungen 53,4 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Daraus errechnet sich für dieses Feld eine durchschnittliche Jahresfördermenge von 53 630 t pro Bohrung.

Gleichwohl nahm die Förderung in Mittelplate/Dieksand gegenüber 2009 noch einmal deutlich ab, und zwar um 14,7 Prozent. Dieser Rückgang ist zum großen Teil auf die abnehmende Förderung aus den hochkapazitiven Dogger Delta- und Epsilon-Sandsteine zu erklären. Jetzt konzentriert man sich auf die Erschließung des Dogger Beta-Sandsteins, wel-

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2006 bis 2010.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2006	3,515	110,496	44	1 082
2007	3,415	108,728	44	1 122
2008	3,054	98,652	45	1 119
2009	2,800	90,221	50*	1 114
2010	2,511	81,174	50	1 128

*Anstieg in 2009 durch Neuordnung der Felder und ein neues Feld bedingt

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2010.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2010	kumulativ	2010	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee							
	A6 / B4*	1974	Wintershall	14 351	754 818			*
SH	Nördlich der Elbe							
	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	1 340 754	25 264 849	18 475 553	349 409 489	25
	Reitbrook-Alt	1937	GDF SUEZ	9 374	2 572 773	242 303	55 456 216	18
	Reitbrook-West / Allermöhe	1960	GDF SUEZ	4 895	3 381 580	86 163	52 913 906	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				20 044 746		880 593 612	
	Summe Gebiet			1 355 022	51 263 949	18 804 019	1 338 373 223	52
BB	Oder/Neiße-Elbe							
	Kietz	1987	GDF SUEZ	16 565	226 573	5 366 030	69 795 470	2
	Lütow	1965	GDF SUEZ	2 524	1 331 843	423 369	643 896 603	6
	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 447	108 676	234 670	26 044 600	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 554 781		613 914 857	
	Summe Gebiet			20 536	3 221 872	6 024 069	1 353 651 530	10
NI	Elbe-Weser							
	Eddesse (-Nord) / Abbensen	1876	GDF SUEZ	2 090	887 099	23 615	16 527 051	15
	Eldingen	1949	EMPG	7 864	3 293 901	52 985	26 886 121	19
	Hankensbüttel	1954	E / R	26 870	14 955 928	570 440	366 929 807	25
	Höver	1956	GDF SUEZ	1 445	347 395	72 958	12 388 264	9
	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	12 331	3 412 412	106 294	27 789 374	16
	Lüben	1955	EMPG	7 111	1 916 291	116 784	10 175 091	7
	Lüben-West / Bodenteich	1958	EMPG	11 068	510 121	136 813	4 367 839	8
	Nienhagen	1861	E / W	3 454	6 945 569	28 130	2 737 622	10
	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	10 954	1 513 883	1 112 105	78 381 965	17
	Rühme	1954	EMPG	28 604	2 158 891	203 562	19 993 259	36
	HH/NI Sinstorf	1960	GDF SUEZ	2 623	2 985 894	45 420	53 577 605	3
	NI Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 689	115 470			*
	NI Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 400	92 642			*
	NI Völkersen / Völkersen-Nord*	1992	RWE Dea	1 280	11 002			*
	NI Vorhop	1952	G / R	17 753	2 912 909	2 016 762	177 187 567	22
	NI Wittingen	1963	GDF SUEZ	31	79 854	-	1 067 906	-
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 442	59 914			
	Summe Gebiet			140 009	76 794 747	4 485 868	2 122 867 821	187
NI	Weser-Ems							
	Barenburg	1953	EMPG	31 599	6 923 303	2 864 742	512 109 094	30
	Bockstedt	1954	Wintershall	15 897	3 533 582	440 660	66 427 168	15
	Börger / Werlte	1977	GDF SUEZ	-	124 518	-	6 186 067	-
	Bramberge	1957	GDF SUEZ	119 801	19 414 731	11 797 000	1 049 205 748	49
	Düste / Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	4 534	2 660 940	133 937	129 202 480	11
	Düste / Wietingsmoor (Valendis)	1954	W / E	15 036	3 894 223	728 430	81 698 742	29
	Groß Lessen	1969	EMPG	11 736	3 411 050	761 394	90 827 532	5
	Hagen	1957	EMPG	641	137 800	43 363	10 966 536	1
	Harne	1956	EMPG	-	343 153	-	51 376 018	-
	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 067	2 281 311	343 395	221 020 492	9

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *: Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14.
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2010.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2010	kumulativ	2010	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Liener / Garen	1953	EMPG	537	117 709	20 385	7 191 965	3
NI	Löningen	1960	EMPG	6 054	693 771	2 041 924	328 679 418	6
NI	Matrum	1982	EMPG	1 841	179 309	211 932	18 536 331	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 826	1 077 731	31 718	62 199 794	10
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	219	28 742	11 800	1 452 711	1
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	5 968	1 009 519	586 994	25 906 789	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	14 675	4 124 965	1 679 881	350 437 128	55
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	10 094	2 683 701	1 176 163	287 309 341	13
NI	Welppe / Bollermoor	1957	EMPG	5 760	1 966 850	381 324	548 305 383	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 058	106 609			
	Summe Gebiet			255 342	58 416 569	23 255 042	4 113 521 680	257
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	14 121	1 717 961	446 244	58 845 688	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	146 084	9 717 709	1 999 185	139 447 827	90
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	121 192	18 616 992	8 440 686	1 754 152 986	143
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	24 421	3 147 049	1 365 063	146 656 212	18
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	17 862	191 109	328 204	3 976 756	2
NI	Rühle	1949	E / G	233 884	33 694 064	9 289 985	1 650 051 822	214
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	34 005	8 783 579	4 015 903	512 847 315	56
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 067	343 140			
	Summe Gebiet			592 636	79 407 661	25 885 270	4 910 210 506	532
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	10 532	1 346 957	251 380	29 909 378	11
RP	Landau	1955	Wintershall	21 142	4 417 216	382 923	15 722 672	68
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	70 431	142 632	532 560	1 109 787	2
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	639	38 553	318 233	13 472 617	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			102 744	7 586 704	1 485 096	96 410 232	82
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	23 731	1 375 638	1 195 900	92 332 677	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	1 536	141 783	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	4 697	11 350	38 372	255 711	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			570	22 462			
	Summe Gebiet			30 533	9 979 297	1 234 272	2 473 849 968	8
Kondensat der Erdgasförderung								
	Niederrhein-Münsterland				9 688			
	Thüringer Becken				32 657			
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
Summe Deutschland				2 511 174	287 484 650	81 173 636	16 426 706 960	1 128

E : EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH,

RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH.

kreide-Sandsteinen. In diesem ebenfalls bereits seit Jahrzehnten in Betrieb befindlichen Ölfeld konnte die Förderung gegenüber dem Vorjahr leicht gesteigert werden. In Emlichheim wurde auch 2010 eine Kampagne mit Neubohrungen begonnen. Im Durchschnitt wurden in Emlichheim in 2010 aus jeder der 90 Sonden 1623 t Erdöl gefördert.

Zur Erhöhung der Ausbeute wurden in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim die tertiären Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten fortgeführt. Diese „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) Maßnahmen hatten bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,5 Mio. t einen Anteil von 13,4 Prozent. Gegenüber 2009 stieg die Mehrförderung durch EOR um 1,6 Prozent auf nunmehr 332 445 t (Vorjahr 327 252 t). In 2010 lag der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei rund 93 Prozent.

Der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger nahm gegenüber dem Vorjahr (64 Prozent) weiter ab und liegt für 2010 bei 61 Prozent. Davon kam die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate im schleswig-holsteinischen Wattenmeer.

Mehr als ein Viertel der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sand-

steinen der Unterkreide (29 Prozent), z.B. in den Feldern Rühle, Bramberge, Emlichheim und Georgsdorf des Emslandes. An dritter Stelle kommen die Felder, die aus den Gesteinen des Malm fördern (3,6 Prozent), dicht gefolgt von der Triaslagerstätte des Feldes Römerberg mit 2,8 Prozent im Oberrheintal (Anl. 9).

Durch die fortschreitende Erschließung des Feldes Römerberg und der Fortführung der Bohrkampagne in Emlichheim ist eine positive Entwicklung der Fördermengen aus diesen Feldern in den nächsten Jahren zu erwarten.

Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug letztes Jahr 29 555 t, also etwa 1,2 Prozent der Gesamtförderung. Knapp die Hälfte der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Dort wurde im Vergleich zum Vorjahr (24 578 t) mit 14 351 t 42 Prozent weniger Kondensat gefördert. Grund ist auch hier die natürliche Erschöpfung der Lagerstätte (Tab. 10 und 11).

Bis Ende 2010 sind in Deutschland ca. 287 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht gut 32 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 888 Mio. t in den Lagerstätten (Anl. 13).

4.2 Erdgasförderung

In 2010 wurde in Deutschland erneut deutlich weniger Erdgas in Feldesqualität (Rohgas) gefördert als ein Jahr zuvor. Waren es in 2009 noch 15,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Erdgas, so lag die Förderung aus heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr 2010 bei 13,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Diese Menge entspricht einem Volumen von 12,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$.

Der Rückgang der Produktion um rund 12 Prozent ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und da-

mit einhergehend deren natürlichem Förderabfall zurückzuführen.

In 2010 wurden zusätzlich noch rund 81 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (66 Prozent) und Schleswig-Holstein (22,8 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 6 Prozent, anfällt (Tab. 8 und 13).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 80 Erdgasfelder in Produktion; im Vorjahr waren es

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2010 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2010 m ³ (V _n)	kumulativ m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	324 689 989	8 673 281 534	4
	Elbe-Weser					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	-	138 059 594	-
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	21 217 770	1 157 720 618	1
NI	Dethlingen	1971	E / R	179 393 245	23 097 019 436	5
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	-	276 536 328	-
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	69 039 961	2 243 749 158	3
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	343 670 398	10 101 369 587	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	8 638 327	956 924 160	2
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	219 882	149 386 616	-
NI	Rotenburg-Taaken	1982	E / R	1 931 409 029	53 567 164 639	30
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	526 570 329	208 543 800 450	143
NI	Söhlingen	1980	EMPG	907 594 332	38 711 299 700	22
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	74 785 241	6 176 191 118	3
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	49 294 038	2 470 725 033	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	25 084 679	1 322 477 223	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 314 800 390	15 468 656 724	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	409 983 440	12 550 437 038	9
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	RWE Dea	50 918 472	1 433 386 140	2
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	93 560 803	1 456 566 522	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				14 089 989 001	
	Summe Gebiet			6 006 180 336	394 202 486 585	252
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	105 419 800	5 120 743 560	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	621 012 045	16 278 654 455	10
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	85 719 730	3 270 870 785	3
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	110 566 072	5 854 458 742	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	111 261 571	16 678 364 000	6
NI	Barrien	1964	Wintershall	58 660 927	12 492 085 550	7
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	187 133 338	9 884 518 385	4
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	21 988 943	8 364 299 874	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	6 292 793	350 979 714	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	221 809 073	3 131 581 347	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	148 191 468	17 133 657 030	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	13 483 187	846 895 945	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	3 609 184	1 292 147 164	2
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	155 588 618	2 876 882 214	4
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 294 421 593	57 223 933 728	19
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	26 601 282	2 364 307 451	1
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	37 700	422 458 200	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 502 778	212 311 943	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Zech.)	1980	EMPG	816 034 419	32 466 484 611	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	446 273 926	63 108 274 559	13
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	191 642 045	25 094 941 907	13
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	416 545 105	14 976 493 969	5
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	5 734 019	164 506 059	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	35 862 400	649 858 800	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	1 225	2 313 460 152	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	5 666 021	449 110 565	2
NI	Manslagt	1990	EMPG	-	1 172 544 756	-
NI	Neubuchhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	9 636 158	2 565 893 721	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 121 098 906	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	35 050 189	8 495 021 511	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	202 689 726	14 053 818 961	10
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	147 024 455	32 020 293 319	8

BB: Brandenburg, BY: Bayern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
 Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2009.

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2010	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	634 885 860	26 916 259 359	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	30 506 515	971 246 896	1
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 775 900	177 161 900	1
NI	Uttum	1970	EMPG	57 381 940	1 167 445 207	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	6 599 163	110 631 397	1
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	8 355 653	69 618 460	1
NI	Varnhorn / Quaaadm. / Wöstendöllen ...	1968	EMPG	646 357 318	24 734 283 756	15
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	69 712 692	4 355 763 191	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	37 962 556	586 330 869	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				78 940 061 892	
	Summe Gebiet			6 981 997 387	505 893 561 337	196
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	17 116 000	688 524 130	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	2 036 286	762 195 124	2
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	3 822 000	3 542 580 300	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	10 593 325	3 251 190 908	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 612 966	931 573 641	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	31 108	2 907 688 288	-
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 405 690	222 563 999	2
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	14 261 109	951 663 368	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	3 685 400	240 432 400	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	4 036 600	1 323 718 100	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	28 664 200	5 475 553 600	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	8 585 300	3 410 579 200	3
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	11 775 300	519 338 100	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	4 800 300	893 049 400	2
NI	Ratzel (Karbon)	1965	GDF SUEZ	-	436 864 800	-
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	80 554 900	543 354 700	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	10 211 948	2 789 618 777	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	8 845 227	620 954 856	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	19 107 600	3 118 096 600	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	486 300	314 738 600	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 162 757 975	
	Summe Gebiet			238 631 559	38 803 505 576	37
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 496 667	87 448 088	3
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	471 700	298 800 238	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 403 410	269 225 013	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	22 107 791	1 932 416 866	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			27 479 568	6 176 148 253	23
Niederrhein-Münsterland						
NW	Ochtrup	1990	GDF SUEZ	-	248 997 700	-
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West	1971	RWE Dea	5 393 717	980 431 591	4
	aus aufgegebenen Vorkommen				16 542 874 284	
	Summe Gebiet			5 393 717	17 523 305 875	4
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberrheintal				1 052 490 217	
Summe Deutschland				13 584 372 556	973 752 380 045	516

E: EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH,

RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

82. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2010 fördernden Sonden ist von 436 auf 516 Sonden gestiegen. Ein Großteil davon sind im Gasfeld Salzwedel in Betrieb genommen worden. Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2010 aktiven Erdgasfelder.

Die im Vorjahr noch fördernden Felder Bahn- sen, Dreilingen und Einloh hatten in 2010 keine Produktion. Weiterhin ohne Produktion waren die Felder Adorf (Zechstein), Düste (Karbon), Manslagt (Rotliegend) Neubruchhausen (Zechstein), Ochtrup (Karbon) und Ratzel (Karbon).

Das Rotliegend-Feld Ostervesede/Ostervesede-SW im Gebiet zwischen Elbe und Weser hatte in 2010 zwar wieder eine geringe Förderung, die einzige Bohrung Ostervesede Z1a wurde aber noch im Verlaufe des Berichtsjahres endgültig für nicht fündig erklärt.

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2010 rund 325 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus 4 Bohrungen gefördert. Dabei sank die Förderung gegenüber 2009 weiter deutlich um etwa 19 Prozent. Dies geht wesentlich auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei positiven 391 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Im Rahmen der Erdgasförderung fielen hier 14 351 t Kondensat an. Letzteres gelangt über eine Pipeline zur Plattform F3-FB, die südlich von A6/B4 liegt und von einem niederländischen Erdöl&Erdgas-Unternehmen betrieben wird. In Vorratstanks

der Plattform wird das Kondensat bis zu seinem Abtransport durch einen Shuttle-Tanker zwischengelagert.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2010 insgesamt rund 208 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland. Im Berichtsjahr konnte die ehemals rückläufige Fördermenge aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel nochmals auf jetzt 527 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gesteigert werden. Das Erdgas aus Salzwedel weist allerdings einen hohen Stickstoffanteil aus und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.1) liegt. Die Reingasförderung betrug umgerechnet rund 192 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$.

Analog zu 2009 kamen auch in 2010 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung an Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern (Tab. 16).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Es förderte im Berichtszeitraum 1,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas aus dem Rotliegend. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 1,31 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 1,29 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ aus dem Feld Goldens- tedt/Visbek (Zechstein) (Tab. 16).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2006 bis 2010.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2006	19 666 649	110 496	19 777 144	83	503
2007	17 966 109	108 728	18 074 837	79	433
2008	16 448 570	98 652	16 547 222	81	442
2009	15 463 867	90 221	15 554 088	82	436
2010	13 584 373	81 174	13 665 546	80	516

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2008 bis 2010 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2008		2009		2010		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	491 487	3,0	402 098	2,6	324 690	2,4	8 673 282	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	246 756	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	6 921 504	42,1	6 808 749	44,0	6 006 180	44,2	394 202 487	40,5
Weser-Ems	8 810 523	53,6	8 011 780	51,8	6 981 997	51,4	505 893 561	52,0
Westlich der Ems	190 542	1,2	205 591	1,3	238 632	1,8	38 803 506	4,0
Thüringer Becken	28 393	0,2	26 698	0,2	27 480	0,2	6 176 148	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	6 121	0,0	8 950	0,1	5 394	0,0	17 523 306	1,8
Summe	16 448 570	100	15 463 867	100	13 584 373	100	973 768 136	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2009 und 2010 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2009		2010		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	in 2010
Rotenburg-Taaken (NI)	2 304 886	14,9	1 931 409	14,2	53 567 165	5,5	30
Völkersen (NI)	1 311 332	8,5	1 314 800	9,7	15 468 657	1,6	14
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 385 957	9,0	1 294 422	9,5	57 223 934	5,9	19
Söhlingen (NI)	1 033 908	6,7	907 594	6,7	38 711 300	4,0	22
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 001 245	6,5	816 034	6,0	32 466 485	3,3	11
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	667 327	4,3	646 357	4,8	24 734 284	2,5	15
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	738 707	4,8	634 886	4,7	26 916 259	2,8	10
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	784 100	5,1	621 012	4,6	16 278 654	1,7	10
Salzwedel (ST)	505 161	3,3	526 570	3,9	208 543 800	21,4	143
Hengstlage-Buntsandstein (NI)	483 056	3,1	446 274	3,3	63 108 275	6,5	13
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Niedersachsen ist weiterhin das Zentrum der deutschen Erdgasförderung mit einem Anteil von 93,5 Prozent. Die überwiegende Zahl aller in Deutschland fördernden Erdgasfelder liegt dort in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15). Im Untergrund Niedersachsens gibt es eine Reihe von Gesteinsschichten, die Erdgas enthalten. Das meiste Erdgas wird aus den Dolomiten des tieferen Zechstein und den Sandsteinen des oberen Rotliegend gefördert.

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2010 zu 41,8 Prozent auf den Zechstein und

zu 41,6 Prozent auf das Rotliegend (Anl. 10). Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (8 Prozent), des Oberkarbon (5,7 Prozent) und des Jura (2,8 Prozent).

Bis Ende 2010 sind in der Bundesrepublik Deutschland insgesamt rund 975 Mrd. m³(V_n) Erdgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht fast 68 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 1445 Mrd. m³(V_n) 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 vier Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

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

Wahrscheinliche Reserven (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

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

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

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2011 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2010			Produktion	Reserven am 1. Januar 2011		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2010	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	0,056	0,024	0,080	0,006	0,055	0,024	0,079
Niedersachsen	90,877	57,448	148,325	11,964	80,344	53,485	133,829
Sachsen-Anhalt	0,153	0,841	0,994	0,192	0,260	0,558	0,818
Schleswig-Holstein	1,257	0,122	1,378	0,392	0,819	0,614	1,433
Thüringen	0,026	0,003	0,029	0,017	0,015	0,018	0,032
Gebiet							
Nordsee	1,257	0,122	1,378	0,392	0,819	0,614	1,433
Elbe-Weser	41,511	35,137	76,648	5,803	32,989	31,498	64,487
Weser-Ems	48,410	22,753	71,163	6,084	46,436	21,942	68,377
Westlich der Ems	1,110	0,399	1,509	0,270	1,180	0,603	1,783
Thüringer-Becken	0,026	0,003	0,029	0,017	0,015	0,018	0,032
Alpenvorland	0,056	0,024	0,080	0,006	0,055	0,024	0,079
Summe Deutschland	92,369	58,438	150,807	12,572	81,494	54,698	136,192

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

Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas) betrug am 1. Januar 2011 10,8 Jahre und zeigt damit eine leichte Erholung des letztjährigen Tiefstwertes von 10,5 Jahren (Anl. 12). Die Ursache des leichten Anstieges ist die geringere Fördermenge in 2010 in Folge des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten.

Die Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven im Vergleich zum letzten Jahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen lagen am Stichtag 97,6 Prozent der gesamten Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 93,5 Prozent ist Niedersachsen die zentrale Erdgas-Förderprovinz. Hier wurden im vergangenen Jahr 13,6 Mrd. m³(V_n) Erdgas produziert. Das einheimische Erdgas bleibt somit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen.

Am Stichtag der Reservenabschätzung befanden sich rund 83 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 41,6 Prozent in Karbonatgesteinen des

Zechstein und 41,3 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (8,3 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (7,2 Prozent), sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägerhorizonten.

Die Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2010, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am 01. Januar 2011 auf 136,2 Mrd. m³(V_n) geschätzt und lagen damit 14,6 Mrd. m³(V_n) oder 9,7 Prozent unter denen des Vorjahres.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird unter anderem durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Über 80 Prozent des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 20). Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend, insbesondere bei den Kavernenspeichern.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist auf Grund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert. Sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und nicht vorhersagbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch durch eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise ist von Bedeutung, d.h. auch in Winterperioden kann

eine temporäre Einspeisung bzw. im Sommer eine Entnahme stattfinden.

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

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2011).

Bezugsland	Anteil in %	
	2009	2010
Deutschland	15	14
Niederlande	16	21
Norwegen	30	28
Russland	33	32
Dänemark/Großbritannien, sonst.	6	5

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2011).

Energieträger	Anteile in %	
	2009	2010
Mineralöl	34,8	33,6
Erdgas	21,9	21,8
Steinkohle	10,9	12,1
Braunkohle	11,2	10,7
Kernenergie	11,0	10,9
Erneuerbare Energien und Sonstige	10,2	10,9

Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgas-speicherung und damit die nationale Energie-versorgung.

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

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiterhin auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2011).

Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben des AGEB-Berichtes (2011) für Förderung, Import,

Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Förderung um rd. 13 Prozent auf 12,7 Mrd. m³(V_n) zurück. Der Gasverbrauch stieg um rd. 4 Prozent auf etwa 96,4 Mrd. m³(V_n).

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2010 (Stichtag: 31. Dezember 2010)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Koordinierungsausschuss Gasspeicher (K-UGS), dessen Geschäftsführung beim Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) in Hannover angesiedelt ist. Man findet die Daten sowohl im WEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschafts-

ministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle.

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernens-

¹ Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauchszahlen (AGEB 2011 und WEG 2011).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2009	2010	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	142	124	-13
Einfuhr	Mrd. kWh	922	957	4
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1064	1080	2
Ausfuhr	Mrd. kWh	140	174	25
Speichersaldo ²	Mrd. kWh	-20	36	
Verbrauch	Mrd. kWh	904	942	4
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mio. t. SKE	100,3	104,5	4
Volumenangaben ¹				
Inländische Erdgasförderung ¹	Mrd. m ³ (V _n)	14,5	12,7	-13
Erdgasaufkommen ¹	Mrd. m ³ (V _n)	108,9	110,5	2
Verbrauch ¹	Mrd. m ³ (V _n)	92,5	96,4	4

¹ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2011). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde aus den kWh-Angaben ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der „Groningen-Qualität“ mit einem Heizwert von H_o=9,77 kWh/m³(V_n) entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und –verbrauch.

² Minus = Einspeicherung

peicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher finden sich bevorzugt in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Aquiferen. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Sie haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine hohe Bedeutung. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit fast 20 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden. Dies gilt für die Größe des Aquifer-Porenvolumens, Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, Nachweis von Störungsbah-

nen, das Druck-Volumen-Verhalten im Betrieb, usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und Abteufen erster Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich Strukturbau, Speichervolumen und maximalem Druck abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Ihre Lage ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2010).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	12,1	9,2	21,3
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	12,7	9,8	22,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	199,0	316,2	515,2
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	61	29	41
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	24	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	1,0	10,3	11,3
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	20	21
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	13,7	20,1	33,8
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen in „Betrieb“ (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)				

Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo der Bau von Leitungen für eine Soleentsorgung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland im Maßstab 1:500.000 der BGR findet sich auf dem Kartenserver des LBEG.

Tabelle 23 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 21,3 Mrd. m³(V_n). Es hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 20,8 Mrd. m³(V_n)). Etwa 60 Prozent des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und rd. 40 Prozent in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, wurden 11,3 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas gemeldet. Im Falle der Realisierung aller Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 34 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Die Tabellen 25, 26a und 26b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt. Für die

geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Nütermoor und Rüdersdorf (EWE) wurden keine aktuellen Planzahlen gemeldet.

Weitere Speicher sind in der Projektierung, Explorationsphase oder Bauvorbereitung. Betriebsplanzulassungen liegen in diesen Fällen noch nicht vor und die genauen Arbeitsgaszahlen stehen noch nicht fest (s. Kap. 6.4).

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 25, 26a und 26b sind zwei Werte aufgeführt: Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbau(befüllungs)phase ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das „maximale Arbeitsgasvolumen“ aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Auf Grund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt. Die Namen der Betreiberfirmen in den Tabellen 25, 26a und 26b entsprechen dem Stand vom 31. Dezember 2010.

Ende Januar 2011 hat die GDF SUEZ über ihre Speichertochter Storengy fünf Erdgasspeicher sowie die Beteiligung an einem weiteren Speicher der BEB Speicher GmbH sowie der ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH erworben (Uelsen, Harsefeld, Schmidhausen, Lesum, Reitbrook, Breitbrunn-Eggstätt).

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

Für folgende Speicher liegen ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus Pressemitteilungen vor:

Porenspeicher

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde Anfang 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt. Auf Grund der Lage im Stadtgebiet sowie der umgebenden Wald- und Seeflächen galten besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Interpretation der Messungen. Nach Auswertung der 3D-Seismik wurde das Lagerstättenmodell des Speichers Berlin aktualisiert. Ab Juni 2009 wurden zwei neue Speicherbohrungen abgeteuft.

Die Vorbereitungen für das Speicherprojekt **Behringen** in Thüringen, Landkreis Gotha und Wartburgkreis wurden im Jahr 2010 weitergeführt. Die Ergebnisse der seismischen Untersuchungen haben die Eignung des ehemaligen Erdgasfeldes zur Entwicklung eines Porenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen in der Endausbaustufe von ca. 1 Mrd. m³ bestätigt. In Abstimmung mit dem Landesbergamt Thüringen werden derzeit die Genehmigungsverfahren vorbereitet.

Für **Breitbrunn/Eggstätt** und **Inzenham-West** wurde die Auswertung der in 2008/2009 aufgenommenen 3D-Seismik fortgesetzt.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z.B. von GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH in **Anzing**, einer ehemaligen Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S101) durchgeführt.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat ebenfalls einen Betriebsplan für den Betrieb eines Untertagespeichers im Bereich der Bewilligung **Schnaitsee I** beim Bergamt Südbayern eingereicht. Für die letzteren beiden Projekte wurden dem LBEG keine Zahlenangaben gemeldet.

Kavernenspeicher

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

Am Speicherstandort **Bernburg** wird im Zuge der 5. Baustufe eine stillgelegte Kaverne reaktiviert. Die Inbetriebnahme wird voraussichtlich 2011 erfolgen.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgesolt. Eine neue Kaverne wurde im Juni 2009 in Betrieb genommen. Eine fünfte Kaverne befindet sich zurzeit im Solprozess. Zwei weitere Kavernen sollen ebenfalls bis 2018 fertig gestellt sein. Seit der Zulassung des Rahmenbetriebsplanes durch das LBEG im Jahr 2008 laufen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazu gehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und der alten Kavernen wurden die vorhandenen Solanlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der derzeit größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und

Bau von Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die Nuon Epe Gasspeicher GmbH hatte hier im Jahr 2007 vier Kavernen in Betrieb genommen und plant drei weitere. Die Trianel Gasspeicher Gesellschaft Epe mbH & Co. KG hat am 01.10.2010 ihre vierte Kaverne in den Regelbetrieb genommen und damit ihr bisheriges Arbeitsgasvolumen von 128 Mio. m³ auf 210 Mio. m³ fast verdoppelt. Die KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe hat als neuer Betreiber am Standort Epe Ende November 2008 den Planfeststellungsbeschluss erhalten, um in Zukunft vier Salzkavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt ca. 180 Mio. m³ als Speicher zu nutzen. Zurzeit werden die erforderlichen Gasleitungen verlegt. Die Inbetriebnahme der Kavernen soll im Zeitraum 2012-2014 erfolgen. Die Eneco B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und plant nach Übernahme von zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) einen Speicherbetrieb ab Ende 2011.

Die frühere Deutsche Essent GmbH ist inzwischen mit der RWE Gasspeicher GmbH verschmolzen, d.h. die Speicherdaten werden nun unter Epe-RWE (Tab. 26a, 26b) geführt. Bei den Speichern in Betrieb steht dabei „Epe-RWE-L-Gas“ für die früheren Meldungen für Epe-Essent.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) hat ihre Speicheranlage Epe um zwei neue Kavernen mit einer maximalen Arbeitsgaskapazität von 179 Mio. m³ auf insgesamt 38 Kavernen (Tab. 26a) erweitert. Eine weitere Kaverne mit rd. 72 Mio. m³ Arbeitsgas wird zurzeit befüllt. Parallel zum Ausbau auf der Kavernenseite erweitert EGS mit dem Kooperationspartner KGE die Ein- und Ausspeicherleistung seiner obertägigen Anlagen am Standort Epe und steigert die Flexibilität des Speichers durch einen Anschluss an das Transportnetz der Thyssengas GmbH.

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben in den Vorjahren vorgestellt. Eines der beiden Teilprojekte (Tab. 26b) wurde nach

seiner Realisierung im Jahr 2010 bei den Speichern „in Betrieb“ (Tab 26a) aufgenommen. Hierbei handelt es sich um die erfolgreiche Umrüstung von 10 vorhandenen Ölkavernen auf Gasbetrieb. Das Neubauprojekt von zunächst weiteren 30 Kavernen, für die bereits heute Nutzungsverträge vorliegen, mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 3,4 Mrd. m³ hat begonnen. Die Erweiterung erfolgt für Unternehmen aus der Energiebranche. Seit 2006 wurden in Etzel insgesamt 42 neue Kavernenbohrungen realisiert, von denen bis Ende 2010 10 Kavernen fertig gesolt und auf Gasbetrieb umgerüstet wurden, weitere 25 befanden sich im Solbetrieb.

Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von weiteren Kavernen, dessen Realisierung auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch möglich erscheint. Insgesamt könnten bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5-10 Rohölkavernen gebaut werden. Bei einem angenommenen Arbeitsgasvolumen von 75 Mio. m³ je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren insgesamt rd. 6 Mrd. m³ zusätzliches Arbeitsgasvolumen theoretisch verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen sollen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands dienen.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat in Kooperation mit der VNG AG und der OMV AG am Standort Etzel ein schon im letzten Jahr berichtetes neues Speicherprojekt unter dem Namen **Erdgasspeicher Etzel (ESE)** gestartet, das nach aktueller Planung den Anschluss von 19 Gaskavernen an die neu zu errichtende Speicherstation vorsieht. Das voraussichtliche Arbeitsgasvolumen beträgt nach derzeitigem Planungsstand 1,9 Mrd. m³ (V_n). Die Fertigstellung der Speicherstation erfolgt im Jahr 2012. Bis zum Jahr 2014 sollen dann alle 19 Kavernen an die Speicherstation angeschlossen worden sein.

Der Standort Etzel bietet auf Grund seiner geografischen Lage einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an

das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe.

Der in früheren Jahren in den Tabellen separat geführte Speicher **Neuenhundert** wurde in der Berichterstattung in das Projekt **Hundert** (beide EWE) integriert.

Die EWE ENERGIE AG plant in **Jemgum** die Solung von 15 Kavernen in mehreren Ausbaustufen. In Tabelle 26a sind davon 8 Kavernen ausgewiesen. Ende 2010 befanden sich 6 Kavernen der EWE im Solprozess. Die Kavernengröße wird voraussichtlich ein geometrisches Volumen von jeweils maximal 0,7 Mio. m³ erreichen. EWE rechnet mit einer Fertigstellung der ersten Baustufe ab ca. 2013.

Auch die WINGAS GmbH & Co. KG plant am Standort **Jemgum** einen Gasspeicher. Das Leipziger Unternehmen VNG-Verbundnetz Gas AG ist an diesem Speicherprojekt beteiligt. Der Solbetrieb hat Anfang 2011 begonnen. Seitens WINGAS sind zunächst 11 Kavernen mit einem geometrischen Volumen von jeweils ca. 0,75 Mio. m³ vorgesehen. Die Inbetriebnahme ist ab 2013 geplant. Die Rahmenbetriebspläne der EWE und WINGAS wurden bereits in 2008 zugelassen. Beide Unternehmen nutzen beim Bau ihrer beiden Speicher teilweise eine gemeinsame Infrastruktur z.B. für die Frischwasserzuleitung, den Soletransport und die Soleeinkleitung sowie für die Energieversorgung. Die gastechischen Anlagen errichtet jede Firma für sich getrennt.

Die E.ON Gas Storage GmbH plant auf dem Salzstock **Jemgum** ebenfalls einen Speicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustu-

fen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m³. E.ON Gas Storage sieht noch Potenzial im Bereich ihres Standorts Jemgum und konkretisiert dieses durch entsprechende Untersuchungen.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen.

In **Kraak** war eine vierte Kaverne bis Ende 2010 im Solbetrieb. In 2011 soll diese Kaverne dann mit Gas erstmals befüllt werden und zum Beginn des Jahres 2012 am Gasnetz verfügbar sein (geologische Informationen siehe auch bei OBST 2008).

Beim Speicher **Krummhörn** der E.ON Gas Storage GmbH bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2011.

In **Nüdder Moor** befinden sich die K19, K20 und K21 im Solprozess.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel wurde im Jahr 2010 um eine zweite und dritte Kaverne erweitert. Beide Kavernen wurden Anfang 2011 in Betrieb genommen. Die Kavernen 4 und 5 befinden sich aktuell in Solung und sollen 2013 bzw. 2014 in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen langfristig auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 700 bis 800 Mio. m³ verfügen.

Bei der Speichererweiterung in **Rüddersdorf** befindet sich K102 weiterhin im Solprozess.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

Einige der Speicherprojekte in Norddeutschland stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Bau der Erdgasleitung Nord Stream durch die Ostsee. Sie wird durch das Konsorti-

um Nord Stream AG (OAO Gazprom, Wintershall Holding GmbH, E.ON Ruhrgas AG, N.V. Nederlandse Gasunie, GDF SUEZ S.A.) mit einem Investitionsvolumen von über 7 Mrd.

Euro realisiert. Zwei jeweils rd. 1200 km lange parallele Leitungstrassen werden vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald verlaufen und über je 27,5 Mrd. m³/a Transportkapazität verfügen. Nachdem die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland Ende 2005 begonnen hatten und die letzten Zustimmungen der Anrainerstaaten Finnland, Schweden und Dänemark vorlagen, hat der Bau der Ostseetrasse im April 2010 begonnen. Die Verlegung erfolgt parallel mit drei Spezialschiffen in unterschiedlichen Abschnitten. Bis Mitte 2011 könnte der erste Strang und in 2012 der zweite fertig gestellt sein.

Das Projekt hat eine wichtige Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt und auch für neue Gasspeicher-Standorte in Deutschland. Mit dem Bau der Nord Stream wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas aus Lagerstätten in Westsibirien (Yuzhno-Rosskoye, Yamal-Halbinsel, Shtokman und Bucht von Ob-Taz) eingeleitet. Mit der neuen Leitung kann langfristig die Lieferung großer Erdgasmengen für die Europäische Union direkt ohne Querung der Ukraine, Polen oder Weißrussland gesichert werden. Deutschland wird künftig noch mehr zu einem Erdgas-Transitland werden, da die durch die Ostseeleitung ankommenden Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa bestimmt sein werden. Die EU rechnet in den nächsten 20 Jahren mit einem Erdgas-Mehrverbrauch von 200 Mrd. m³/a. Innerhalb Deutschlands wird das Gas von der Erdgas-übernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL) führen.

Die Verlegearbeiten an der OPAL waren Ende des Jahres nahezu abgeschlossen. Die Inbetriebnahme soll zeitgleich mit dem ersten Strang der Nord Stream erfolgen. Mit einem Durchmesser von 1,4 m ist sie die derzeit größte Erdgasleitung Europas und verfügt über eine Transportkapazität von 36 Mrd. m³. Die 440 km lange Erdgasleitung NEL ist genehmigt und erste Bauarbeiten haben begonnen. Sie

verfügt über eine jährliche Transportkapazität von 20 Mrd. m³.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde durch das Bergamt Stralsund ein Hauptbetriebsplan zur Aufsuchung zugelassen. Die erste Bohrung konnte Anfang 2008 erfolgreich beendet werden. Zudem erfolgten seismische und in 2009 gravimetrische Untersuchungen. Die Genehmigungsverfahren für das Speicherprojekt laufen.

VNG und Gazprom Export/Gazprom Germania bereiten gemeinsam den Bau und Betrieb des **UGS Katharina** vor. Dazu wurde im Mai 2009 die Firma Erdgasspeicher Peissen GmbH gegründet. In den kommenden 15 Jahren soll in Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Satells, ein Arbeitsgasvolumen von knapp 600 Mio. m³ geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden

Ein Projekt, das zwar in Österreich liegt, dessen Betrieb aber für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, ist der Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg. Er wurde durch ein Firmenkonsortium aus der RAG Rohölaufsuchungs Aktiengesellschaft, WINGAS GmbH & Co. KG und GAZPROM EXPORT eingerichtet, im Juni 2007 in Betrieb genommen und ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher wird somit für den saisonalen Ausgleich in Deutschland, jedoch nicht in Österreich genutzt, da keine direkte Anbindung an das österreichische Erdgasnetz besteht. Er wird derzeit im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 Mrd. m³ auf 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa ausgebaut. Durch den Ausbau erfolgt eine Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500.000 m³/h auf 1 Mio. m³/h. Die Fertigstellung erfolgte im April 2011.

Ein weiteres Speicherprojekt, das in den Tabellen nicht berücksichtigt ist, aber eine entscheidende Bedeutung für die deutsche Spei-

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2009).

Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe	Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	110 674	389	Turkey	1 600	2
Russia*	95 561	22	Spain	1 459	2
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1 350	2
Germany ¹	21 300	47	Australia	1 134	4
Italy	16 755	11	China	1 140	6
Canada	16 413	52	Denmark	820	2
France	11 913	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5 000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4 600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4 203	3	Japan	550	4
Austria	4 184	6	Bulgaria	500	1
Hungary	3 720	5	Ireland	210	1
United Kingdom	3 700	6	Portugal	150	1
Czech Republic	3 073	8	Armenia*	110	1
Romania	2 760	6	Argentina	100	1
Slovakia	2 720	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2 300	1	Sweden	9	1
Poland	1 660	6	Summe	353 466	631

Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2010 ergänzt.

* Staaten der GUS

chersituation darstellt, ist der Speicher **7Fields** in Oberösterreich. Das Projekt umfasst nach Angaben der E.ON Gas Storage GmbH aus dem Jahr 2009 die Umwandlung von sechs leer geförderten Gaslagerstätten (eine weitere als „upside potential“) zu einem gemeinsamen Speicher mit Anbindung an das deutsche Leitungsnetz. Das Projekt 7Fields wird von einem Joint Venture mit den Partnern Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und E.ON Gas Storage GmbH entwickelt. Der

Speicher wird in 3 Phasen ausgebaut, wovon die erste Phase zum 1. April 2011 in Betrieb gehen soll. Die erste Ausbauphase wird über ein Arbeitsgasvolumen von 1,155 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 400 000 m³/h bzw. 600 000 m³/h verfügen. Nach Endausbau in 2017 wird der Speicher über ein Arbeitsgasvolumen von 2,075 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 721 000 m³/h bzw. 1,08 Mio. m³/h verfügen.

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 353 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 630 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 24). Von diesen Speichern befinden sich etwa 28 Prozent in Europa/CIS und 70 Prozent in den USA und Kanada. In umgekehrtem Verhältnis stellen die Speicher in Europa/CIS etwa 63 Prozent und

die nordamerikanischen Speicher nur etwa 36 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 83 Prozent die Speicher

in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 12 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 95 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 5 Prozent der Kavernenspeicher. Durch den hohen Anteil von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 60 Prozent der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 40 Prozent in Salzkavernen installiert.

Der in der Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committees der International Gas Union (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) erarbeitete Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt (s. 24. Welt Gas Konferenz in Buenos Aires Oktober 2009) ist Grundlage für die Fortsetzung und Aktualisierung des Berichtes im WOC 2 der International Gas Union. Die „UGS Data Bank“ und die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Neben den statistischen Daten und den Speicherkarten wurden ein Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. Datenbasis und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde

eine umfassende Datenbasis zu den UGS in der Welt entwickelt. Der Arbeitsgruppenbericht, inkl. der UGS-Datenbank, der GIS-Visualisierung und des Glossars, ist über die IGU-Website zugänglich (IGU 2009, <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>). Dort findet sich eine Vielzahl von Speicherinformationen.

Zwischen 1996 und 1999 wurde unter der Federführung der United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE) die UGS-Studie „Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia“ erarbeitet (ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE 1999). Die deutschen Vertreter haben hierzu einen wesentlichen Beitrag geleistet. Die UN ECE Working Party on Gas hat in 2008 die Überarbeitung und Aktualisierung dieser Studie initiiert. Die Aktualisierung berücksichtigt das veränderte Umfeld des liberalisierten Gasmarktes und würdigt die gestiegene Bedeutung der Gasspeicherung und die technologische Entwicklung in der Speicherindustrie. Zurzeit befindet sich der Fragebogen für die Überarbeitung der Studie in Abstimmung. Dies erfolgt wieder unter Beteiligung deutscher Vertreter, die auf eine aktive Unterstützung durch die deutschen Speicherunternehmen angewiesen sind. Ein Abschluss der Studie ist für 2012 geplant.

6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die deutschen Speicherunternehmen hatten sich im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) zu einer Organisation der Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG „Untertagegasspeicherung“ und des WEG-Arbeitskreises „Untertagespeicherung“ zusammengeschlossen. Der K-UGS diente als Austauschforum für Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen. Neben dem Erfahrungsaustausch wurden Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen sowie die gemeinsame Bearbeitung

vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung verfolgt. Die Geschäftsstelle ist beim WEG in Hannover angesiedelt

Zur effektiveren Vertretung der technisch-wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber hat der K-UGS sich neu ausgerichtet. Es wurde beschlossen, dass der K-UGS sich als neuer Speicherfachausschuss dem WEG anschließt. Am 19. Mai 2010 fand die konstituierende Sitzung des WEG-Ausschusses KUGS – Kavernen und Untergundspeicher -, dessen Mitglieder rd. 95 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten operieren, statt.

Auf Europäischer Ebene wurde im Juni 2003 die entscheidende Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes mit der Richtlinie 2003/55/EG 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 (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber 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.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) der ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) niedergelegt; sie gelten seit April 2005. Eine Verrechtlichung der GGPSSO ist geplant. Aktuell plant die ERGEG die Verabschiedung eines weiteren Leitfadens zur verbesserten Verfügbarmachung von Flexibilitäten (z.B. Speicherkapazitäten) für den europäischen Gasmarkt.

Mit dem in 2009 verabschiedeten 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paket wird eine Stärkung des diskriminierungsfreien und transparenten Zugangs zur Erdgasinfrastruktur und auch zu den Untertage-Gasspeichern sowie eine Stärkung der Regulierungsbehörden verfolgt. Eine Umsetzung in nationales Recht hat bis zum 3. März 2011 zu erfolgen.

Im Einzelnen erfolgte mit der Richtlinie 2009/73/EC (Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) die Außerkraftsetzung der Richtlinie 2003/55/EG und durch die Verordnung Nr. 715/2009 (EU Gasnetzzugangsverordnung) die Aufhebung der Verordnung 1775/2005. Weiterhin wurde in der Verordnung Nr. 713/2009 die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden geregelt. Auf Grund der neuen Anforderungen, wie z.B. hinsichtlich der Zusam-

menarbeit mit dem Netzbetreiber, der Kapazitätszuweisung, des Engpassmanagements und der Veröffentlichungspflichten sind entsprechende Anpassungen der Organisation und der Vermarktung sowie des Betriebes von Untertage-Gasspeichern vorzunehmen. Wesentlich ist, dass derzeit keine Tarifregulierung vorgesehen ist.

Auswirkungen für Speicher ergeben sich auch durch die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, Sept. 2010), z.B. im Hinblick auf die Zusammenarbeit mit Transportnetzbetreibern und auf Kapazitätsreservierungen. Weiterhin erfolgte eine Änderung hinsichtlich der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung für den Bau von Untertage-Gasspeichern.

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des „Madrid-Forums“ verfolgt. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der Gas Storage Europe (GSE) zusammengeschlossen haben.

Die GSE ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Der Verband veröffentlicht seit mehr als zwei Jahren Speicherfüllstände der verschiedenen Märkte Europas. Bislang werden diese Daten von den jeweiligen Speicherbetreibern auf freiwilliger Basis gemeldet. Eine Auswertung der Speicher-Füllstände für Deutschland erfolgt seit einiger Zeit auf der Website www.teamconsult.net. Die Füllstände für die deutschen Speicher wurden für Ende Februar im Mittel mit rd. 52 Prozent angegeben. Dies entspricht in etwa dem Niveau des Vorjahres zur gleichen Zeit.

Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 31 Betreiber aus 16 Nationen mit etwa 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstel-

len. Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Aufgrund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlreiche Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von 70 Mrd. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com).

Deutschland wird mit seinem erheblichen Speicherpotenzial künftig eine wesentliche Rolle als Erdgasdrehzscheibe für Westeuropa spielen. Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas, der Bedeutung von LNG, infrastruktureller Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa sowie der zukünftigen Rolle Russlands für die Erdgasversorgung von Europa finden sich u.a. bei ULBRICH (2005) sowie bei BITTKOW & REMPEL (2008 u. 2009).

Durch das bestehende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. Die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, ist ebenso gegeben. Das Speichervolumen ist bei Bedarf erweiterbar. Allein in Niedersachsen existieren in Küstennähe zahlreiche große Salzstöcke, die ein geologisches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem theoretischen Arbeitsgasvolumen in

zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich in günstigen Fällen als zukünftige Porenspeicher an. Zusätzliche Potenziale bieten theoretisch tiefe salinare Aquifere; sie erfordern jedoch umfangreiche Explorationsarbeiten und Eignungsuntersuchungen zum Nachweis ihrer Dichtheit bei überinitialen Drücken.

Aufgrund der größeren Importabhängigkeit hinsichtlich der Gasversorgung und der zu erwartenden Verlagerung der künftigen Versorgung durch Erdgas aus Russland und durch LNG sowie dem gleichzeitigen Rückgang der Anteile aus Westeuropa gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene immer wieder strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Die Richtlinie 2004/67/EG vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung fordert aber noch keine festen Bevorratungsvolumina. Anlässlich der Gaskrise im Januar 2009 wurde eine nationale Arbeitsgruppe zur Frage einer strategischen Erdgasreserve eingerichtet. Sie bestand aus Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Gaswirtschaft. Die Arbeitsgruppe hat ein Dokument (Deutscher Bundestag, Drucksache 16/13922 vom 21. August 2009) mit dem Fazit vorgelegt, dass die Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve nicht notwendig ist. Die vorhandenen kommerziellen Speicherkapazitäten wurden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für ausreichend angesehen. Das in Kap. 6.3 ausgewiesene Speichervolumen in Planung und Bau in Milliardenhöhe wird einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Westeuropa leisten können.

6.7 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2010 in Betrieb befindlichen zwölf Speicheran-

lagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu 97 Prozent ein Importland

für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe (ErdölBevG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, gibt in seinem Bericht für das abgelaufene Haushaltsjahr (4/09-3/10) eine Vorratspflicht von 20,5 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen „Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle“ an (EBV 2010). Zum 31.3.2010 betrugen die Bestände des EBV 25,5 Mio. t. 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.

Der EBV will den Speicher in Wilhelmshaven-Rüstringen, den größten seiner vier Lagerstandorte, um zunächst vier Kavernen erweitern. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hatte Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Bis 2018 sollen die vier Kavernen mit einem Gesamtvolumen von rd. 3,8 Mio. m³ fertig gestellt sein.

Die Ölkavernen des EBV in Wilhelmshaven und der IVG AG in Etzel sind über die Nord-West-Ölleitung mit dem Ölterminal in Wilhelmshaven verbunden, das Ende 2008 sein 50-jähriges Bestehen beging. Seither haben über 17 000 Tanker in Wilhelmshaven ange-dockt und etwa 900 Mio. t Rohöl gelöscht.

7 Literatur und nützliche Links

- AFM+E (2008): Gasbevorratung in Deutschland, Sicherheitsrisiko? Ein Diskussionsbeitrag. - Außenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V., Hamburg, Juni 2008. www.afm-verband.de
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2008): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1). Erdöl-Erdgas-Kohle, 124, 11, S. 444-452; Hamburg, Wien.
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). Erdöl-Erdgas-Kohle, 125, 1, S. 11-19; Hamburg, Wien.
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2010): Geschäftsbericht 4/09-3/10. - Hamburg. www.ebv-oil.de
- GREWE, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. - Münster.
- GRIGO, W & DÖRNE, P. (2009): Von der Salzgewinnung zur Energierohstoffspeicherung – Die Entwicklung des Kavernenfeldes Epe im Spannungsfeld zwischen Naturschutz, Rohstoffversorgung und Beitrag zur Sicherung der deutsch-niederländischen Erdgasversorgung. - Vortrag und Veröffentlichung anlässlich Tagung Energie und Rohstoffe, 9.-11.9.2009, Goslar.
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2009): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 24. World Gas Conference in Buenos Aires Statusbericht weltweiter Gasspeicherung. <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- LANGER, A & SCHÜTTE, H (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., 20, S. 63-69; Hannover.
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands. – Zeitschr. f. Geol. Wiss., 36, S. 281-302; Berlin.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109; Hannover.
- SIBBE, S. (2007): Potentiale von Leistungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. - Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.
- WALLBRECHT, J. et al (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2011): Statistischer Bericht 2010, Fakten und Trends. - 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	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	550	135	180	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1441	1441	1200 ¹⁾
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG, ExxonMobil Gasspeicher GmbH für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	1080	1080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Dötlingen	BEB Speicher GmbH, ExxonMobil Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4058	1560	2025	840
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-Ergie	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 ¹⁾
Frankenthal	Enovos Deutschland AG	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	80	80	130
Fronhofen-Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk	153	33	70	70
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 ¹⁾
Inzenham	RWE Dea AG für E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON AVACON AG	ehem. Ölfeld	1000 - 1150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Hold. GmbH, WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4200	4200	2400
Reitbrook	GDF SUEZ E&P	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH, Gasversorgung Süd- deutschland GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45 ¹⁾
Schmidhausen	GDF SUEZ E&P	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45 ¹⁾
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 ¹⁾
Uelsen	ExxonMobil Production Deutschland GmbH für BEB Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho.-Kalk)	583	365	365	240
Summe					23725	12078	12664	8290
in Planung oder Bau								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2300	-	1000	-
Summe					2300	-	1000	-

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2010. *Gesamtvol. = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. ¹⁾ Maximalrate (kurzzeitig)

Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780 - 950	Zechstein 2	871	661	661	920
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	34	500 - 700	Zechstein 2	1406	1087	1087	1000
Bremen-Lesum- EMPG	ExxonMobil Produktion Deutschland GmbH für Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	247	160	160	220
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	87	73	73	160
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG		580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1300 - 1800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	38	1090 - 1420	Zechstein 1	2585	2048	2120	2894 ¹⁾
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	5	1100 - 1420	Zechstein 1	335	260	260	500
Epe-RWE, H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	606	474	474	870
Epe-RWE, L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein 1	469	358	358	400
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft mbH & Co. KG	4	1180 - 1500	Zechstein 1	275	210	210	600
Etzel-IVG I	IVG Caverns GmbH	9	900 - 1100	Zechstein 2	721	454	454	1310
Etzel-IVG II	IVG Caverns GmbH	10	800 - 1000	Zechstein 2	1095	780	780	
Harsefeld	ExxonMobil Produktion Deutschland GmbH für BEB Speicher GmbH	2	1150 - 1450	Zechstein	189	119	140	300
Huntorf ³⁾	EWE Energie AG	7	650 - 1400	Zechstein	435	311	311	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1400 - 1600	Rotliegend	82	52	52	100
Kraak	E.ON-Hanse AG	3	900 - 1100	Zechstein	205	180	285	200
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	45	30	229 ²⁾	200 ¹⁾
Nüttormoor	EWE Energie AG	18	950 - 1300	Zechstein	1450	1070	1070	1480
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	3	1300 - 1450	Zechstein	341	220	220	500
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE Energie AG	1	900 - 1200	Zechstein	47	36	36	140
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	4	400 - 1130	Zechstein	242	200	200	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	187	187	280
Summe		196			12433	9219	9764	13174

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2010.

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

¹⁾: Maximalrate (kurzeitig) ²⁾: nach Reparatur/Nachsollung und Erweiterung in 2011. ³⁾ Einschließlich Kaverne Neuenhundert

Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	4	800 - 860	Zechstein 2	400		327	-
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	2	500 - 700	Zechstein 2	104		80	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	-
Epe-CGS	Continental Gas Storage Deutschland GmbH	3	1000 - 1400	Zechstein 1	292		177	-
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher	2	1100 - 1400	Zechstein	160		112	-
Epe-KGE	KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	250		180	-
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	2	1100 - 1420	Zechstein 1	90		72	-
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH, Thyssengas GmbH	4	1120 - 1200	Zechstein 1	285		220	-
Etzel-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	19	1200	Zechstein	2565		1900	-
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	30	1150	Zechstein 2	3400		2500	-
Jemgum-EON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1150 - 1600	Zechstein	2590		2000	-
Jemgum-EWE ¹⁾	EWE Energie AG	8	950 - 1400	Zechstein	k. A.		k. A.	-
Jemgum-WINGAS	WINGAS GmbH & Co. KG, Verbundnetz Gas AG	11	1000 - 1600	Zechstein 2	1620		1200	-
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1500 - 1800	Rotliegend	118		83	-
Kraak	E.ON-Hanse AG	1	1300 - 1450	Zechstein	130		105	-
Nüßtermoor	EWE Energie AG	3	950 - 1300	Zechstein	k. A.		k. A.	-
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1100 - 1400	Zechstein	840		560	-
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding GmbH	2	700 - 900	Zechstein 1	150		120	-
Rüdersdorf	EWE Energie AG	1	900 - 1200	Zechstein	k. A.		k. A.	-
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	7	850 - 1150	Zechstein	740		600	-
Summe		132			13859		10336	-

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2010.

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

¹⁾: 15 Kavernen in mehreren Baustufen sind geplant.

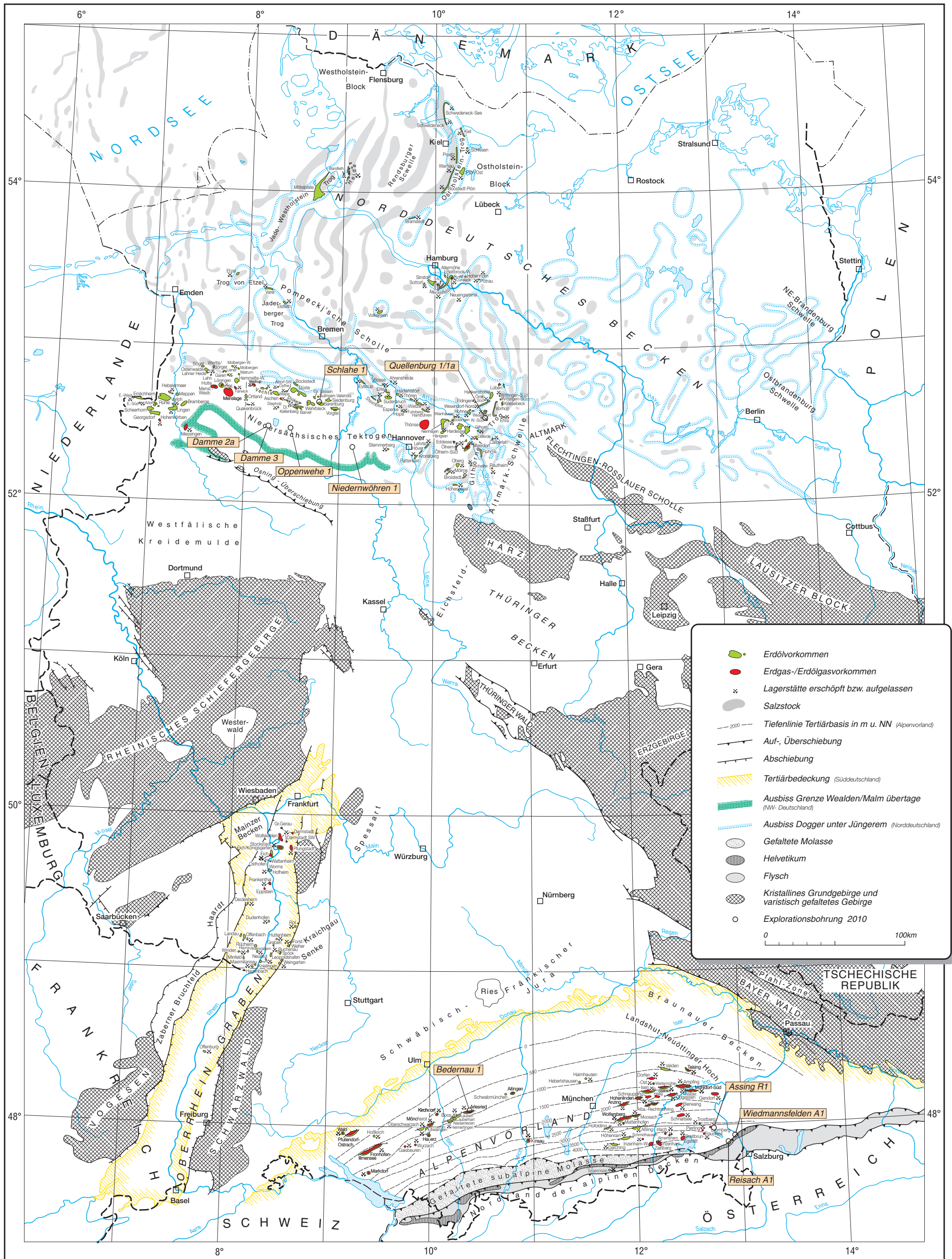
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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	4	Rohöl	in Betrieb
				3	Benzin	in Betrieb
				1	Heizöl	in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	21	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	Shell Deutschland Oil GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG	Salzstock-Kavernen	800-1100	1	Ethylen	in Betrieb
				1	Propylen	in Betrieb
				1	EDC	außer Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe				103		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2010

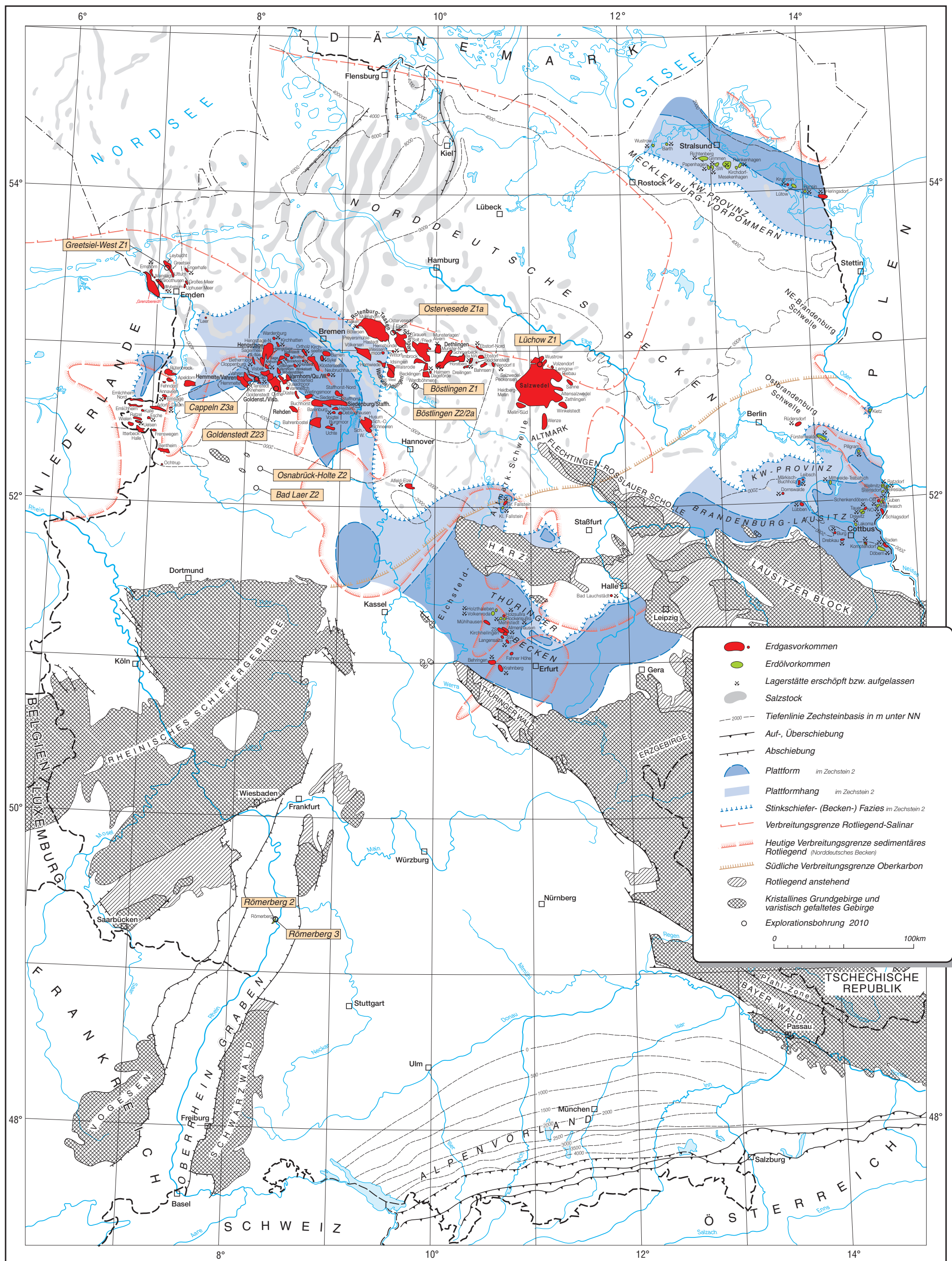
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

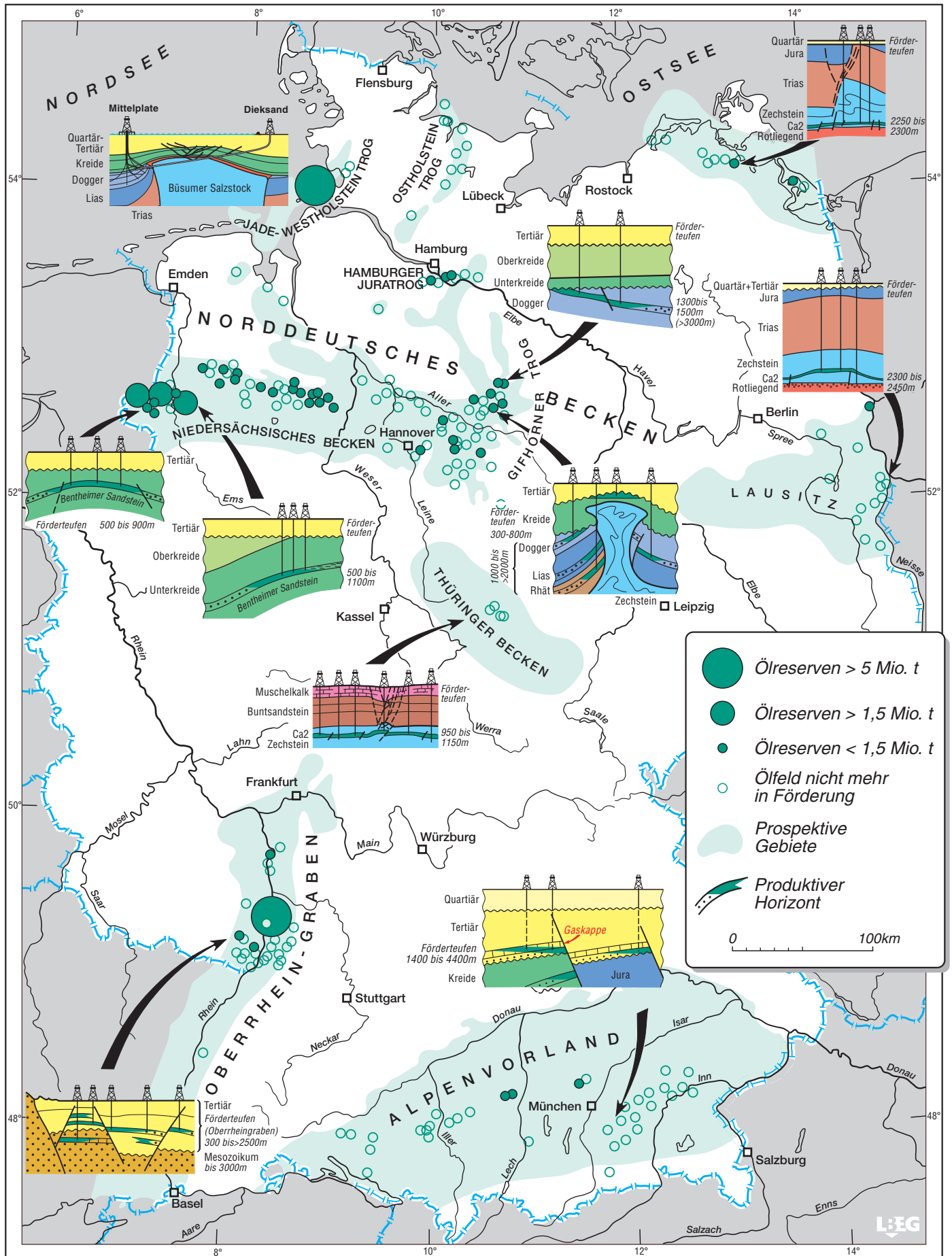
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

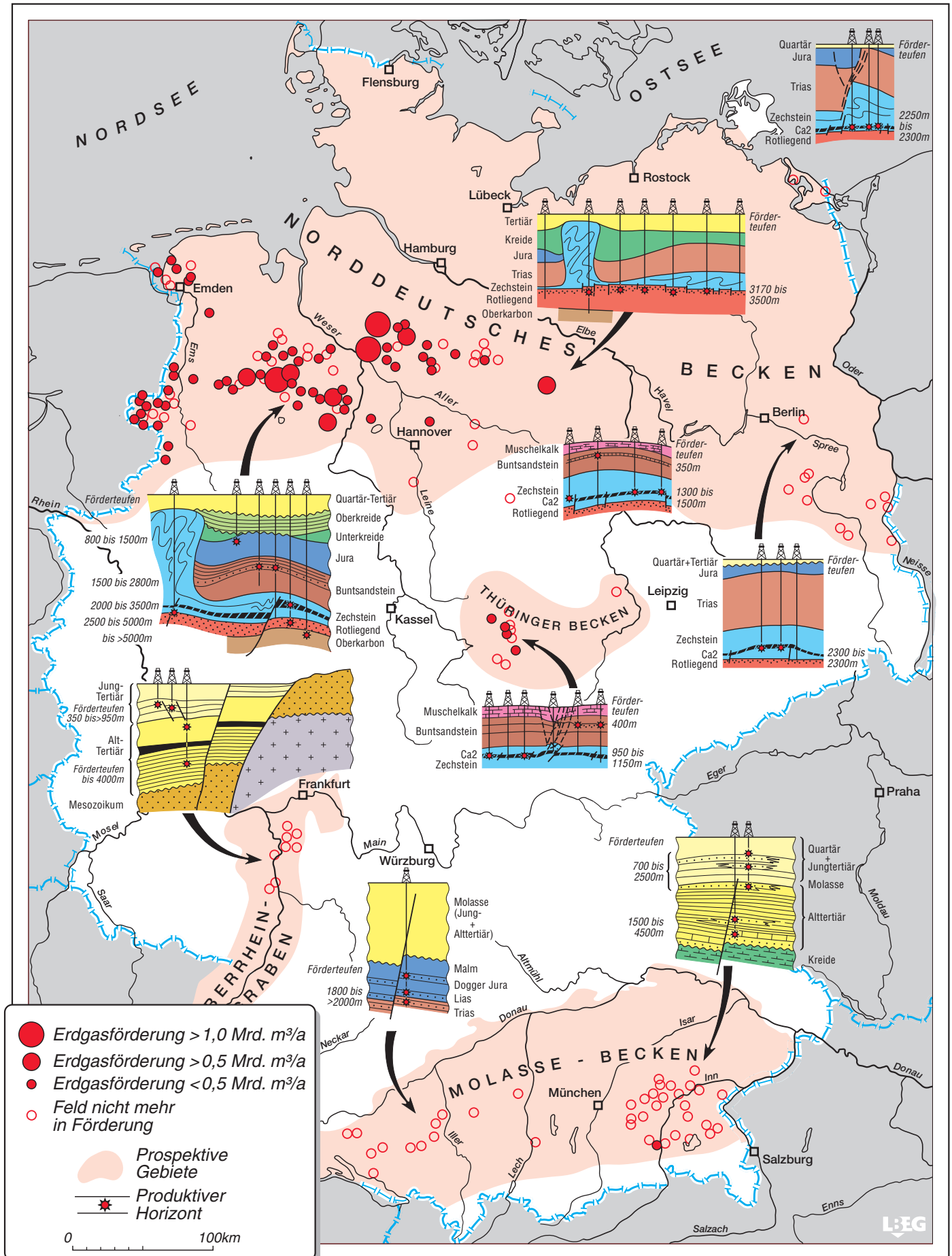


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

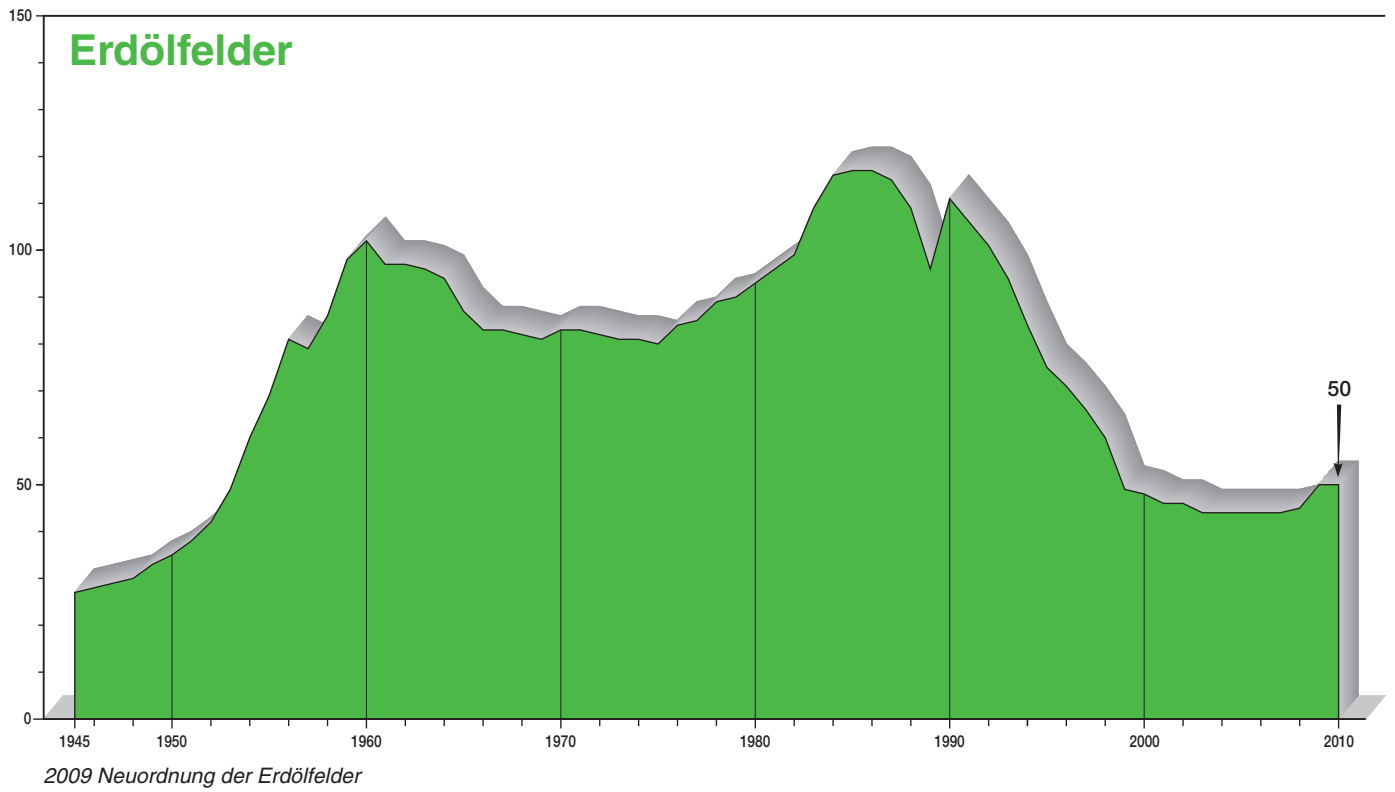
Paläozoikum und Buntsandstein



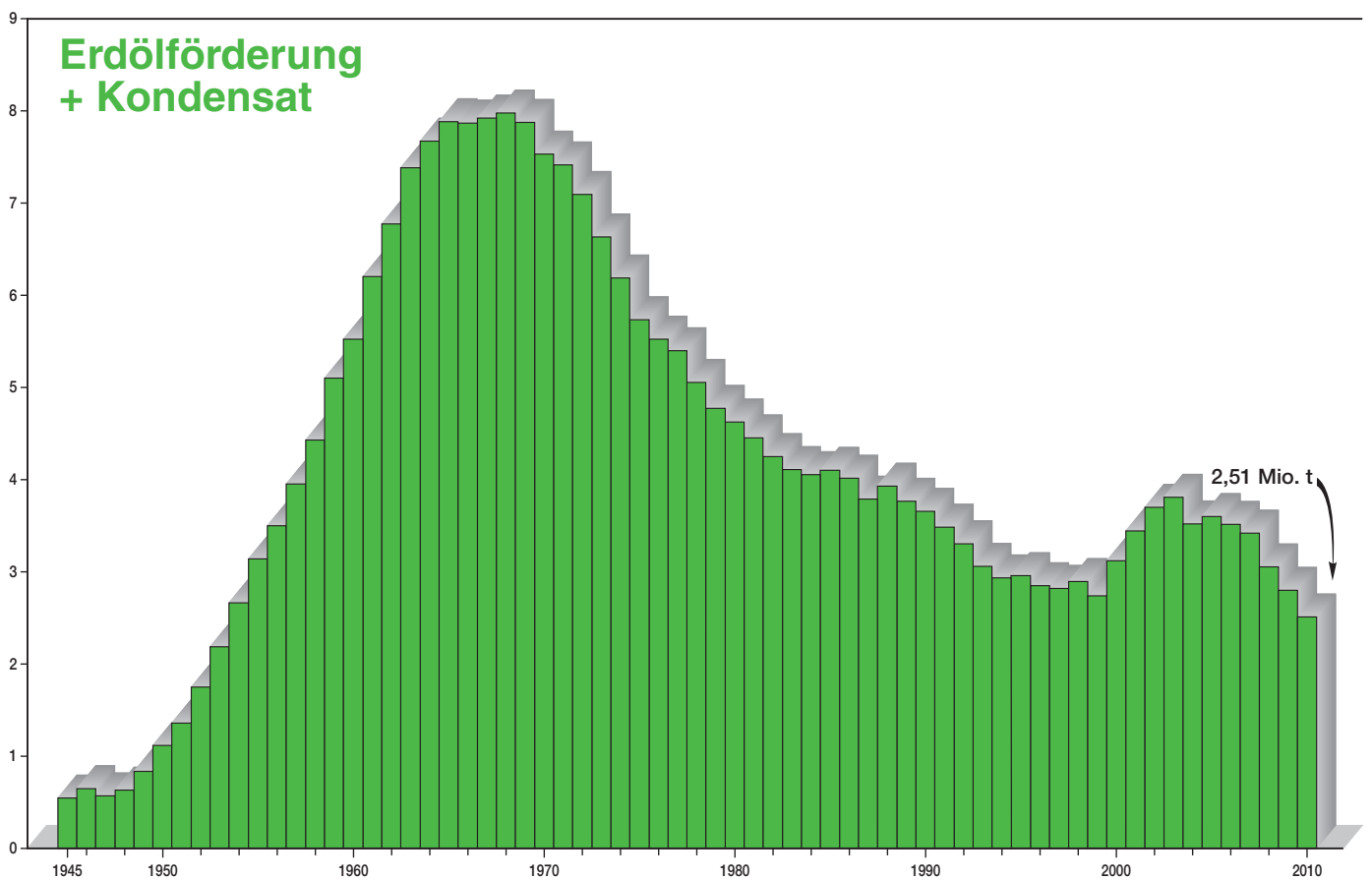




Anzahl

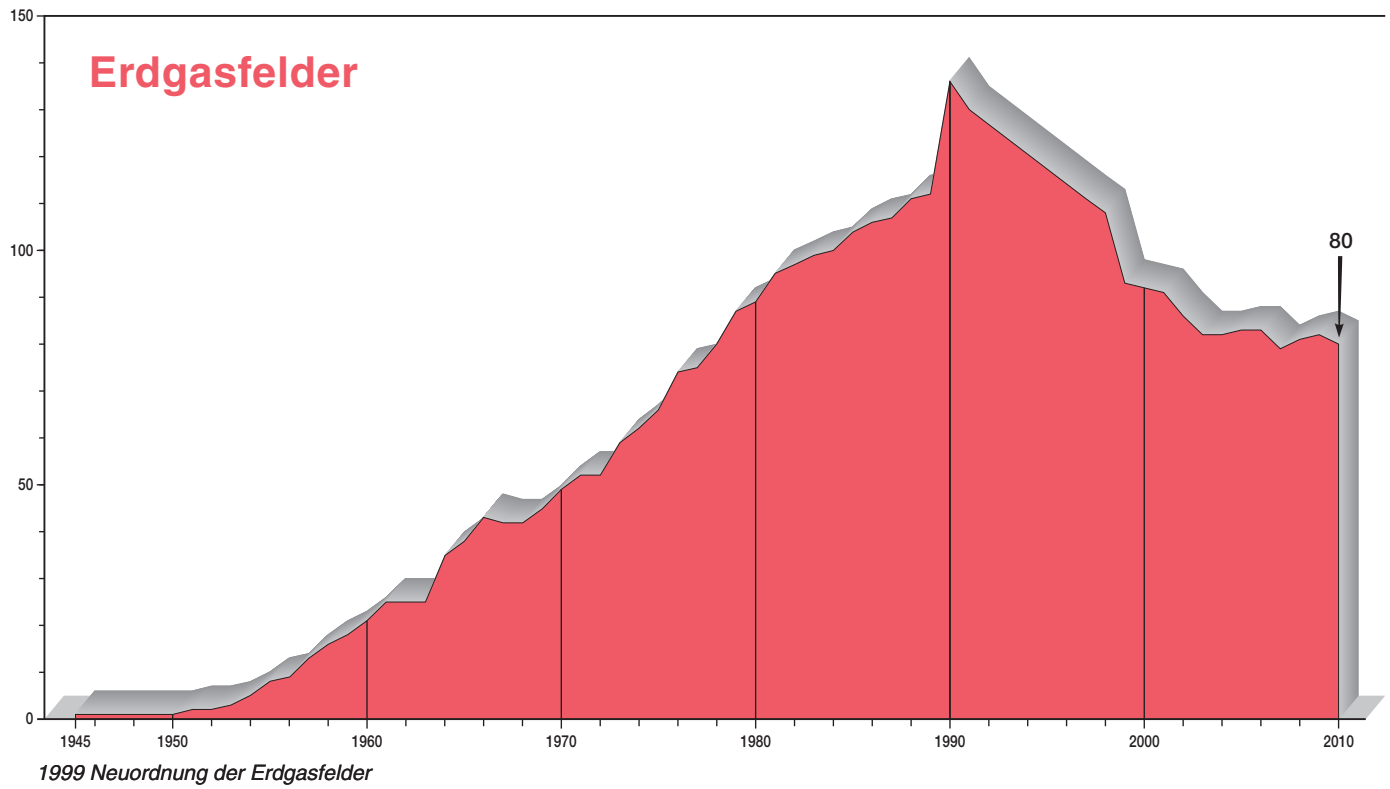


Mio. t

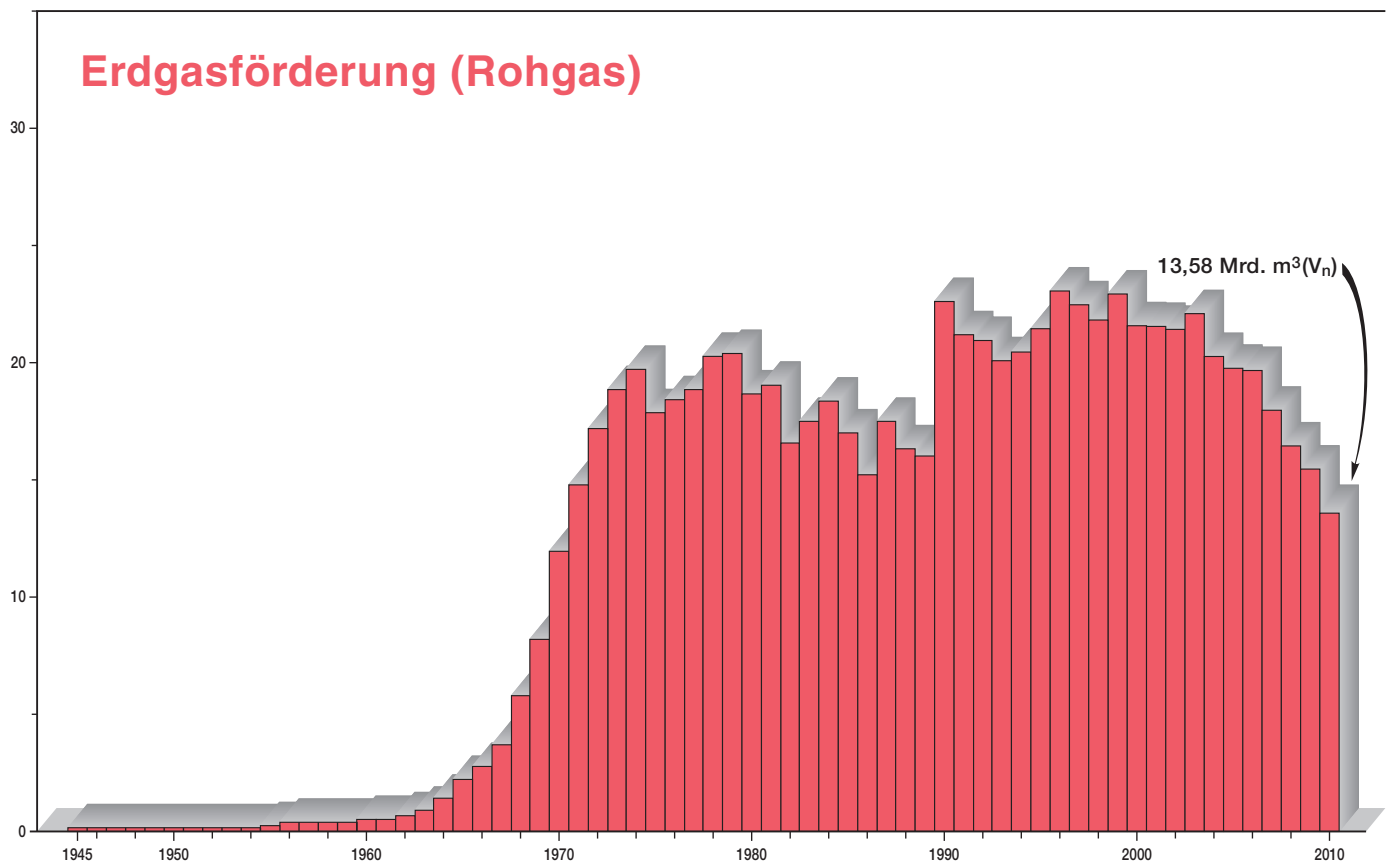


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2010.

Anzahl

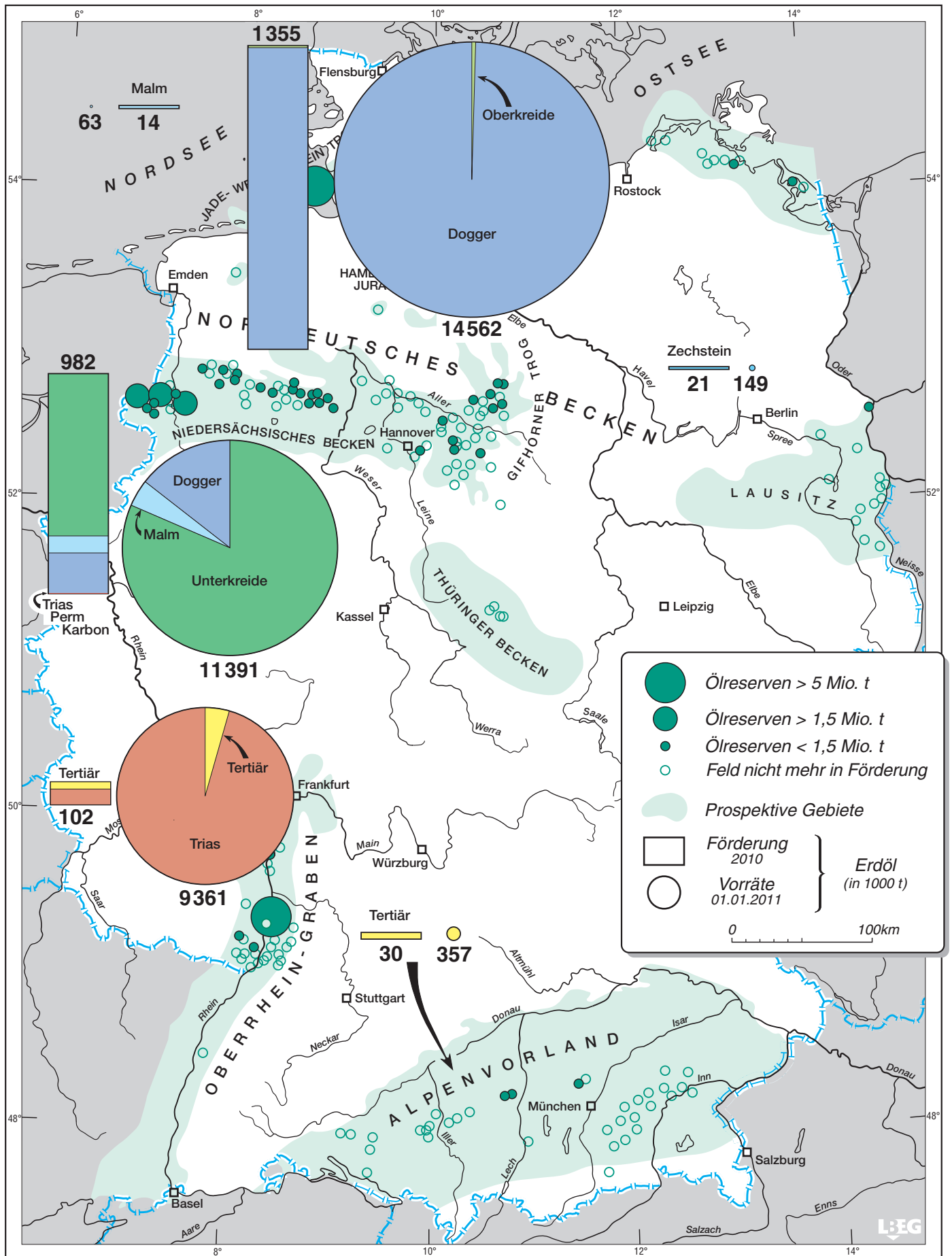


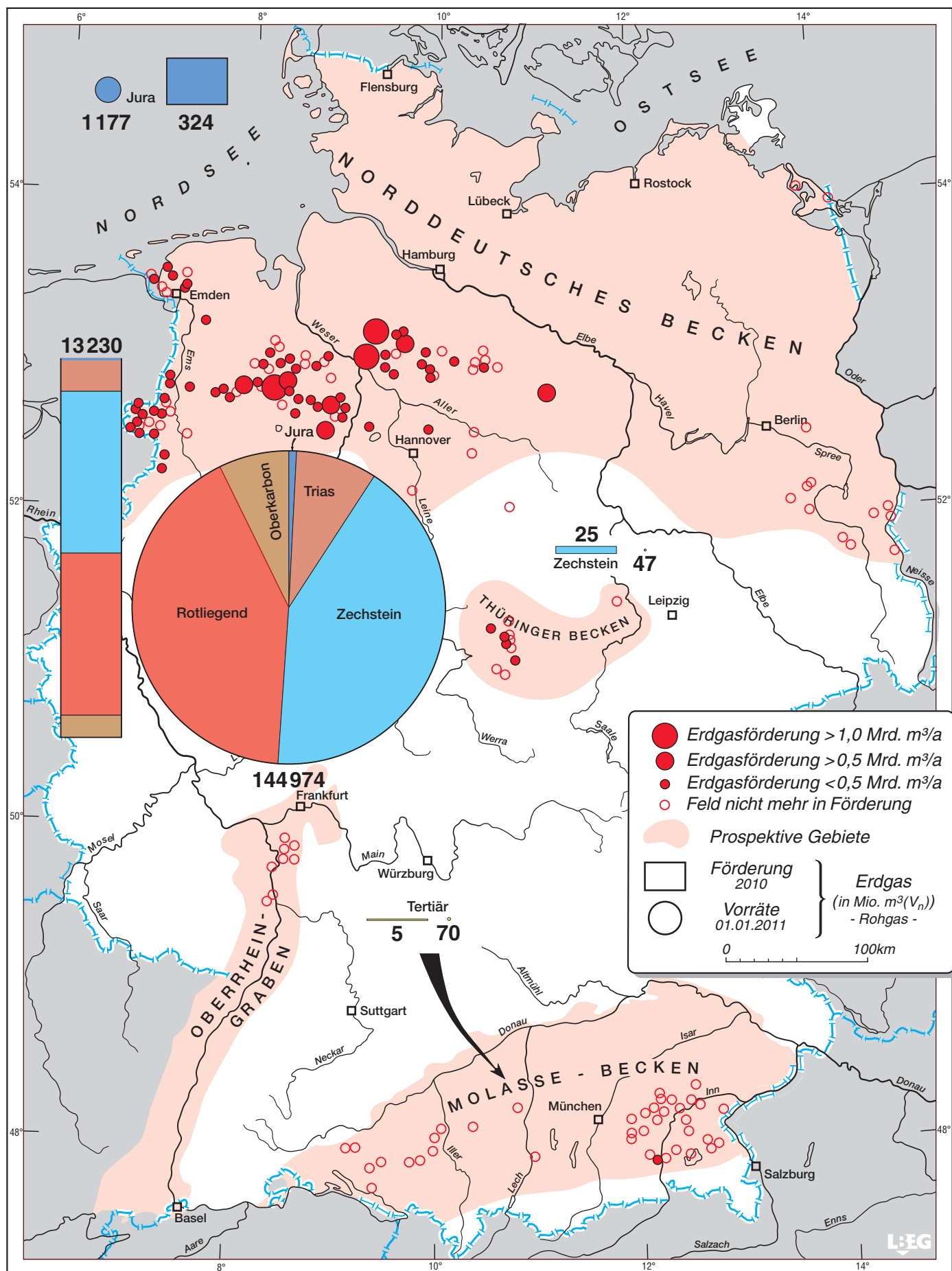
Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2010.

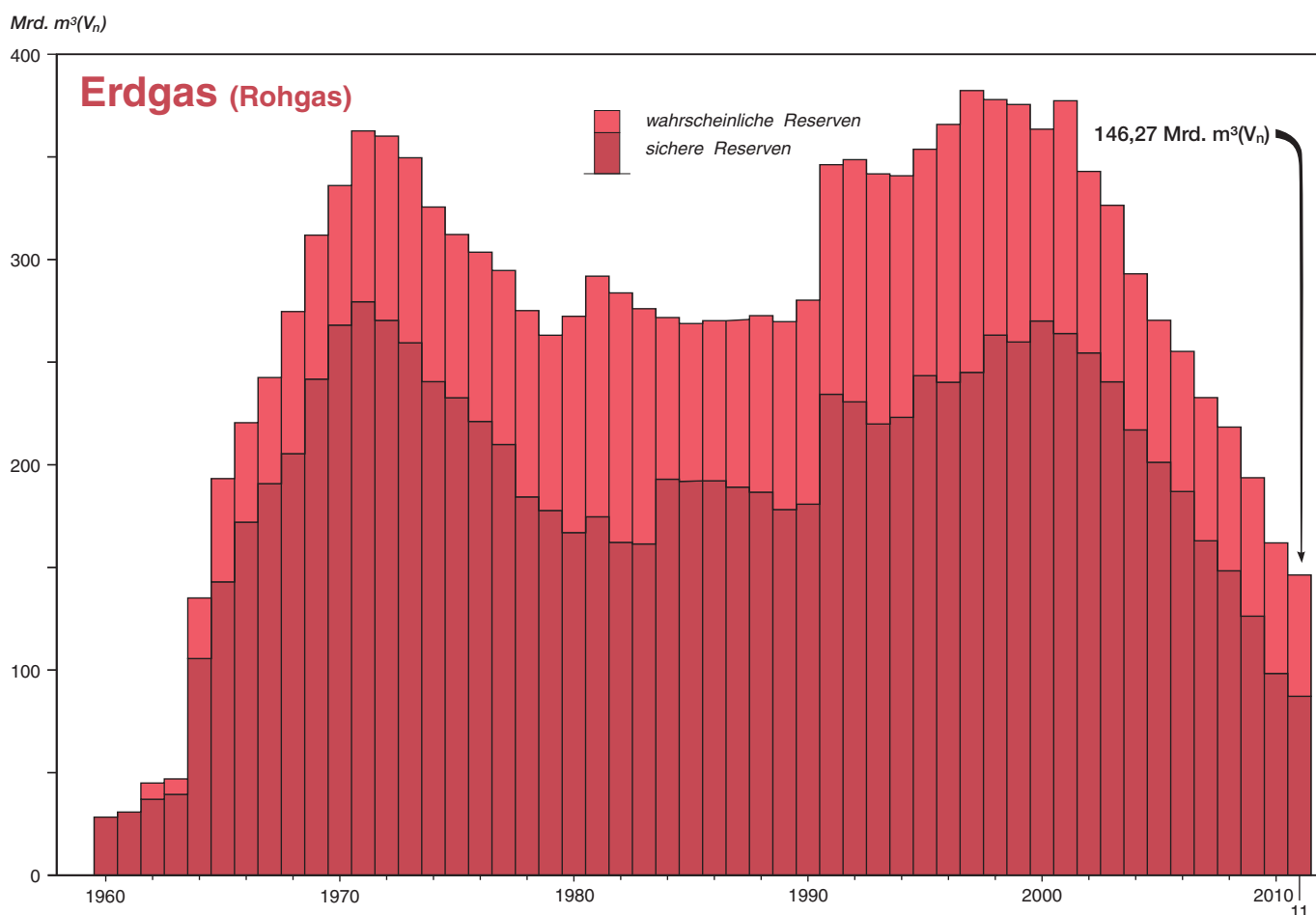
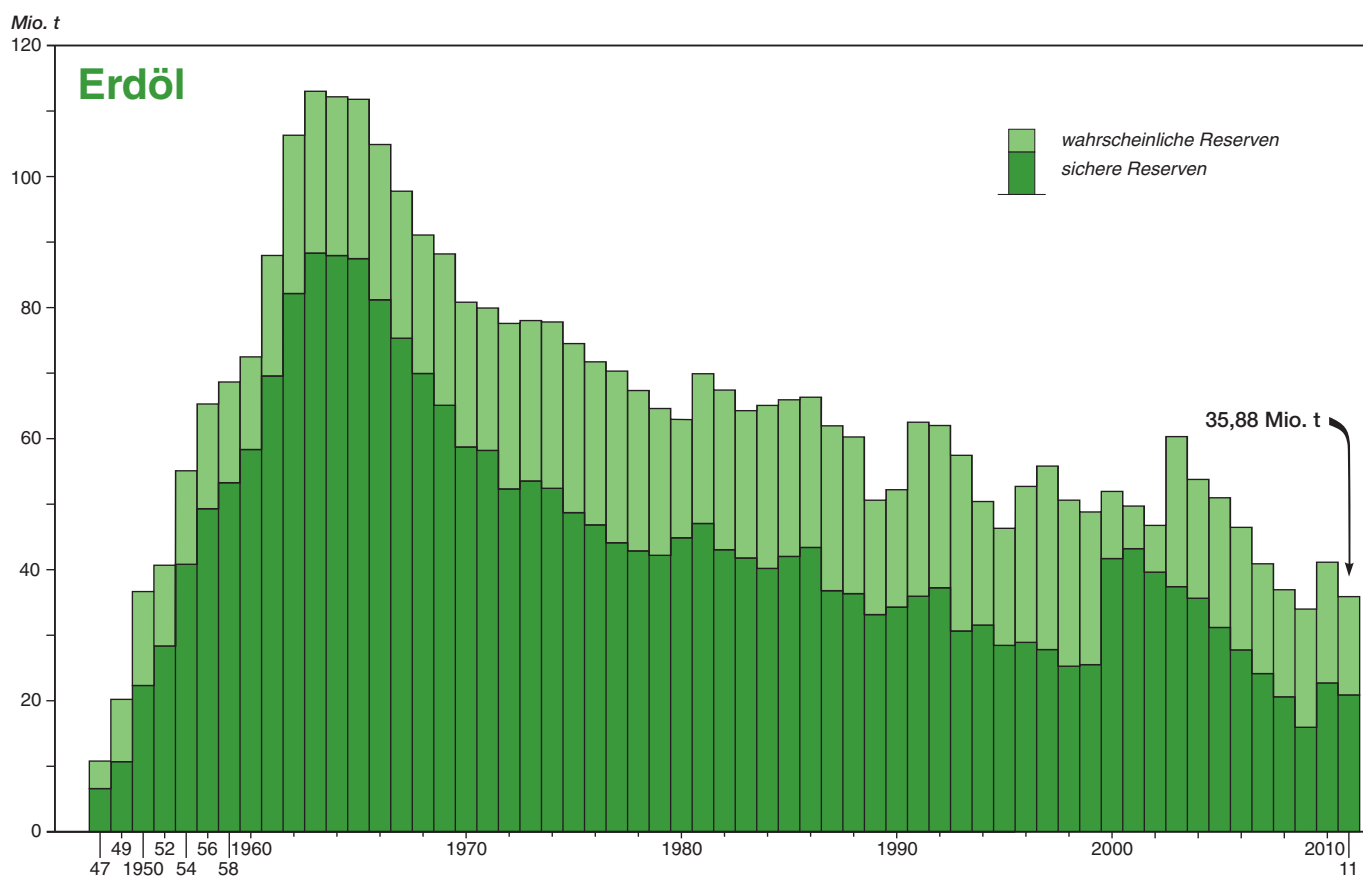
[illegible][illegible]



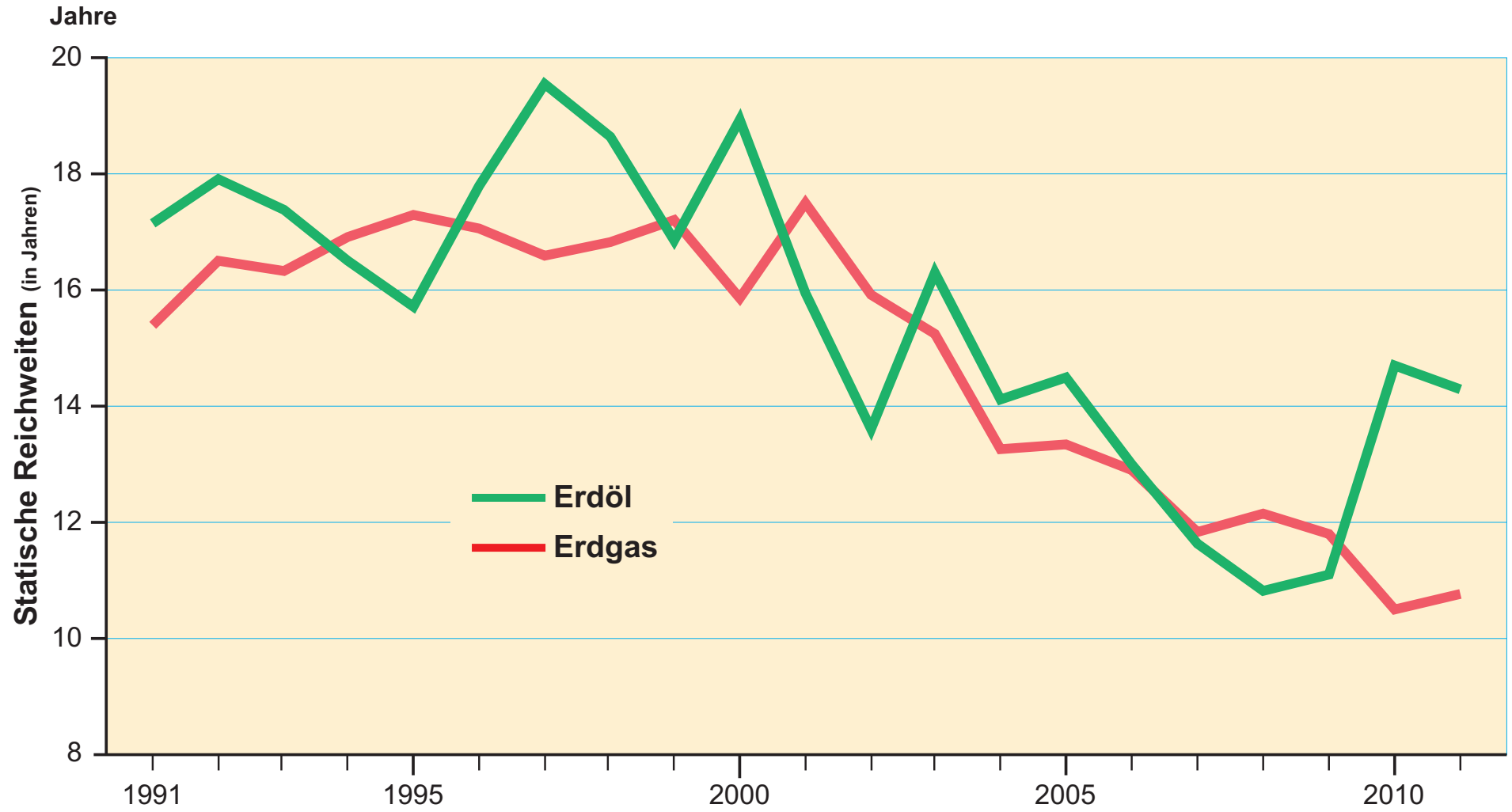


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland

(Stand jeweils am 1. Januar)

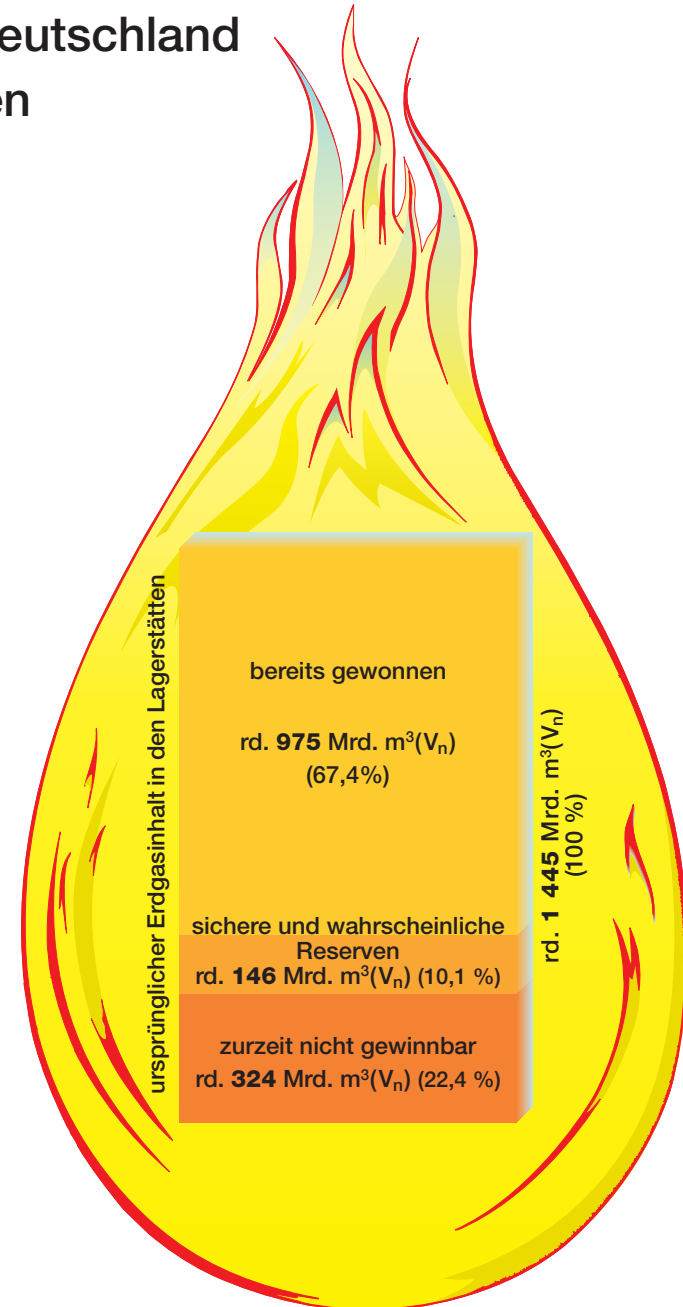
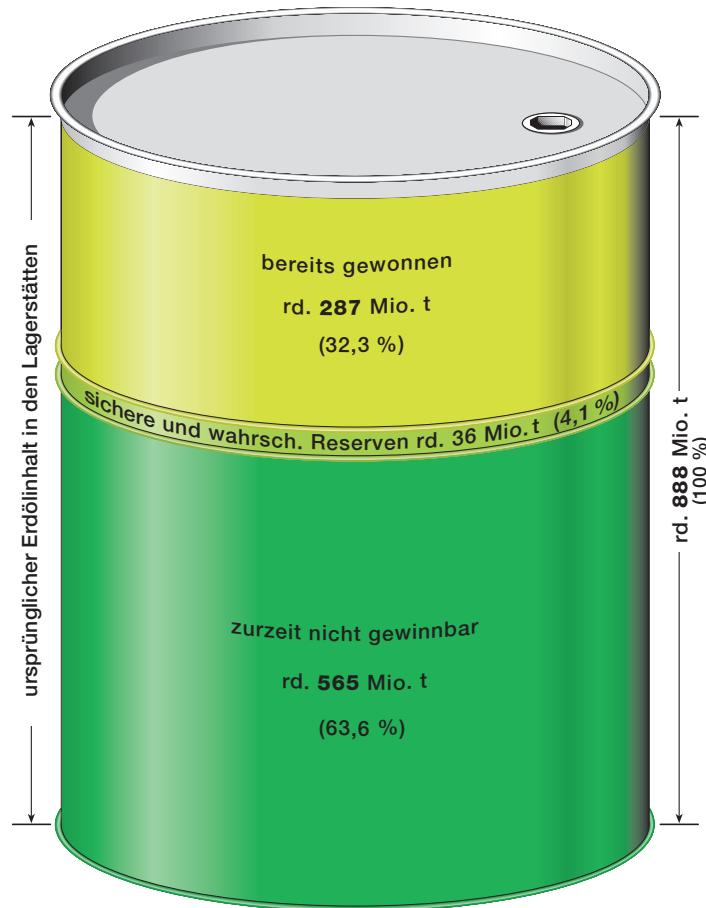


Statische Reichweiten der Reserven

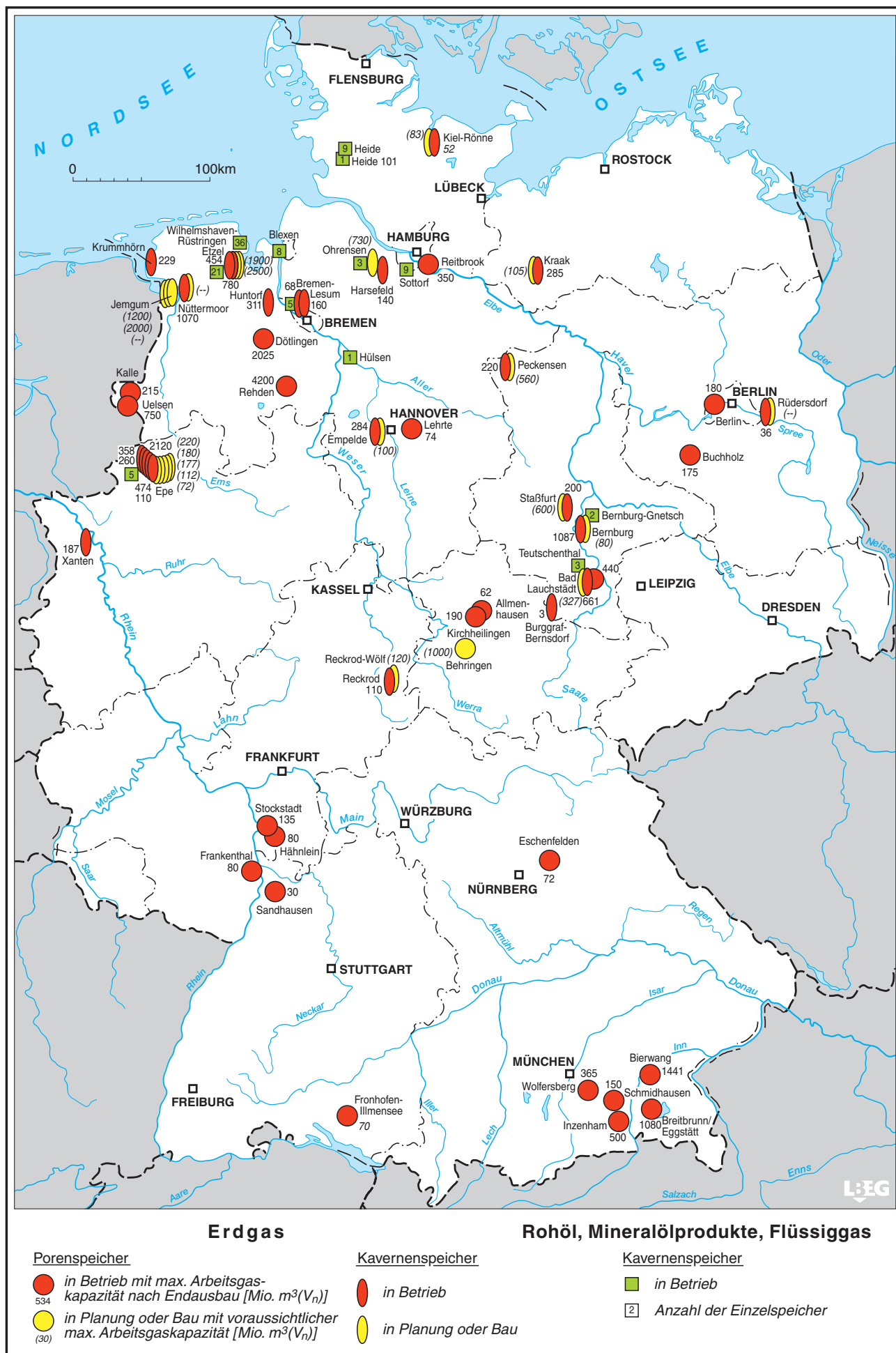


Erdöl und Erdgas* in der Bundesrepublik Deutschland

Kumulative Produktion & Reserven

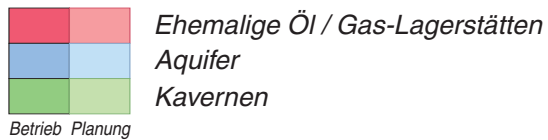
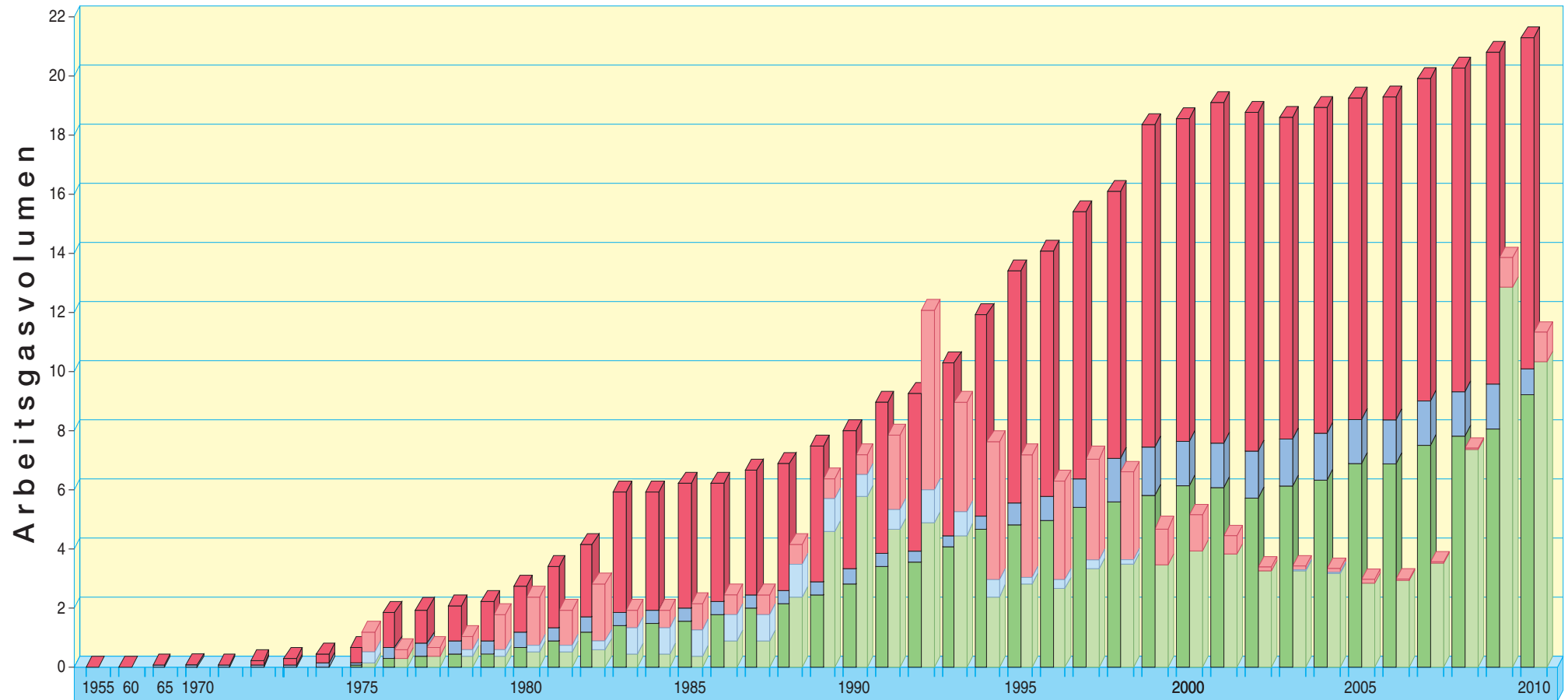


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



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