

## 8 Energierohstoffe in Deutschland

### 8.1 Erdöl in Deutschland

#### 8.1.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdöl

In Deutschland werden im internationalen Maßstab nur geringe Mengen an Erdöl gefördert, das meiste davon in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Wattenmeer vor der Küste Schleswig-Holsteins liegt allerdings das auch im internationalen Vergleich große Erdölfeld Mittelplate (Abb. 8.1). Es ist das größte der insgesamt 44 produktiven Erdölfelder in Deutschland und förderte 2007 aus Dogger-Sanden am Rande des Büsser Salzstockes rund 2,1 Mt Erdöl. Insgesamt machte diese Förderung mehr als 60 % der gesamten deutschen Erdölproduktion in Höhe von 3,4 Mt aus. Ein Großteil der verbleibenden Jahresförderung entstammt einer dem Niedersächsischen Becken zugehörigen Erdölprovinz im westlichen Emsland, deren Förderanfänge weit zurückreichen. Beispielhaft sei hier die große Antiklinal-Öllagerstätte Rühle genannt, die seit 1949 aus dem Bentheimer Sandstein der Unterkreide fördert. Typische Fallen sind Antiklinal-Strukturen, aber auch Faziesfallen und Diskordanz-Lagerstätten (Abb. 8.1). Etwa ein Viertel der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger liegt bei etwa zwei Dritteln. In Deutschland werden Leichtöle mit einer Dichte zwischen 0,8 und 0,93 g/cm<sup>3</sup> gefördert, die in der Mehrheit aus Muttergesteinen der unteren Kreide und des unteren Jura stammen. Weitere Erdölmuttergesteine sind aus den Gesteinsformationen des Perm und Tertiär bekannt.

Aufgrund gestiegener Ölpreise geraten auch bereits aufgelassene und seinerzeit wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht weiter entwickelte Ölfelder in Deutschland erneut in den Fokus der Erdölindustrie. In der Regel sind in diesen Fällen allerdings noch erhebliche Investitionen erforderlich, um das verbleibende Reservenpotenzial belastbar abschätzen und gegebenenfalls entwickeln und fördern zu können.

Die erste sichere Nachricht über die Entdeckung und Gewinnung von Erdöl in Deutschland stammt aus der Mitte des 15. Jahrhunderts. An der Erdoberfläche austretendes Öl wurde damals in Oberbayern von Mönchen gewonnen und als Heilmittel verwendet (Boigk, 1981). Auch in Niedersachsen, das mit zu den ältesten Erdölgebieten in Europa gehört, beschrieb G. AGRICOLA bereits 1546 die Nutzung von Erdöl, das sich infolge natürlicher Austritte in Teerkuhlen an der Erdoberfläche angesammelt hatte.

Die Bohrtätigkeit auf Erdöl in Deutschland begann erst viel später, ausgelöst durch einen eher zufälligen Erdölfund (Hunäus-Bohrung) im Jahr 1859 in Wietze. In der Folge entwickelte sich Wietze zum Zentrum der deutschen Erdölindustrie und bereits im frühen 20. Jahrhundert wurden dort jährlich bis zu 90 000 t Erdöl gefördert. Bereits Mitte der 1960er Jahre hatte die Erdölförderung in Deutschland mit rund 8 Mt ihr Maximum erreicht (Abb. 8.2). Bis 1999 ging sie danach kontinuierlich zurück.

Erst mit dem Produktionsbeginn des Ölfeldes Mittelplate Ende 1987 konnte die rückläufige Förderung infolge zunehmender Erschöpfung der Altfelder allmählich ausgeglichen werden.

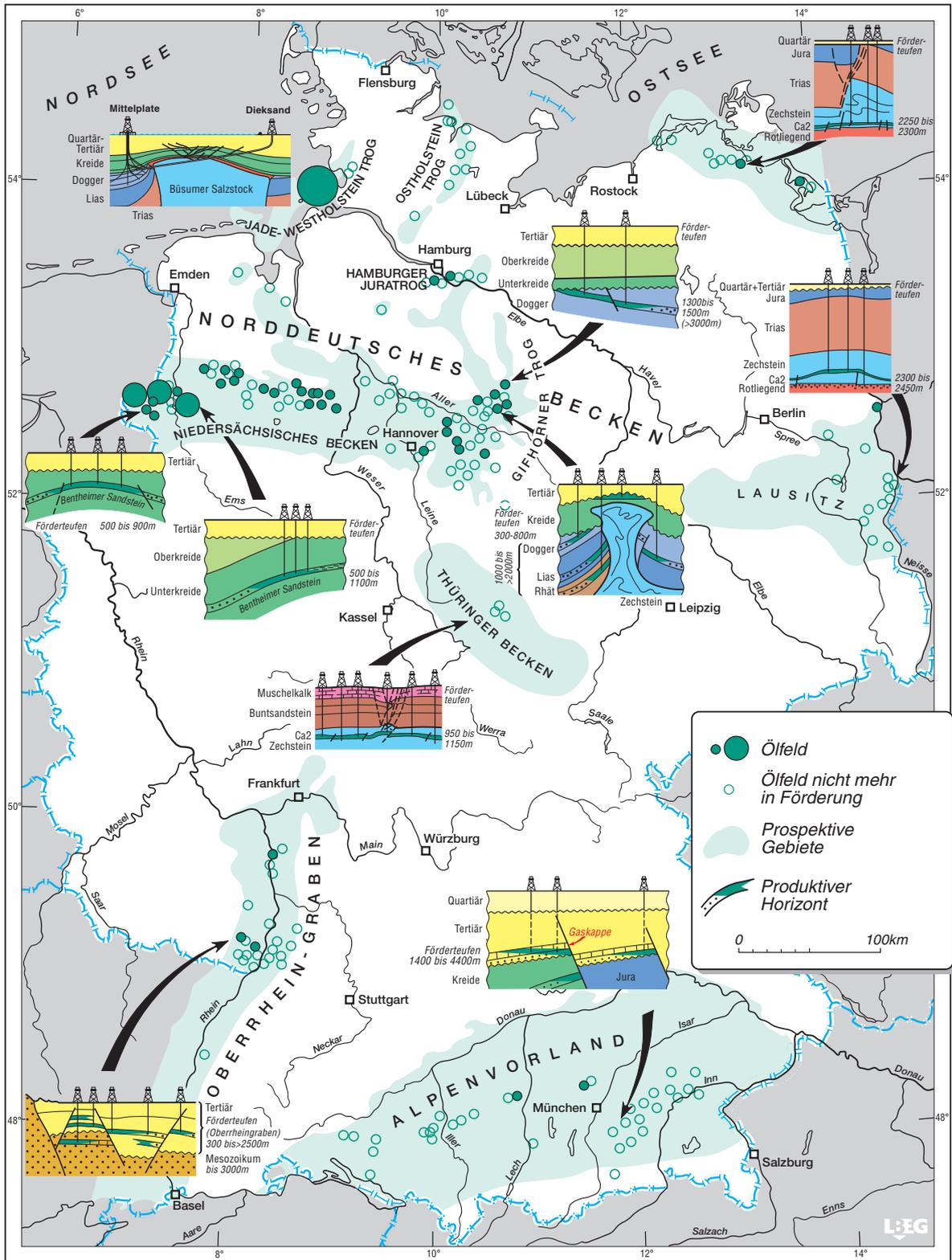
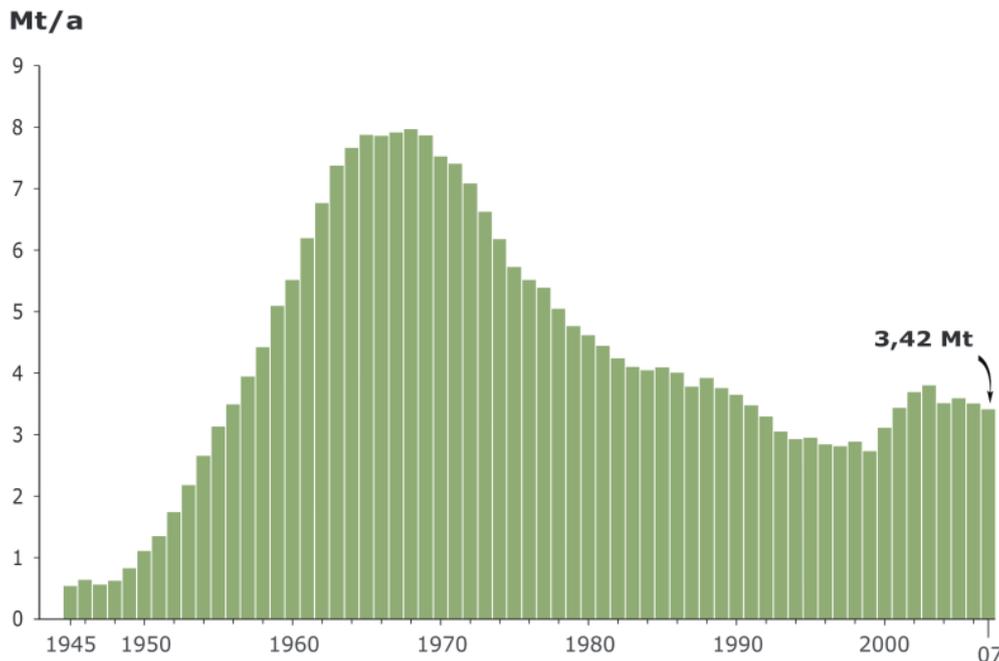


Abbildung 8.1: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen in Deutschland.

Mit der fortschreitenden Entwicklung von Mittelplate nahm die Gesamtförderung ab dem Jahr 2000 sogar wieder zu (Abb. 8.2). Die Förderung von Erdöl ist auch abhängig von den jeweils herrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. So führten die bis 1963 existierenden Schutzzölle, die auf importiertes Erdöl erhoben wurden, dazu, dass auch marginal wirtschaftliche Felder weiter betrieben wurden. Mit dem Fall dieser Subventionen 1963 wurden weniger ergiebige Felder geschlossen. Andererseits führten steigende Ölpreise infolge der Ölkrise 1973 zu verstärkter Exploration und der Reaktivierung von Feldern. Der Verfall der Ölpreise 1985/1986 wiederum leitete einen Konsolidierungsprozess der wirtschaftlichen Optimierung der Felder ein.



**Abbildung 8.2:** Erdölförderung in Deutschland seit 1945.

Bis Ende 2007 sind in Deutschland rund 283 Mt Erdöl gewonnen worden. Dies entspricht einem Ausbeutegrad von 32 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge in allen Lagerstätten.

### 8.1.2 Erdölproduktion und -verbrauch 2007

In Deutschland wurden 2007 rund 3,4 Mt Erdöl einschließlich knapp 2 % Kondensat gefördert. Damit ist die Produktion im Vergleich zu 2006 um rund 100 000 Tonnen oder 2,8 % zurückgegangen, liegt aber in derselben Größenordnung wie im Jahr 2001 (Abb. 8.2). Auf der Grundlage der betrieblichen Förderleistung hat die in Hamburg ansässige RWE Dea AG auch 2007 den Großteil der deutschen Erdölförderung erbracht. Das Mittelplate-Konsortium mit der RWE Dea AG als Betriebsführer und der Wintershall AG als Konsortialpartner, förderte 2007 aus Mittelplate rund 62 % der deutschen Gesamtproduktion. Weitere Förderbetriebe im Jahr 2007 waren die ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) mit einem Anteil von 18,5 % an der heimischen Förderung, gefolgt von der Gaz de France – PEG (10 %), der Wintershall Holding AG (8 %) und der EEG – Erdgas Erdöl GmbH (0,7 %). Die Spannweite

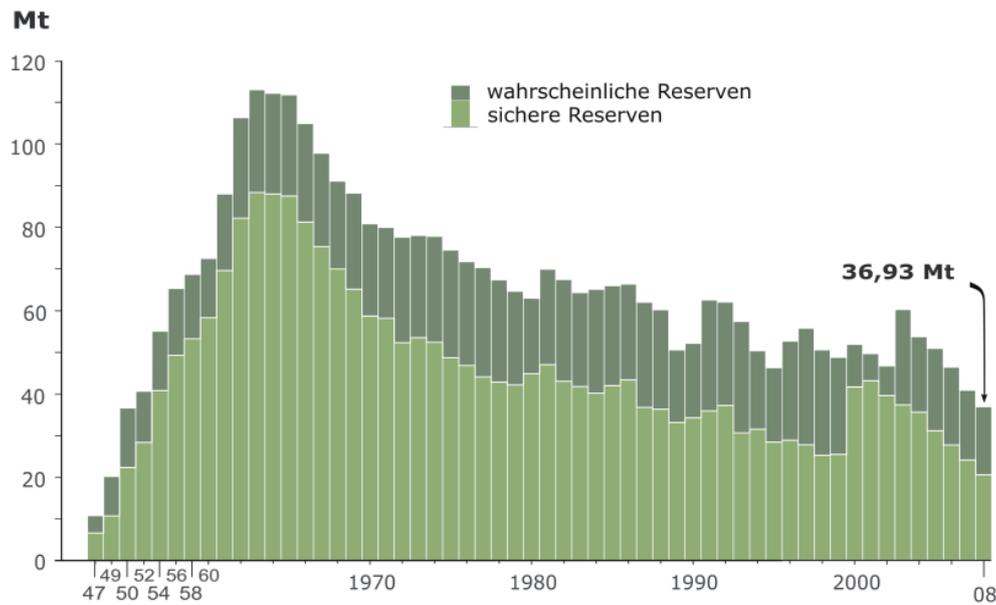
der Förderkosten ohne Abschreibungen bewegt sich in Deutschland in der Größenordnung von 20 bis 190 €/t Erdöl.

Nach vorläufigen Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen betrug der Mineralölverbrauch Deutschlands im Jahr 2007 rund 109 Mt (AGEB, 2008). Im Vergleich zum Vorjahr war er somit um gut 9 % niedriger. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt dürften es nach Angaben der AGEB knapp 5 % weniger gewesen sein. Unabhängig davon handelt es sich um den bisher geringsten Ölverbrauch im vereinten Deutschland. Bei leicht niedrigerer Inlandproduktion und einem deutlich gesunkenen Mineralölaufkommen gegenüber 2006 deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr gut 3 % des gesamten Mineralölverbrauches Deutschlands. Die Felder in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen erbrachten 2007 zusammen 96 % der Gesamtproduktion in Deutschland (LBEG, 2008).

### 8.1.3 Reserven und Ressourcen von Erdöl

Die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland lagen am 1. Januar 2008 mit rund 37 Mt um 4 Mt oder knapp 10 % unter denen des Vorjahres und sind damit weiterhin rückläufig (Abb. 8.3). Nach Berücksichtigung der Förderung im Berichtsjahr 2007 in Höhe von 3,4 Mt ergibt sich darüber hinaus eine Abnahme der Reserven von rd. 0,6 Mt gegenüber 2006. Dies beruht auf der Neubewertung von Lagerstätten und weiteren Korrekturen, die letztlich zu einer Anpassung und zu einer Reduzierung der verbleibenden Reserven geführt haben. Die Reservenzugewinne infolge von Laufzeitverlängerungen einiger Felder konnten dies nur in geringem Umfang ausgleichen. Der größte Anteil an verbliebenen Erdölreserven liegt in den Ländern Schleswig-Holstein (63 %) und Niedersachsen (34 %). Ohne Neufunde bzw. Zuwachs von Reserven wären die Kohlenwasserstoffvorräte in Deutschland in absehbarer Zeit erschöpft. Obwohl Deutschland eine reife Kohlenwasserstoffprovinz darstellt, gibt es noch unentdeckte und nicht entwickelte Ressourcen. So wurden bereits 1941 im Bereich der Stadt Nordhorn auf einer seismisch nachgewiesenen Struktur zähflüssige Spuren von Restöl angetroffen. Träger ist der Bentheimer Sandstein. Bei dem Öl handelt es sich um vermutlich biodegradiertes Restöl. Grobe Abschätzungen des hier insgesamt vorhandenen Erdöls in m<sup>3</sup> weisen zweistellige Millionenzahlen aus.

Beim konventionellen Erdöl wird ein zusätzliches Ressourcenpotenzial von insgesamt rund 40 Mt Erdöl (pers. Komm. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) in Deutschland vermutet. Dies ist in einer vergleichbaren Größenordnung wie die gegenwärtig geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven. Der Entölungsgrad von Lagerstätten beträgt im Weltdurchschnitt etwa 35 % (Infobox 2). Für alle deutschen Erdölfelder wird dieser Wert zur Zeit auf etwa 36 % geschätzt. Demnach würden 559 Mt Restöl in den Lagerstätten verbleiben. Ein zusätzliches Potenzial liegt also auch in der Erhöhung des Ausbeutefaktors bei Erdöl durch verbesserte Verfahren und Techniken. Eine um 1 % erhöhte Ausbeute entspräche einem Reservenpotenzial von etwa 9 Mt und somit der 2,6-fachen Menge der Förderung in Deutschland 2007.



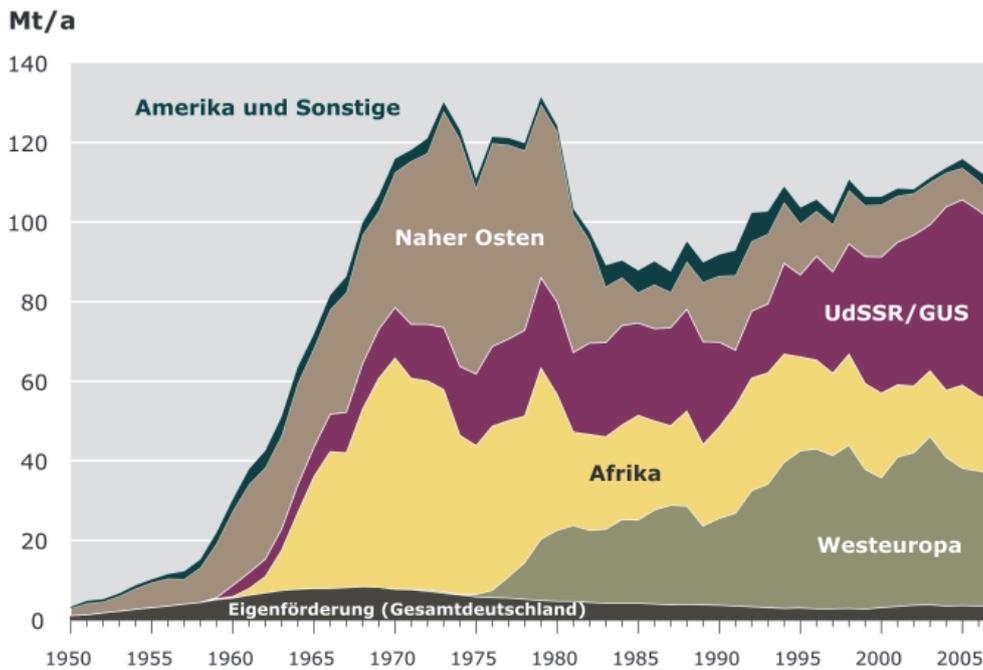
**Abbildung 8.3:** Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland.

### 8.1.4 Versorgung Deutschlands mit Erdöl

Wie die meisten Industriestaaten ist auch Deutschland in hohem Maße von Erdölimporten abhängig. Erdöl ist in Deutschland der wichtigste Primärenergieträger. Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch (PEV) lag in den letzten fünf Jahren bei etwa 35 %. Seit Anfang der 1960er Jahre bis zum Beginn der ersten Erdölkrise im Jahr 1973 war ein kontinuierlicher Anstieg des Rohölbedarfes auf etwa 130 Mt zu verzeichnen. Dieses Niveau wurde mit einem zwischenzeitlichen Rückgang auf 110 Mt von 1975 bis Anfang der 1980er Jahre gehalten und sank anschließend in Folge der zweiten Erdölkrise Ende der 1970er Jahre auf etwa 90 Mt. Seit 1990 steigt der Rohölbedarf auf etwa 100 bis 110 Mt an. Im Jahr 2007 betrug der Rohölbedarf Deutschlands rund 109 Mt, davon mussten 105,5 Mt importiert werden.

Bei den Bezugsquellen setzte im Laufe der Zeit ein Wandel ein (Abb. 8.4). Wichtigster Rohöllieferant im Jahr 2007 war die GUS mit 42 %, wobei Russland hier mit 32 % den Löwenanteil beisteuerte. Dahinter folgen die Nordseeanrainerstaaten Norwegen und Großbritannien mit einem Anteil von 29 %. Der Anteil Afrikas, das um 1970 (damals überwiegend Libyen) dominierte, beträgt heute gut 17 %. Stark zurückgegangen ist der Anteil des Nahen Ostens von einst über 50 % in den 1950er Jahren auf nunmehr etwa 6 %. Der OPEC-Anteil an den Rohölimporten geht seit 1976, als der Anteil rund 80 % erreichte, kontinuierlich zurück und lag im Jahr 2007 bei 19,4 % (Tab. A 8-1). Die künftige Entwicklung der wichtigsten Lieferländer für Erdöl in Deutschland wird in Abschnitt 9 diskutiert.

Um gegen Versorgungskrisen bzw. -engpässe besser gewappnet zu sein, wird in Deutschland Erdöl gespeichert und auch untertägig in Salzkavernen gelagert. Aufgrund der im Norden Deutschlands konzentrierten mächtigen Salinare liegen die meisten Kavernenspeicher in diesem Gebiet. Mit 6,5 Mio. m<sup>3</sup> Rohöl lagern die größten Erdölvorräte untertage im Raum Wilhelmshaven.



**Abbildung 8.4:** Rohölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2007 und Anteil des Mineralöls am PEV.

### 8.1.5 Nicht-konventionelles Erdöl

Verlässliche Angaben über Verbreitung und Ressourcen von **Ölsandvorkommen** (Abschnitt 3.3.1) in Deutschland liegen nicht vor. Teerausbisse bei Wietze wurden bereits 1652 urkundlich erwähnt. Aus den durch Salztekonik steil gestellten Speichergesteinen der Unterkreide (Wealden) wurde der Asphalt bergmännisch im Untertagebau gewonnen. Diese Ölsande gehen mit zunehmender Teufe in Leichtöl über. Über zwei Schächte und 81 km Strecken in 180 bis 340 m Teufe wurde hier zwischen 1920 und 1963 Öl gefördert. Zunächst wurde nur das Sickeröl in den Strecken gewonnen. Nach 1930 wurde der Ölsand selber abgebaut und über Tage mit Heißdampf gewaschen. Insgesamt konnten so in Wietze knapp 1 Mt Erdöl aus den Ölsanden gewonnen werden.

Um 1730 herum wurde bei Hannover asphalthaltiges Gestein entdeckt, blieb aber zunächst ungenutzt. Erst 1842 begann der Abbau des Asphaltgesteins und H. D. Hennings gründete 1843 in Limmer die erste Asphaltfabrik Deutschlands. Der Asphaltabbau erlebte seine Blütezeit im 19. Jahrhundert. Bekannt sind die Vorkommen Ehingen (Baden-Württemberg), Eschershausen-Holzen am Ith und Wietze nördlich von Hannover. Seit Anfang des letzten Jahrhunderts wird im niedersächsischen Holzen Asphalt in imprägnierten Kalksteinen des Oberen Jura abgebaut. Die Gewinnung erfolgt hier im einzigen Naturasphalt-Untertagebau Europas nachfrageorientiert sporadisch, vorwiegend zur Herstellung von Bodenbelägen.

**Ölschiefervorkommen** (Abschnitt 3.3.3) beschränken sich in Deutschland hauptsächlich auf die Schichten des Jura (Lias epsilon) des Norddeutschen Beckens und auf den Schwäbisch-Fränkischen Juratrog in Süddeutschland. Aus der Grube Messel in Südhessen, die wegen ihres reichhaltigen Fossilieninhaltes weltweit bekannt und 1995 zum Weltnaturerbe ernannt wurde, sind von 1886 bis 1971 Ölschiefer aus eozänen Schichten gewonnen worden (Einecke, 1995). Insgesamt wurden dabei rund 1 Mt Schwelöl aus mehr als 20 Mt Ölschiefer

extrahiert, neben etwa 350 000 t Farbkoks, 93 000 t Ammoniumsulfat und 60 000 t Paraffin. Im südöstlichen Niedersachsen treten Ölschiefer oberflächennah und in größerer Verbreitung im Bereich Schandelah–Flechtorf und Hondelage–Wendhausen mit Vorräten von zusammen 2 bis 2,5 Gt auf. Die theoretisch gewinnbare Ölmenge wird auf 150 bis 180 Mt geschätzt, ein Mehrfaches der in Niedersachsen noch gewinnbaren, nachgewiesenen Erdölreserven.

Bisher blieb der Abbau von Ölschiefer in Niedersachsen auf kleine Bereiche der Lagerstätte Schandelah–Flechtorf während der Weltkriege beschränkt. In Baden-Württemberg dient er auch heute zur Herstellung von Ölschiefer-Zement. Die wirtschaftliche Verwertung der Ölschiefer ist im Wesentlichen von der Entwicklung der Energiepreise abhängig. Durch konkurrierende Nutzungsansprüche gehen potenzielle Abbaufächen zunehmend verloren.

## 8.2 Erdgas in Deutschland

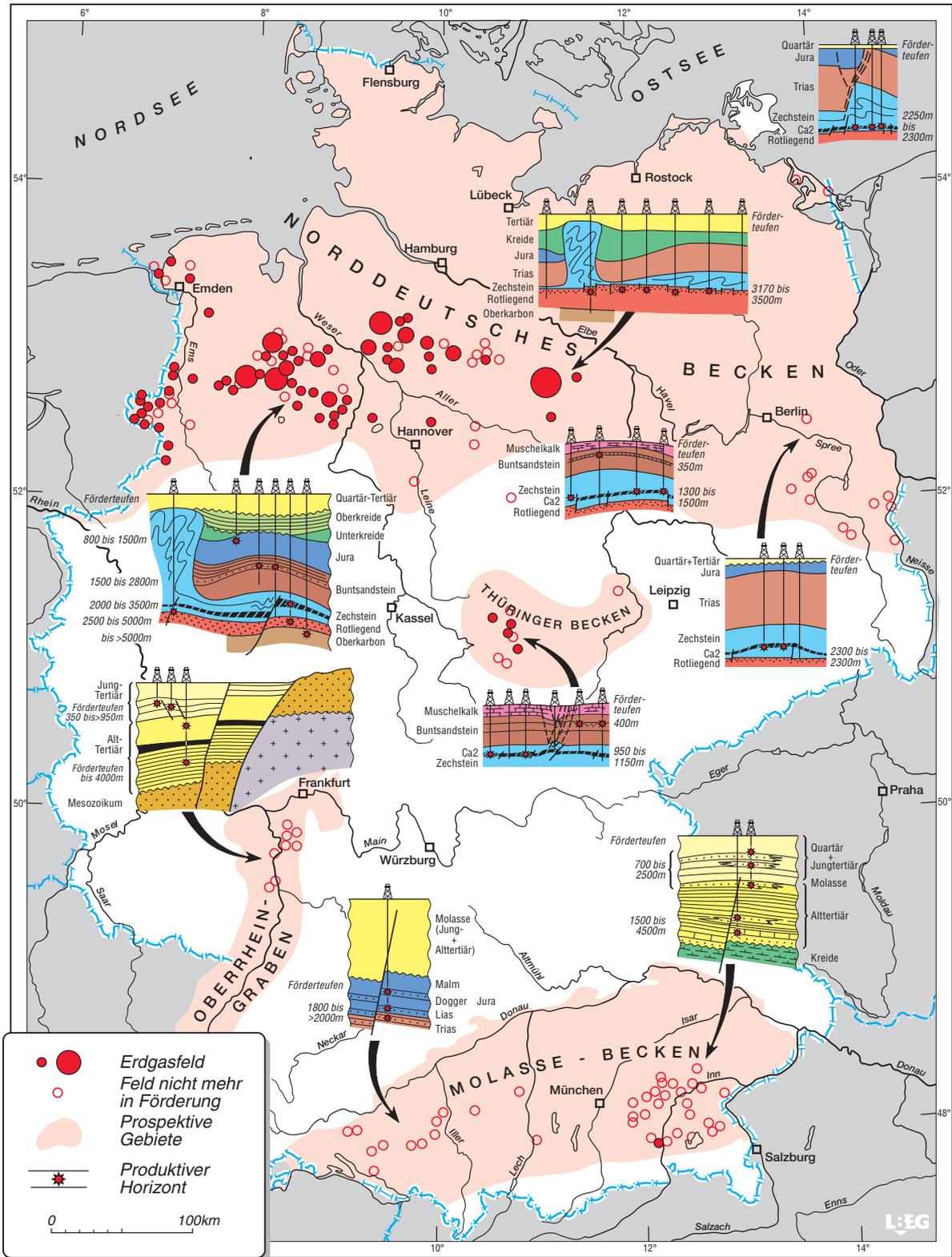
### 8.2.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Erdgas

In Deutschland werden im internationalen Maßstab zwar nur vergleichsweise geringe Mengen an Erdgas gefördert, allerdings deckte die heimische Förderung 2007 rund 17 % des Inlandsverbrauches. Die größten Erdgasvorkommen und die stärkste Produktion liegen in Norddeutschland. Allein auf Niedersachsen entfielen 2007 etwa 93 % der deutschen Erdgasproduktion.

Der überwiegende Teil des Erdgases in deutschen Lagerstätten wurde in den Kohlen des Oberkarbon gebildet. Als Speicherhorizonte dominieren Karbon, Rotliegend und Zechstein. Das größte Feld ist der heute nahezu erschöpfte Feldeskomplex Salzwedel in Sachsen-Anhalt. Aus dem Rotliegend dieser Lagerstätte sind bis Ende 2007 mehr als ein Fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland gefördert worden. Das Feld mit der höchsten Förderrate im Jahr 2007 war Rotenburg-Taaken in Niedersachsen, das rund 2,3 Mrd. m<sup>3</sup> Gas aus Sandsteinen des Rotliegend produzierte.

In Niedersachsen wird neben Süßgas auch Sauergas (Abschnitt 4.1) gefördert (Porth et al., 1997). Unterschiedliche Gaszusammensetzungen des geförderten Erdgases bedingen auch Schwankungen des natürlichen Brennwertes, der in Deutschland von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann und zwischen 2 und 12 kWh/m<sup>3</sup> schwankt. In der deutschen Förderindustrie werden Erdgasmengen sowohl lagerstättentechnisch als *Rohgasmengen* als auch gaswirtschaftlich als *Reingasmengen* angegeben. Die *Rohgasmenge* entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert. Die *Reingasmenge* ist eine kaufmännisch Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen sondern nach seinem Energieinhalt gehandelt wird. Die Angaben zum Reingas beziehen sich deshalb einheitlich auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>, der in der Förderindustrie auch als *Groningen-Brennwert* bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt. In anderen Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup> gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht.

Der erste Gasfund stammt aus dem Jahr 1910. Damals war eine Wasserbohrung der Hamburger Gaswerke in einem tertiären Sandstein in einer Teufe von 240 m unvorhergesehen

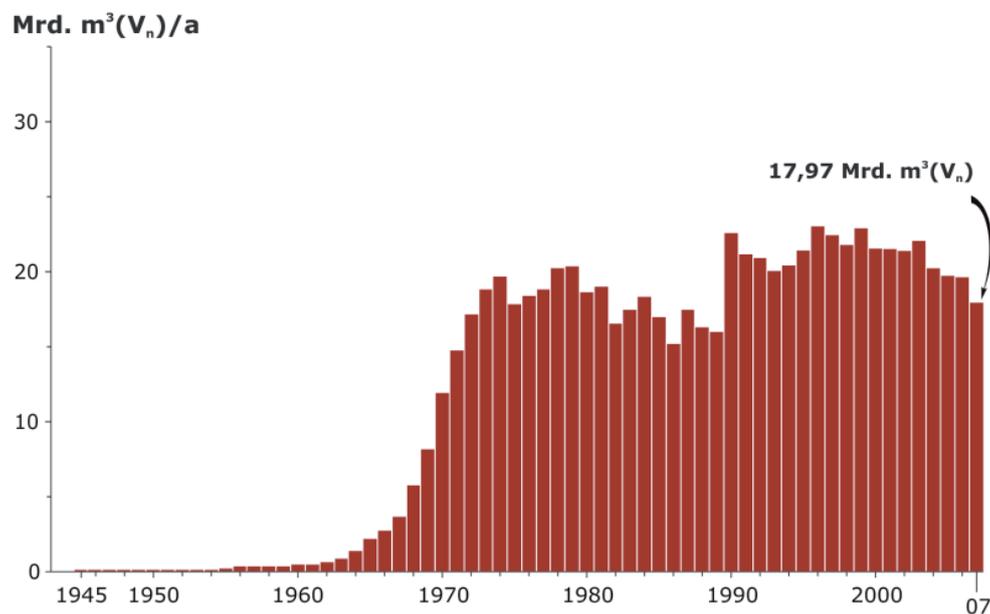


Stand: 31.12.2007

Abbildung 8.5: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

auf ein Gasvorkommen gestoßen. Im Vergleich zum Erdöl setzte die gezielte Suche nach Erdgas in Deutschland allerdings erst spät in den 1950er Jahren ein.

Die Förderung von Erdgas im größeren Maßstab begann in den 1960er Jahren (Abb. 8.6), bedingt durch die Erschließung der Buntsandstein- und Zechstein-Lagerstätten in Niedersachsen. Nach dem spektakulären Fund des großen Rotliegend-Gasfeldes Groningen im Jahr 1959 in den Niederlanden entwickelte sich dieser Horizont zu einem wichtigen Explorationsziel auch im Norddeutschen Becken. Dies führte ab Mitte der 1960er Jahre zur Entwicklung einer Reihe von weiteren Rotliegend-Feldern. Der letzte größere Gasfund datiert mit der Entdeckung des Erdgasfeldes Völkersen in das Jahr 1991. Im Süden Deutschlands, im Molassebecken, wurde Erdgas in wirtschaftlichen Mengen zuletzt 1982 im Gasfeld Irlach in tertiären Sandsteinen gefunden.



**Abbildung 8.6:** Erdgasförderung (Rohgas) in Deutschland seit 1945.

Ende der 1970er Jahre betrug die jährliche Förderung in Westdeutschland rund 20 Mrd. m<sup>3</sup>. Bedingt durch die Wiedervereinigung flossen ab 1990 die Förderdaten der ostdeutschen Felder mit in die Produktionsstatistik ein. Zu diesem Zeitpunkt stieg die Förderung auf deutlich über 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a an. In den letzten Jahren ging die Erdgasförderung aufgrund zunehmender Erschöpfung von Lagerstätten zurück und lag 2007 bei 18 Mrd. m<sup>3</sup> (Abb. 8.6). Das im September 2000 in Betrieb genommene einzige deutsche offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 förderte 2007 rund 667 Mio. m<sup>3</sup> hochkalorisches Erdgas.

Kumulativ sind bis Ende 2007 in Deutschland rund 929 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas gewonnen worden. Einschließlich der noch förderbaren Reserven entspricht dies einem Ausbeutegrad von knapp 80 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge in den Lagerstätten.

### 8.2.2 Erdgasproduktion und –verbrauch 2007

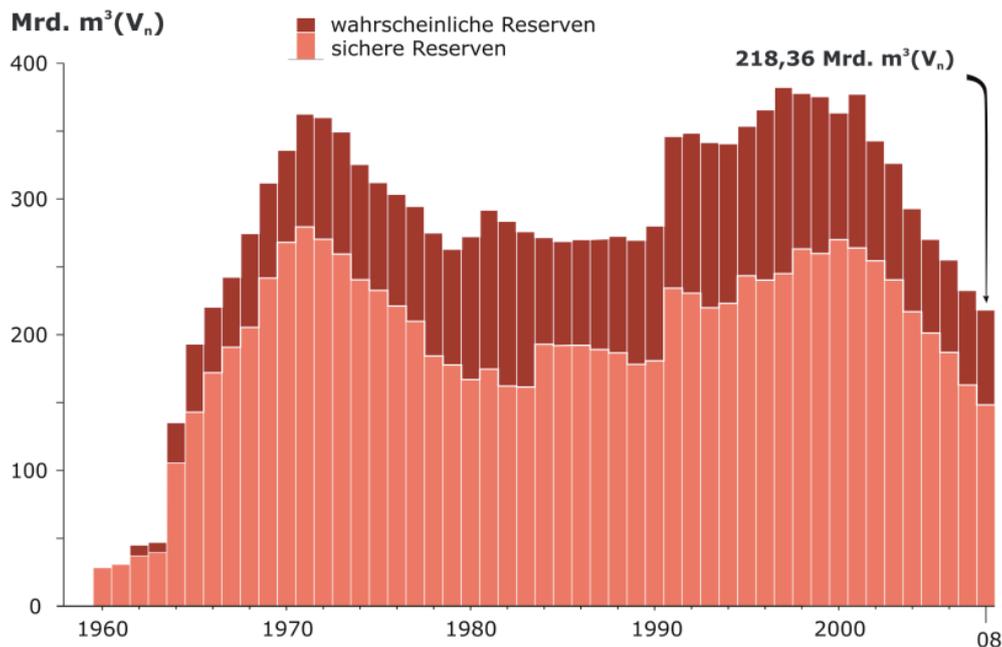
Gegenüber 2006 ging die Reingasförderung in Deutschland deutlich um etwa 1,5 Mrd. m<sup>3</sup> auf 16,9 Mrd. m<sup>3</sup> zurück. Dies entspricht einer Abnahme von gut 8 %. Der erneute Rückgang der Produktion ist zum einen eine Folge des milden Winters und der damit sinkenden Erdgasnachfrage. Andererseits macht sich hier die zunehmende Erschöpfung von Lagerstätten und damit der natürliche Förderabfall bemerkbar.

Die ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG) ist mit rund 73 % der gesamten deutschen Förderung der größte Erdgasförderer in Deutschland. Weitere Förderbetriebe im Jahr 2007 waren die RWE Dea AG mit einem Anteil von 15,4 % an der heimischen Förderung, gefolgt von der Wintershall Holding AG (6,4 %), der Gaz de France – PEG (4 %) und der EEG – Erdgas Erdöl GmbH (1,3 %). Die Spannbreite der Förderkosten ohne Abschreibungen bewegt sich in Deutschland zwischen 20 und 110 €/1000 m<sup>3</sup> Rohgas.

Nach vorläufigen Angaben der AGEB (2008) errechnet sich für 2007 ein um 5,5 % auf 98 Mrd. m<sup>3</sup> gesunkener Erdgasverbrauch. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion und einem ebenfalls gesunkenen Erdgasverbrauch hat die inländische Erdgasförderung den Verbrauch damit zu etwa 17 % gedeckt.

### 8.2.3 Reserven und Ressourcen von Erdgas

Mit Stichtag 1. Januar 2008 betragen die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas) in Deutschland noch rund 218 Mrd. m<sup>3</sup> (2001: 343 Mrd. m<sup>3</sup>) und waren so mit 14,3 Mrd. m<sup>3</sup> um gut 6 % niedriger als im Vorjahr (Abb. 8.7). Unter Berücksichtigung der Rohgas-Jahresproduktion in Höhe von 18 Mrd. m<sup>3</sup> ergibt sich für das Berichtsjahr 2007 insgesamt eine Zunahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Reserven. Ein Teil der Förderung konnte also durch Reservenzugewinne ausgeglichen werden. Diese gehen überwiegend auf Neubewertungen und entsprechende Bohrergebnisse in Niedersachsen zurück. In Niedersachsen liegen 98 % der gesamten Rohgasreserven Deutschlands. Ohne Neufunde und Zuwachs von Reserven sind die Erdgasvorräte in Deutschland in absehbarer Zeit erschöpft. Obwohl Deutschland eine reife Kohlenwasserstoffprovinz darstellt, gibt es noch unentdeckte und nicht entwickelte Ressourcen, unter anderem Erdgas in extrem dichten Sandsteinreservoirs (Abschnitt 4.3.1). Ressourcen an Erdgas in dichten Gesteinen werden für das Norddeutsche Becken auf 100 bis 150 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt.



**Abbildung 8.7:** Entwicklung der Erdgasreserven (Rohgas) Deutschlands.

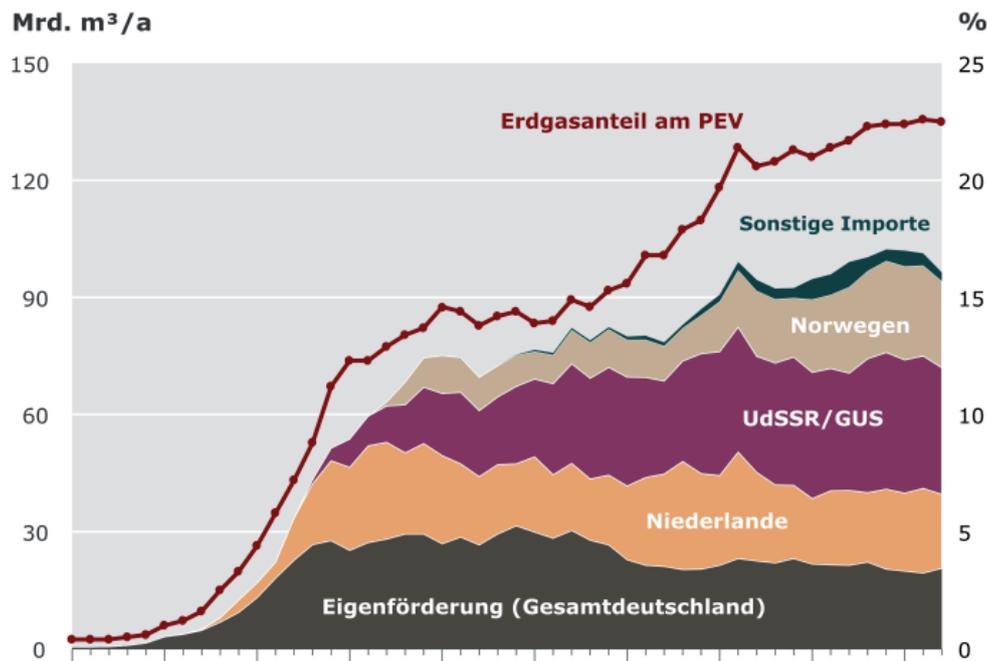
### 8.2.4 Versorgung Deutschlands mit Erdgas

Erdgas ist der zweitwichtigste Energieträger beim PEV Deutschlands. Der Anteil des Erdgases am deutschen PEV lag in den letzten fünf Jahren bei 22 % (Abb. 8.8). Bis 1996 nahm der Erdgasanteil am PEV kontinuierlich zu. Danach lag der Anteil durchschnittlich bei 23 %. Seit Jahren müssen mehr als 80 % des deutschen Erdgasbedarfs importiert werden. Durch die Notwendigkeit des Pipeline-Transportes und lange Vertragslaufzeiten über Gaslieferungen besteht im Moment eine enge Bindung Deutschlands an wenige Lieferländer. Für Deutschland sind dies vor allem Russland, gefolgt von Norwegen, den Niederlanden und in geringerem Umfang Dänemark und Großbritannien (Tab. A 8-2). Die künftige Entwicklung der wichtigsten Lieferländer für Erdgas in Deutschland wird in Abschnitt 9 diskutiert.

Deutschland verfügt über kein eigenes LNG-Anlandeterminal (Abschnitt 4.2.6), jedoch besteht die Möglichkeit, LNG über das belgische Brügge zu beziehen. Von Seiten des Energiekonzerns E.ON gab es immer wieder konkretere Überlegungen, ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven zu errichten. Stattdessen beteiligt sich E.ON jetzt an dem im Bau befindlichen LNG-Terminal GATE im niederländischen Rotterdam. Damit erscheint der Neubau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven zumindest durch diesen Energiekonzern in nächster Zeit eher unwahrscheinlich. Auch das Unternehmen RWE hat Pläne für eine Anlandemöglichkeit für LNG an der deutschen Nordseeküste und hat dazu Gespräche mit der Bundesregierung und der Landesregierung von Niedersachsen aufgenommen (EID, 2009).

Die Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird u.a. durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Diese Speicher stellen den Ausgleich zwischen tages- und jahreszeitlich schwankendem Verbrauch und dem Angebot aus heimischer Förderung und Importen dar. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Erdgasspeichernation der Welt. Erdgas wird dabei sowohl in Porenspeichern, die überwiegend ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquiferspeicher umfassen, als auch in Salzkavernen zwischengelagert. Angesichts zunehmender Gasnutzung, denkbarer Terror-

angriffe auf Gasnetze, der Zunahme der Bedeutung von Energierohstoffen als Machtfaktor und der Leitungsgebundenheit von Erdgas könnte eine rein strategische Gasreserve im Falle einer *Force Majeure*, wie beim Erdöl seit der Ölkrise 1973, eine zusätzliche Absicherung darstellen. Eine nationale Gasreserve würde allerdings kein kommerzieller Speicher sein, sondern wäre strikt vom Speichermarkt getrennt.



**Abbildung 8.8:** Erdgasversorgung Gesamtdeutschlands von 1960 bis 2007 und Anteil von Erdgas am PEV.

### 8.2.5 Nicht-konventionelles Erdgas

Im Norddeutschen Becken sind Vorkommen von nicht-konventionellem Erdgas (Abschnitt 4.3.1) bekannt. Diese umfassen vor allem Erdgas, das in tiefen und extrem dichten Reservoirgesteinen lagert und als *Tight Gas* bezeichnet wird. Im Gegensatz zum internationalen Sprachgebrauch (Abschnitt 4.3.1) wird in Deutschland Erdgas, das noch im Muttergestein gespeichert ist, nicht unter dem Oberbegriff *Tight Gas* subsumiert, sondern separat als *Shale Gas* geführt.

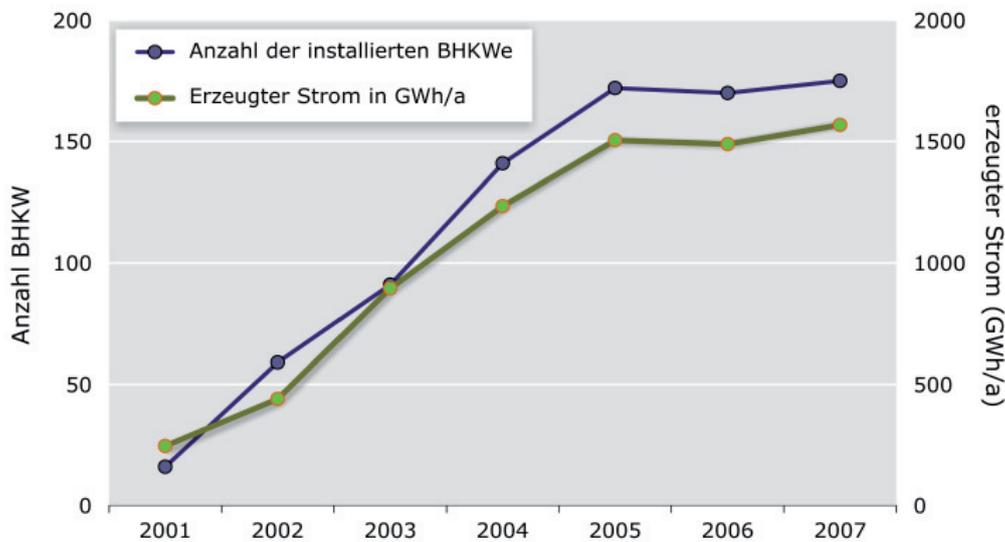
Aufgrund der zunehmenden Erschöpfung konventioneller Quellen und gestiegener Erdgaspreise ist ein weiter wachsendes Interesse an nicht-konventionellem Erdgas in Deutschland zu verzeichnen. Konzessionen für die gezielte Gewinnung von *Shale Gas* sind bislang aber nur in den Nachbarländern Polen, den Niederlanden und Schweden vergeben worden. *Tight-Gas*-Lagerstätten sind in Norddeutschland dagegen bereits erfolgreich erschlossen worden. Die Erschließung solcher Ressourcen durch Bohrungen ist allerdings nur mit modernster Technologie möglich, die mit entsprechend hohen Kosten verbunden ist. Zusätzlich erschweren hoher Lagerstättendruck (60 MPa) und hohe Temperaturen (150° C) die Erschließung dieser Erdgaslagerstätten, die oft in sehr großer Tiefe (5 km) liegen. Darüber hinaus bestehen auch wirtschaftliche Risiken hinsichtlich der erzielbaren langfristigen Förderraten bzw. Fördermengen. Ressourcenabschätzungen für *Tight Gas* weisen für das Norddeutsche

Becken beträchtliche Mengen in der Größenordnung von 100 bis 150 Mrd. m<sup>3</sup> an gewinnbarem Erdgas aus. Hauptspeicherhorizonte sind das Rotliegend und das Karbon.

Ausgehend vom momentanen Wissensstand ist das Potenzial von Erdgas in dichten Gesteinen für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas aber eher als gering einzustufen. Jedoch sind auch geringe Zuwächse einer Eigenförderung längerfristig positiv zu bewerten. Entscheidend für die mittelfristige Nutzung dieser nicht-konventionellen Lagerstätten ist aufgrund des hohen Investitionsbedarfs vorrangig die Entwicklung der Erdgaspreise. Daneben ist die Verfügbarkeit von Bohranlagen ein limitierender Faktor, da auch für die Erschließung von Shale-Gas-Lagerstätten eine hohe Anzahl von meist horizontal abgelenkten Bohrungen notwendig ist. Ein Forschungsprogramm der deutschen Erdgas-Förderunternehmen beschäftigt sich seit 2001 mit der Optimierung von Frac-Vorhaben und anderen Maßnahmen der Produktionssteigerung aus dichten Lagerstätten (DGMK, 2009).

Methangas kommt weltweit in vielen Bergwerken als **Grubengas** vor. Insbesondere in Kohlegruben leben die Bergleute auch heute noch mit der Gefahr von sogenannten Schlagwetterexplosionen, bei denen sich Methan bei einem bestimmten Mischungsverhältnis entzünden kann. Inzwischen ist Grubengas aber nicht nur als Gefahr bekannt, sondern wird als Sonderform von Kohleflözgas (Abschnitt 4.3.2) auch als Energierohstoff genutzt. Für eine Grubengasnutzung kommen sowohl im aktiven Abbau befindliche Kohlelagerstätten als auch stillgelegte Bergwerke in Frage. Die USA und viele europäische Länder, wie Deutschland, Großbritannien, Polen und die Tschechische Republik nutzen diese Energieressource. Häufig entstehen an den Standorten der Bergwerke, wie beispielsweise im Ruhrgebiet, regional bedeutsame Kleinkraftwerke, die zur Stromerzeugung aber auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. In Deutschland wird Grubengas insbesondere in den Kohlerevieren in Nordrhein-Westfalen und im Saarland genutzt. Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im April 2000 hat die Nutzung mit Blockheizkraftwerken (BHKW) eine rasante Entwicklung genommen. So wurden 2007 in 175 BHKW insgesamt gut 1600 GWh/a Strom erzeugt (Abb. 8.9). Die bisherigen Untersuchungen zur Flözgasförderung (Abschnitt 4.2.2) in Deutschland ließen aufgrund der komplizierten geologischen Verhältnisse keine wirtschaftliche Förderung erwarten.

Die BGR hat verschiedene Schachtanlagen im Ruhrgebiet auf den Ursprung des dort auftretenden Grubengases hin untersucht. Dabei wurde als Quelle des Gases nicht nur die Kohle, sondern auch das zum Grubenausbau genutzte Grubenholz ermittelt. Ein relevanter Anteil des Grubengases wurde danach rezent durch mikrobielle Zersetzung von Ausbaumaterial in den Kohleschächten gebildet (Thielemann et al., 2004).



**Abbildung 8.9:** Entwicklung der Grubengasnutzung in Deutschland von 2001 bis 2007 (BHKW = Blockheizkraftwerk).

## 8.3 Kohle in Deutschland

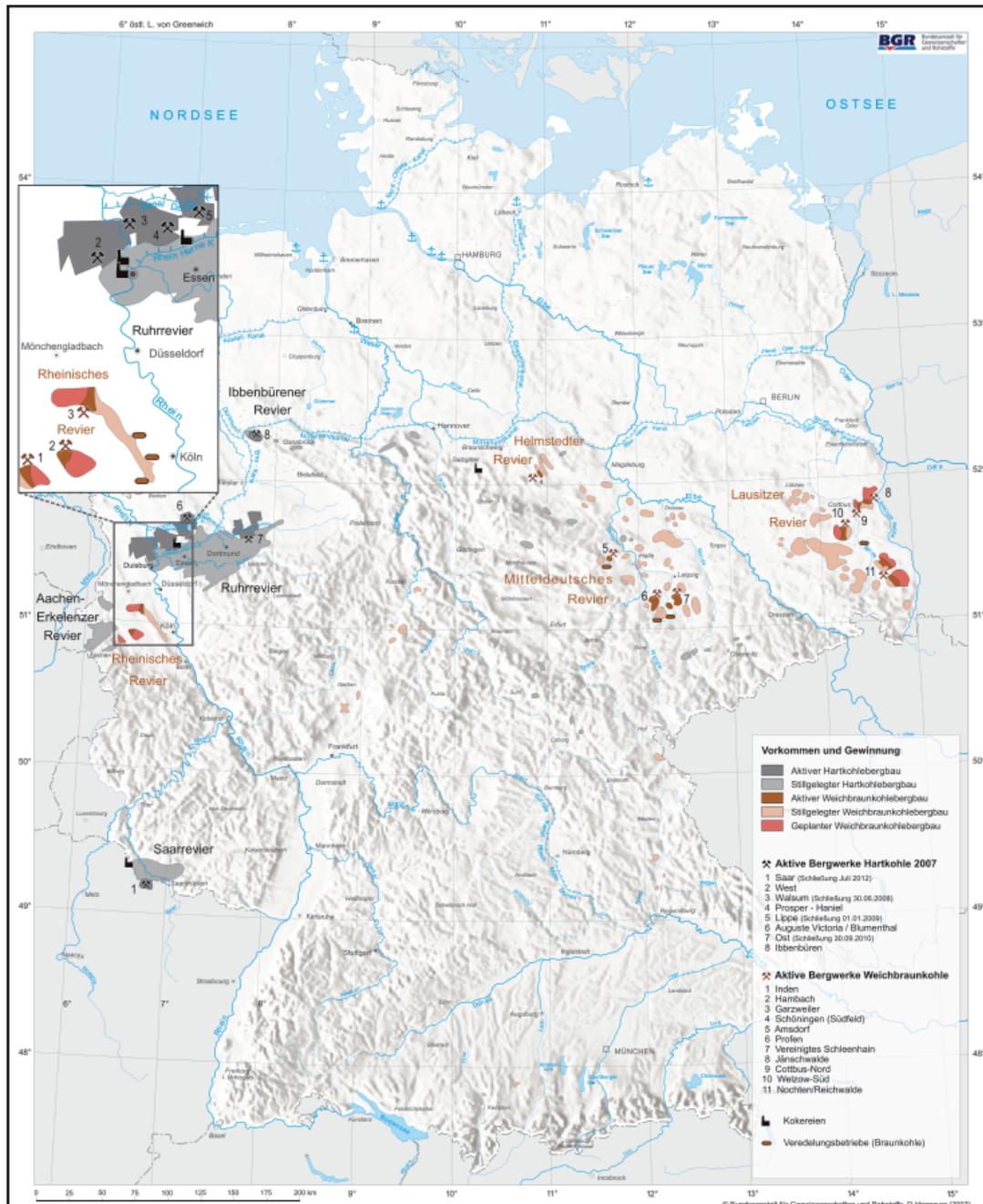
### 8.3.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Kohle

Deutschland verfügt über große Steinkohle- und Braunkohlevorkommen. Bei der in Deutschland allgemein als Steinkohle bezeichneten Kohle handelt es sich entsprechend Abschnitt 2.3.3 um Hartkohlen. Die derzeit in Deutschland im Abbau befindliche Braunkohle wird entsprechend als Weichbraunkohle bezeichnet. Die bedeutendsten Hartkohle führenden Schichtenfolgen sind oberkarbonischen Alters und gehören zur stratigraphischen Stufe des Westfal. Weichbraunkohle führende Schichten in Deutschland sind jünger und entstammen meist Gesteinsschichten des Miozän. Derzeit existieren bei Hartkohle drei im Abbau befindliche Bergbaureviere in Deutschland (Abb. 8.10). Das Ruhr- und das Ibbenbürener Revier gehören zum Ruhrbecken inklusive Münsterland.

Die kohleführenden oberkarbonischen Schichten (Namur C bis Westfal D) des Ruhrbeckens erreichen Mächtigkeiten von bis zu 4200 m und enthalten bis zu 300 Kohleflöze, von denen rund 160 Flöze eine Mächtigkeit von mehr als 0,3 m aufweisen. Die maximale kumulative Kohlemächtigkeit aller auftretenden Kohleflöze im Ruhrbecken beträgt etwa 135 m entsprechend einer Kohleführung der gesamten Schichtenfolge zwischen 2 und 10 %. Das dritte aktive Revier in Deutschland ist das Saarrevier (Abb. 8.10), in dem eine etwa 3000 m mächtige kohleführende Schichtenfolge des Westfal ansteht. Die maximale kumulative Kohlemächtigkeit der bis zu 400 auftretenden Flöze kann hier 210 m erreichen; etwa 150 Flöze besitzen eine Flözmächtigkeit von mehr als 0,3 m. Das bereits 1997 stillgelegte Revier im rund 750 km<sup>2</sup> großen Aachen-Erkelenzer-Becken beherbergt rund 125 Flöze mit einer Mächtigkeit von mehr als 0,3 m. Die durchschnittliche Kohleführung beläuft sich hier auf 4 % (Dehmer, 2004; Drozdowski, 1993; Füchtbauer, 1993; Juch et al., 1994).

Das aktuell bedeutendste Weichbraunkohle fördernde Revier, das Rheinische Revier, befindet sich westlich von Köln (Abb. 8.10) und enthält in der 600 m mächtigen miozänen Abfolge drei wichtige kohleführende Schichten. Die mächtigste und produktivste Schicht, das soge-

nannte Hauptflöz in der Ville Formation, besitzt eine maximale Weichbraunkohlemächtigkeit von rund 100 m. Die miozänen bis eozänen Abfolgen im Helmstedter und Mitteldeutschen Revier mit bis zu acht bauwürdigen Flözen lagern in dem Gebiet zwischen Braunschweig und Leipzig (Abb. 8.10). Die momentan abgebauten Flözmächtigkeiten variieren zwischen 10 und 30 m. Das Lausitzer Revier beherbergt vier flözführende Horizonte, von denen sich derzeit nur der zweite Lausitzer Flözhorizont mit einer Mächtigkeit von 5 bis 14 m im Abbau befindet. Dieses Flöz erstreckt sich über ein Gebiet von bis zu 4000 km<sup>2</sup> (Debriv, 2000, 2007; Luzin et al., 1984; Pätz et al., 1989; Vulpius, 1993).



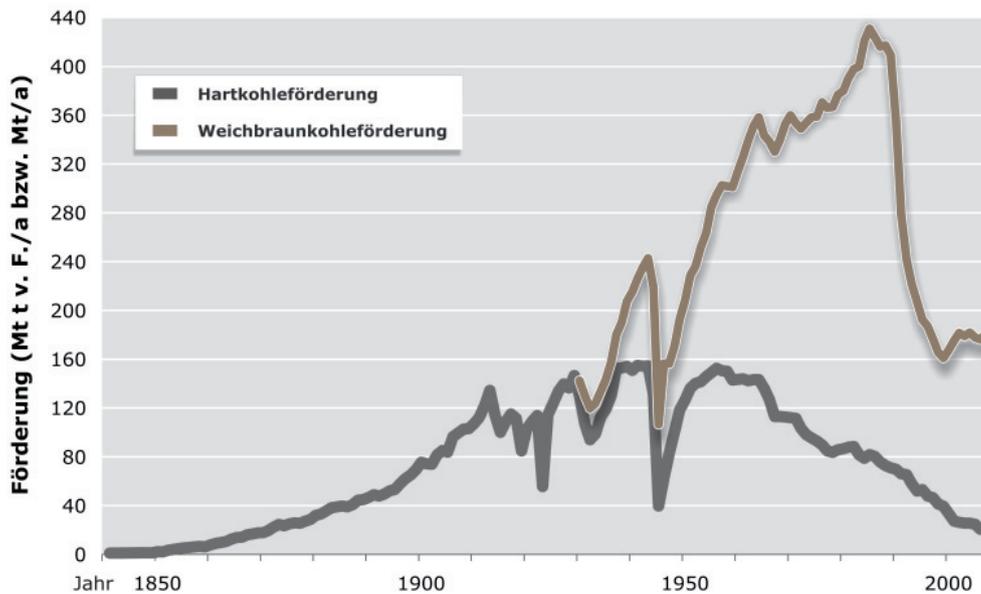
**Abbildung 8.10:** Kohlevorkommen und Abbaugelände in Deutschland (verändert nach Thielemann, 2005).

Bei den in Deutschland auftretenden karbonischen Hartkohlen handelt es sich um sogenannte Humuskohlen, die vorrangig aus Landpflanzen in küstennahen Meeressümpfen entstanden sind. Anthrazit, als thermisch stark überprägte Kohle, kommt in den Ibbenbürener und Erkelenzer Revieren vor, macht aber nur einen geringen Anteil an den deutschen Kohleressourcen aus. Das Saarbecken gehört zu den limnischen Kohlebecken, die zu Zeiten der Kohleablagerung mit Süßwasser gefüllt waren. Die Mehrheit der tertiären Weichbraunkohlen Deutschlands wurde unter paralischen Bedingungen gebildet. Hohe Schwefelgehalte von bis zu 3 % (Tab. 8.1) treten vor allem im Helmstedter und Mitteldeutschen Revier auf (BGR, 2008; Dehmer, 2004; Juch et al., 1994; Pohl, 1992).

**Tabelle 8.1:** Kohlequalitäten in verschiedenen Revieren Deutschlands (BGR, 2008).

Kohleart	Revier	Energieinhalt (MJ/kg)	Aschegehalt (%)	Flüchtige Bestandteile (% <sub>waf</sub> )	Schwefel- gehalt (% <sub>wf</sub> )	Wassergehalt (% <sub>wf</sub> )
Hartkohle	Ruhr	28–33	5–10	8–45	0,5–4	
Hartkohle	Ibbenbüren	32,5	3–4	5–6	0,6–0,9	
Hartkohle	Saar	28,5–30,1	3,3–20,8	39–43	0,23–1,26	
Weichbraun- kohle	Rheinland	7,8–10,5	1,5–8		0,15–0,5	50–60
Weichbraun- kohle	Helmstedt	8,5–11,5	5–20		1,5–2,8	49–53
Weichbraun- kohle	Mittel- deutschland	9–11,3	6,5–8,5		1,5–2,1	40–50
Weichbraun- kohle	Lausitz	7,6–9,3	2,5–16		0,3–1,5	48–58

Wie auch in anderen europäischen Ländern war und ist Kohle in Deutschland der bedeutendste heimische fossile Energierohstoff. Hartkohle war im westlichen Teil Deutschlands eine der Stützen des Wirtschaftsaufschwungs nach dem Zweiten Weltkrieg. Im östlichen Teil Deutschlands war Weichbraunkohle bis Mitte der 1990er Jahre der bedeutendste Primärenergieträger. Vor allem aufgrund niedriger Weltmarktpreise für Hartkohle und auch wegen geringer Erdöl- und Erdgaspreise verringerte sich die deutsche Hartkohleförderung in den vergangenen Jahrzehnten nahezu kontinuierlich von mehr als 153 Mt v. F. im Jahr 1956 auf rund 21 Mt v. F. (24,2 Mt) im Jahr 2007. Die deutsche Weichbraunkohleförderung erreichte im Jahr 1985 mit rund 433 Mt ihr Maximum (Abb. 8.11). Obwohl danach mehrere Tagebaue vor allem im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier geschlossen wurden, blieb Deutschland mit einer Förderung von 180,4 Mt im Jahr 2007 das mit Abstand größte Förderland für Weichbraunkohle der Welt.



**Abbildung 8.11:** Entwicklung der deutschen Kohleförderung von 1840 bis 2007 (SdK – nach verschiedenen Jahrgängen).

### 8.3.2 Kohleproduktion und –verbrauch 2007

Kohle hatte 2007 einen Anteil von 25,9 % (14,3 % Hartkohle und 11,6 % Weichbraunkohle) am Primärenergieverbrauch Deutschlands. Dabei wird Kohle in Deutschland vor allem zur Stromerzeugung eingesetzt. Mit einem Kohleanteil von 47,3 % (22,8 % Hartkohle und 24,5 % Weichbraunkohle) wurde im Jahr 2007 nahezu die Hälfte des in Deutschland produzierten Stroms aus Kohle generiert, gefolgt von Kernenergie (22,1 %) und Strom aus Erneuerbaren Energien (14,1 %) (AGEB, 2008).

Heutzutage ist der Bergbau auf Hartkohle in Deutschland aufgrund der Lage der verbliebenen Flöze nur noch im Tiefbau möglich. Die mittlere Gewinnungsteufe der noch operierenden deutschen Tiefbaugruben belief sich 2007 auf 1145 m (SdK, 2008). Die in Deutschland zur Anwendung kommende Gewinnungsmethode der gewöhnlich ein bis zwei Meter mächtigen Hartkohleflöze ist der sogenannte Strebbau. In Abhängigkeit von der Flözmächtigkeit und der Kohlefestigkeit kommen auf den etwa 300 bis 400 m langen Streben Walzenschrämlader zur schneidenden Gewinnung oder Hobel für die schälende Gewinnung zum Einsatz. Im Jahr 2007 wurde aus noch sechs Tiefbauten im Ruhrrevier und jeweils einem Tiefbau im Ibbenbürener- und im Saar-Revier Hartkohle gefördert. Diese acht großen Tiefbaugruben förderten zusammen 21,3 Mt v. F. (entspricht 24,2 Mt). Des Weiteren wurden aus der Grube Fischbach im Saarland rund 0,2 Mt v. F. gefördert. Dieser Betrieb wurde allerdings zum 31. Dezember 2008 stillgelegt. Bis zum Jahr 2012 soll die deutsche Hartkohlenförderung auf rund 12 Mt zurückgefahren werden. Die Zahl der fördernden Tiefbaugruben wird bis dahin vermutlich auf vier reduziert werden. Am 30. Juni 2008 erfolgte bereits die Stilllegung der Grube Walsum, am 1. Januar 2009 die des Bergwerks Lippe. Bereits beschlossen ist die Schließung des Bergwerks Ost zum 30. September 2010. Das Verbundbergwerk Saar/Ens-dorf, dessen Förderkapazität nach den förderbedingten Erdbeben im Februar 2008 halbiert wurde, soll im Juli 2012 geschlossen werden. Gemäß Steinkohlefinanzierungsgesetz (*Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018*) wird die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres

2018 beendet. Der Deutsche Bundestag wird 2012 unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele prüfen, ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird.

Weichbraunkohle wird in Deutschland heute ausschließlich im Tagebau mit Hilfe von großen Schaufelradbaggern gewonnen. Mittels Bandanlagen und teilweise anschließendem kurzen Eisenbahntransport werden rund 92 % der gesamten deutschen Weichbraunkohleförderung direkt vom Tagebau zur Stromerzeugung in Kraftwerke transportiert. Im rheinischen Revier wird Weichbraunkohle aus Teufen von wenigen Zehner Metern bis zu 350 m, im Mitteldeutschen und im Lausitzer Revier in der Regel aus 80 bis 120 m Teufe gefördert. Die heute in Deutschland abgebaute Mächtigkeit der Weichbraunkohleflöze beläuft sich nur selten auf weniger als 5 m und kann bis zu 70 m erreichen.

Im Gegensatz zur Hartkohle kann deutsche Weichbraunkohle ohne Subventionen im Wettbewerb mit Importenergieträgern bestehen. Dabei sind günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ebenso positive Faktoren wie die Nähe der Kohlekraftwerke zu den Lagerstätten. Seit Beginn der industriellen Weichbraunkohleproduktion liegt Deutschland weltweit mit Abstand an der Spitze der Produzentenländer. Im Jahr 2007 belief sich die deutsche Weichbraunkohleförderung auf 180,4 Mt (Abb. 8.11). Mehr als die Hälfte der deutschen Förderung stammt aus dem Rheinischen Revier (Tab. 8.2), wo Weichbraunkohle aus den drei Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden gefördert wird. Rund ein Drittel der Förderung stammt aus den vier Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord, Welzow-Süd und Nochten/Reichwalde des Lausitzer Reviers. Im Mitteldeutschen Revier mit einem Förderanteil von etwa 11 % erfolgt die Förderung aus den drei Tagebauen Profen, Vereinigtes Schleenhain und Amsdorf, wobei die Amsdorfer Weichbraunkohleförderung von rund 0,5 Mt/a vor allem zur Herstellung von weltweit gefragten Montanwachsen verwendet wird. Aus dem Helmstedter Revier stammt rund 1 % der deutschen Weichbraunkohleförderung, die im Tagebau Schöningen gewonnen wird.

**Tabelle 8.2:** Förderung sowie Reserven und geschätzte Ressourcen von Kohle Ende 2007 (BGR, 2008; Juch et al., 1994; SdK, 2008).

Kohleart	Revier	Förderung (2007)	Reserven (Mt)	Ressourcen (Mt)
Hartkohle	Ruhr	15,874 Mt v. F.	87,91)	45 706
Hartkohle	Ibbenbüren	1,907 Mt v. F.	10,61)	14 4342)
Hartkohle	Saar	3,526 Mt v. F.	19,51)	16 357
Hartkohle	Aachen-Erkelenz	1997 beendet	0	6 437
Weichbraunkohle	Rheinland	99,752 Mt	35 000	20 000
Weichbraunkohle	Helmstedt	2,116 Mt	18	360
Weichbraunkohle	Mitteldeutschland	19,082 Mt	2 100	7 900
Weichbraunkohle	Lausitz	59,460 Mt	3 700	8 500

t v. F. Tonnen verwertbare Förderung (siehe Glossar)

<sup>1</sup>wirtschaftlich, subventioniert gewinnbare Reserven 2008 bis 2018, ermittelt aus der Förderung 2007 von 21,307 Mt v. F. und der geplanten Förderung von 12 Mt v. F. im Jahr 2012 sowie der nach heutigen Kenntnisstand auslaufenden Subventionierung im Jahr 2018

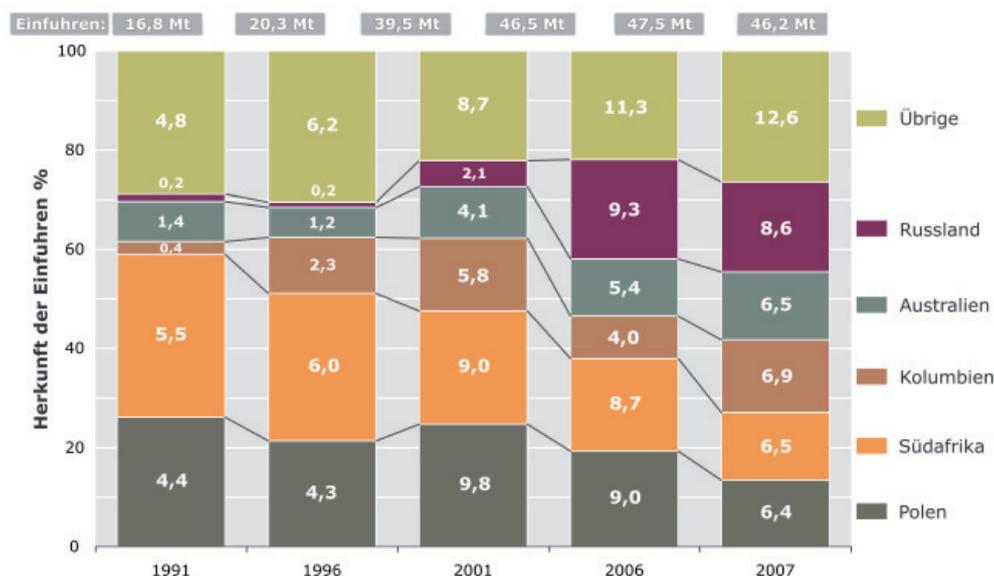
<sup>2</sup>inkl. Ressourcen des Münsterlandes

### 8.3.3 Reserven und Ressourcen von Kohle

Deutschland verfügt über Hartkohlegesamtrössourcen von etwa 83,1 Gt, von denen zwischen 2008 und 2018 voraussichtlich 118 Mt subventioniert gewinnbar sind und als Reserven klassifiziert werden können (Tab. 8.2). Über erschlossene und konkret geplante Tagebaue sind in Deutschland 6,3 Gt Weichbraunkohle zugänglich. Weitere bauwürdige Reserven außerhalb der erschlossenen und geplanten Tagebaue belaufen sich auf 34,5 Gt. Die Ressourcen umfassen 36,8 Gt (BGR, 2008).

### 8.3.4 Versorgung Deutschlands mit Kohle

Während die in Deutschland verbrauchte Weichbraunkohle nahezu vollständig (99,9 %) aus heimischer Förderung stammt, werden derzeit bereits rund zwei Drittel der in Deutschland verbrauchten Hartkohle importiert. Aufgrund sinkender heimischer Förderung (Abb. 8.11) erhöhten sich die deutschen Hartkohleimporte in den vergangenen Jahren kontinuierlich (Abb. 8.12). 2007 beliefen sich die deutschen Hartkohleimporte inklusive der Hartkohleprodukte Briketts und Koks auf 47,5 Mt. Die importierte Hartkohle stammte dabei mit 8,6 Mt vor allem aus Russland, gefolgt von Kolumbien mit 6,9 Mt sowie Australien und Südafrika mit jeweils 6,5 Mt (Abb. 8.12). Die Importe aus Polen verringerten sich im letzten Jahr um rund ein Drittel auf 6,4 Mt (BGR, 2008; VDKI, 2008).

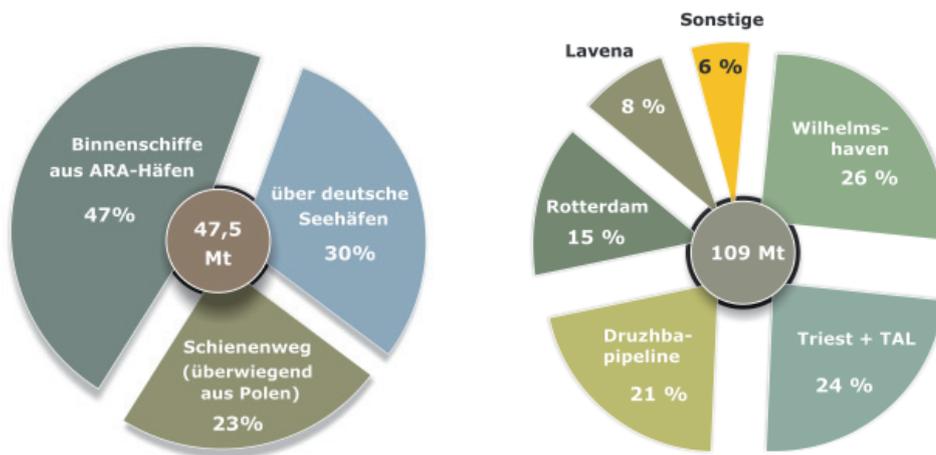


**Abbildung 8.12:** Entwicklung der deutschen Hartkohleimporte ausgewählter Jahrgänge seit 1991 (nach verschiedenen VDKI-Jahresberichten).

## 8.4 Grenzübergangspreise fossiler Energierohstoffe

Deutschland als stark von Energierohstoffimporten abhängiges Land wendet hohe Summen für deren Einfuhr auf. Während 1999 die Ausgaben für Energierohstoffimporte bei etwa 25 Mrd. € lagen, erreichten sie im Jahr 2004 bereits 43,4 Mrd. € und stiegen im Jahr 2007 bis auf 67,6 Mrd. €. Diese Zunahme wurde maßgeblich durch die Preisentwicklung bestimmt.

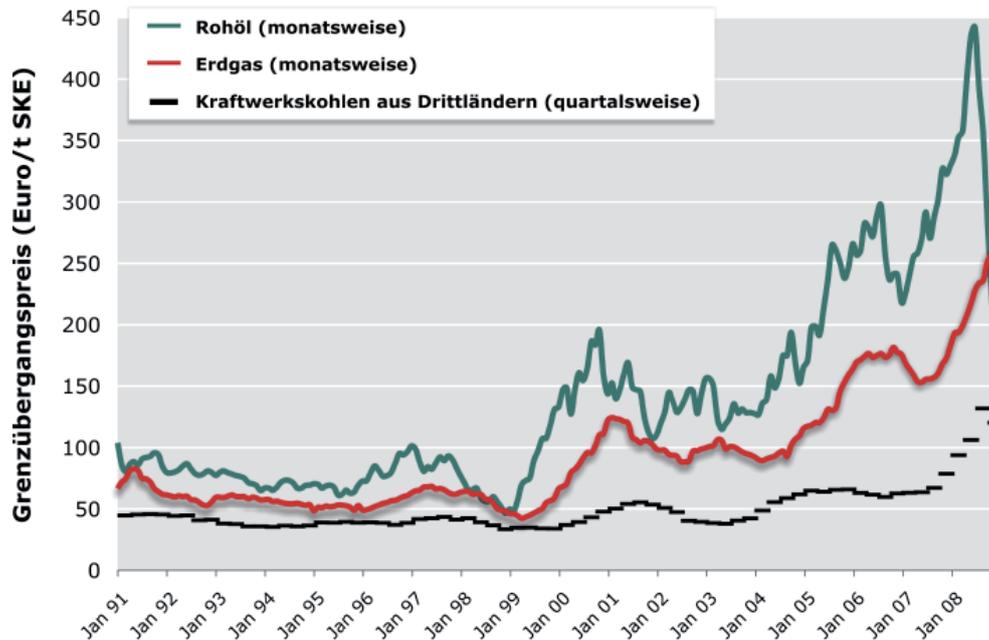
Die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) angegebenen Grenzübergangspreise (Tab. A 8-3 und A 8-4) für fossile Energierohstoffe stellen den Durchschnittspreis von Langfrist- sowie Spotmarktverträgen frei deutscher Staatsgrenze dar. Sie setzen sich aus dem Produzentenpreis, den Umschlagskosten im Produzenten- und Verladeland und den jeweiligen Transportkosten per Pipeline, Schiff oder Bahn nach Deutschland zusammen. Sofern der jeweilige Energierohstoff nicht direkt nach Deutschland transportiert wird, müssen weitere Kosten berücksichtigt werden. So wird der überwiegende Teil der von Deutschland importierten Kohle zuerst in den ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) angelandet. Erst anschließend wird die Kohle per Bahn oder Binnenschiff nach Deutschland transportiert (Abb. 8.13). Entsprechend ergeben sich zusätzliche Transportanteile für den Grenzübergangspreis. Erdöl erreicht zum Teil per Tanker Deutschland und wird von den deutschen Häfen Wilhelmshaven, Hamburg und Rostock per Pipeline zu den Raffinerien transportiert. Ein Großteil des Erdöls wird von ausländischen Häfen wie Triest, Rotterdam und Lavena per Pipeline nach Deutschland transportiert. Erdöl aus Russland gelangt über die Druzhba-Pipeline nach Schwedt (Abb. 8.13). Erdgas wird nach Deutschland aus Russland, Norwegen, den Niederlanden und Dänemark ausschließlich über Pipelines importiert.



**Abbildung 8.13:** Transportwege von importierter Hartkohle (2007) (links) und von Rohöl (2006) (rechts) nach Deutschland (VDKI, 2008; MWV, 2007).

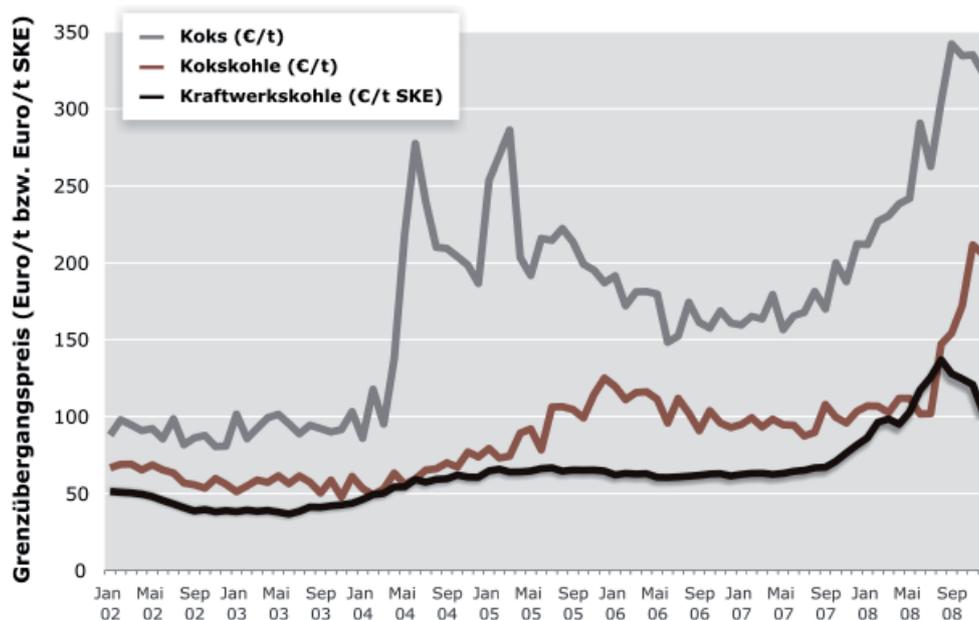
Die durchschnittlichen Grenzübergangspreise für Kraftwerkskohle aus Drittländern außerhalb der EU-27 beliefen sich 2008 auf 112,48 €/t SKE, die Preise für Rohöl auf 338,80 €/t SKE und für Erdgas auf 218,34 €/t SKE (Abb. 8.14). Damit lagen 2008 die Grenzübergangspreise für Rohöl bei gleichem Energiegehalt um das Dreifache und für Erdgas fast um das Zweifache über dem für Kraftwerkskohle. Gleichzeitig stellen die Preise 2008 nominal für alle drei Energierohstoffe bisher noch nie gesehene Rekordpreise dar.

Die Preissteigerungen innerhalb der letzten elf Jahre fielen für die drei Energierohstoffe unterschiedlich aus. Während die Preise für importierte Kraftwerkskohlen maximal um 293 % (4. Quartal 1998 bis 3. Quartal 2008) anstiegen, erhöhten sich die Preise bei importiertem Erdgas um 507 % (April 1999 bis November 2008) und Rohöl um 854 % (Dezember 1998 bis Juli 2008). Ab August 2008 setzte für Rohöl und nachfolgend auch für Kohle und Erdgas ein deutlicher Rückgang im Zuge der globalen Finanzkrise ein.



**Abbildung 8.14:** Gegenüberstellung der deutschen Grenzübergangspreise nach Energieträgern von Januar 1991 bis Dezember 2008 (BAFA, 2009; BMWi, 2009).

Über den hier betrachteten Zeitraum von Januar 2002 bis Dezember 2008 lag der Grenzübergangspreis für Koks kohle um durchschnittlich 40 % über dem Preis von Kraftwerkskohle (Abb. 8.15), was dem üblichen Preisdifferential zwischen Kraftwerks- und Koks kohle entspricht. Ab Spätsommer 2007 bis August 2008 verdoppelten sich die Preise für Kraftwerkskohleimporte von 67,05 €/t SKE auf 136,86 €/t SKE. Der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Koks kohle erhöhte sich von 96,22 € /t im Jahr 2007 auf 132,62 € /t (+37,8 %) im Jahr 2008 (VDKI, 2003-2009). Im November 2008 erreichten die Preise für Koks kohleimporte den Maximalwert von 211,57 €/t.



**Abbildung 8.15:** Entwicklung der deutschen Grenzübergangspreise für Koks, Koks kohle und Kraftwerkskohle von Januar 2002 bis Dezember 2008 (VDKI, 2003-2009).

Als wesentlicher Grund für diese Steigerungen ist hier der stark steigende Bedarf in Asien zu nennen, wodurch Kohle in den letzten fünf Jahren zum Energierohstoff mit den höchsten jährlichen Zuwachsraten beim Verbrauch avancierte. Durch die im Verhältnis zu den großen Zuwachsraten zögerlichen Investitionen beim Ausbau von Bergwerks- und Infrastrukturkapazitäten kam es zu diversen Engpässen und damit zu steigenden Preisen. Anfang 2008 spitzte sich die Situation durch externe Einflüsse auf den Markt zu: In Südafrika kam es zu Unterbrechungen beim Kohlebergbau und beim Eisenbahntransport von Kohle zu den Exporthäfen. Der Wintereinbruch in der VR China führte zu Produktionsausfällen und verhinderte kurzzeitig den inländischen Kohletransport, wodurch auf dem Weltmarkt die Gefahr von verstärkten chinesischen Einfuhren in einer angespannten Marktsituation aufkam. In Australien musste die Produktion in einigen Gruben gestoppt werden, da sie durch starke Regenfälle geflutet waren. Da Australien der mit Abstand bedeutendste Kokskohleexporteur ist (Abschnitt 5), wirkten sich die dortigen Ereignisse für das Jahr 2008 dramatisch auf den weltweiten Kokskohlepreis aus. Jedes Frühjahr verhandeln die japanischen Stahlproduzenten mit den australischen Kokskohleexporteuren einjährige Kontraktpreise für Kokskohle aus, die als weltweite Benchmarkpreise fungieren. Im Frühjahr 2008 erhöhte sich dieser Benchmarkpreis für qualitativ hochwertige Kokskohle (*hard coking coal, HCC*) von knapp unter USD 100/t (fob) im Vorjahresmonat auf rund USD 300/t (McCloskey, 2003-2009).

Der Grenzübergangspreis für importierten Koks erhöhte sich bereits in den Jahren 2004 und 2005 merklich gegenüber den vorherigen Jahren (Abb. 8.15). Bedingt durch Verknappungen auf dem von der VR China dominierten Weltkoksmarkt (Abschnitt 7) stiegen die Preise in nur wenigen Monaten sprunghaft um über 200 % auf bis zu 277,47 €/t. Anschließend pendelte der Preis sich von Anfang 2006 bis Sommer 2007 zwischen 160 und 170 €/t ein. Seit Spätsommer 2007 stiegen die Grenzübergangspreise für Koks vergleichbar mit den geschilderten Entwicklungen der Grenzübergangspreise für Kraftwerks- und Kokskohle an und erreichten im September 2008 mit 342,13 €/t ein nominales Allzeithoch. Der weltweit gestiegene Koksbedarf aufgrund der stetigen Ausweitung der Roheisenproduktion, Befürchtungen sowie tatsächliche Verzögerungen bei der Vergabe von chinesischen Koksexportlizenzen und die seit 2008 stark gestiegenen Kokskohlepreise stellen die vorrangigen Gründe für die Preisentwicklung dar. Der durchschnittliche Grenzübergangspreis für Koks erhöhte sich gegenüber dem Jahr 2007 um 60 % auf 281,20 €/t im Jahr 2008 (VDKI, 2003-2009).

Einhergehend mit kräftig sinkenden Ölpreisen und einer sich ausweitenden weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise verringerten sich ab Sommer 2008 die Grenzübergangspreise für Koks, Kraftwerks- und Kokskohle (Abb. 8.15).

## 8.5 Kernbrennstoffe in Deutschland

### 8.5.1 Vorkommen und Produktionsgeschichte von Uran

In beiden Teilen Deutschlands wurden bis zur Wiedervereinigung Uranexploration und -gewinnung betrieben. In der Deutschen Demokratischen Republik explorierte die sowjetische Aktiengesellschaft SAG Wismut von 1946 bis 1953. Diese Aktivitäten konzentrierten sich auf bekannte Gangvererzungen für Silber, Wismut, Kobalt, Nickel und andere Metalle im sächsischen Erzgebirge und im Vogtland. Dabei lag der Schwerpunkt des Uranabbaus zunächst auf kobalt- und wismutreichen Minen bei Johanngeorgenstadt und Oberschlema. In

dieser frühen Phase waren mehr als 100 000 Bergleute in der Exploration und dem Abbau beschäftigt. Das reiche Uraninit- und Pechblendeerz aus den hydrothermalen Ganglagerstätten wurde per Hand konzentriert und für die weitere Aufbereitung in die UdSSR gebracht. Niedriggradigeres Erz wurde lokal in kleinen Anlagen aufbereitet.

1954 wurde die SAG Wismut in die Sowjetisch-Deutsche Aktiengesellschaft (SDAG Wismut) umgewandelt, deren Anteile zu gleichen Teilen durch beide Regierungen gehalten wurden. Die gesamte Uranproduktion, manuell angereicherte, gravitative oder chemische Konzentrate, wurde für die weitere Verarbeitung in die UdSSR gebracht. Die Preisgestaltung für das finale Produkt wurde zwischen den beiden nationalen Partnern bestimmt.

Anfang der 1950er Jahre begann der Uranabbau im östlichen Thüringen. Die Minen in Ostthüringen lieferten etwa zwei Drittel der jährlichen Produktion der SDAG Wismut.

Von 1946 bis 1990 wurden insgesamt 231 000 t Uran aus den thüringischen und sächsischen Revieren durch die Wismut produziert. Das thüringische Revier im Raum Gera-Ronneburg bestand aus den Standorten Schmirchau, Paitzdorf, Beerwalde, Drosen und einzelnen Tagebauen und produzierte etwa 116 000 t Uran. Im Erzgebirge wurden etwa 90 000 t Uran aus den Lagerstätten Niederschlema/Alberoda und Pöhla gefördert. Aus der Lagerstätte Königstein bei Dresden stammen etwa 17 000 t Uran. Ab Mitte der 1960er bis Ende der 1980er Jahre waren etwa 45 000 Menschen bei der SDAG Wismut beschäftigt. Im Jahr 1990 waren noch immer etwa 32 000 Arbeitnehmer bei der Wismut, davon 18 000 Arbeitnehmer im Bereich des Uranabbaus und der Uranaufbereitung beschäftigt.

Für die Uranexploration wurde eine Vielzahl von bodennahen und luftgestützten Methoden vor allem im Süden der ehemaligen DDR eingesetzt. Diese Aktivitäten deckten ein weites Gebiet von etwa 55 000 km<sup>2</sup> ab. Die Aufwendungen für diese Uranexplorationsprogramme beliefen sich auf etwa 5,6 Milliarden Mark der DDR.

Die SDAG Wismut betrieb ab 1960 zwei Aufbereitungsanlagen. Die Anlage Crossen bei Zwickau in Sachsen startete 1950 mit der Erzverarbeitung. Das Erz wurde auf Straße und Schiene von verschiedenen Minen im Erzgebirge herantransportiert. Die Zusammensetzung der Erze aus den hydrothermalen Lagerstätten machte den Einsatz einer Aufbereitung durch Karbonatdrucklösung erforderlich. Die Anlage hatte eine maximale Kapazität von 2,5 Mt Erz pro Jahr. Crossen wurde am 31. Dezember 1989 endgültig geschlossen. Die zweite Aufbereitungsanlage bei Seelingstadt in Thüringen wurde 1960 für die an Schwarzschiefer gebundenen Uranlagerstätten in Ronneburg in Betrieb genommen. Die maximale Kapazität der Anlage belief sich auf 4,6 Mt Uranerz pro Jahr. Das silikatisch gebundene Erz wurde bis Ende 1989 durch Säurelösung gewonnen. Karbonatreiche Erze konnten mittels Karbonatdrucklösung behandelt werden.

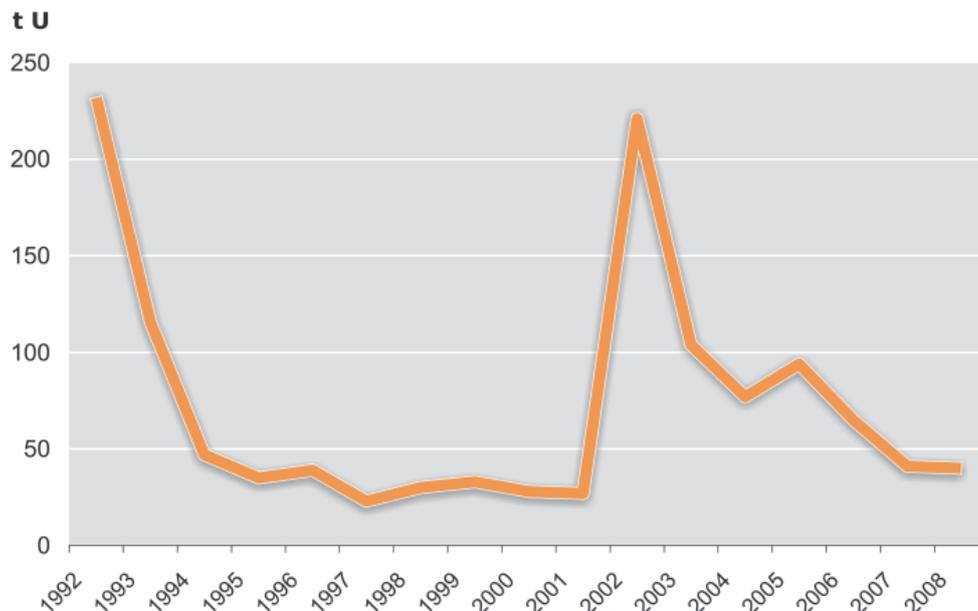
In der Bundesrepublik Deutschland startete die Uranexploration 1956 in den herzynischen Kristallinmassiven im Schwarzwald, Odenwald, Frankenwald, Fichtelgebirge, Oberpfalz, Bayerischen Wald, Harz, in paläozoischen Sedimenten des Rheinischen Schiefergebirges, in Permischen Vulkaniten und kontinentalen Sedimenten der Saar-Nahe-Region sowie weiteren Gebieten mit geeigneten sedimentären Formationen. Im Zuge dieser Arbeiten wurden Übersichtsaufnahmen und detaillierte Untersuchungen in prospektiven Gebieten mit Hilfe hydrogeochemischer Studien, Strahlungsmessungen, Geländearbeiten, Bohrungen

und aerogeophysikalischen Befliegungen durchgeführt. Basierend auf dieser Erkundung wurden drei wirtschaftlich interessante Lagerstätten identifiziert: Die in Teilen hochgradige hydrothermale Lagerstätte bei Menzenschwand im südlichen Schwarzwald, die sedimentäre Lagerstätte Müllenbach im nördlichen Schwarzwald und die Lagerstätte Großschloppen im Fichtelgebirge. Diese Uranexploration wurde 1988 aufgegeben. Bis dahin wurden etwa 24 800 Bohrungen mit einer Gesamtlänge von 354 500 m abgeteuft. Die getätigten Explorationsausgaben belaufen sich auf rund USD 111 Millionen.

In Westdeutschland bestand eine Aufbereitungsanlage in Ellweiler, Baden-Württemberg, die ab 1960 durch die Gewerkschaft Brunhilde betrieben wurde. Die Anlage fungierte vor allem als Testanlage für unterschiedliche Erztypen und hatte eine Kapazität von lediglich 125 t pro Jahr. Sie wurde am 31. Mai 1989 nach einer Produktion von insgesamt etwa 700 t Uran geschlossen.

### 8.5.2 Uranproduktion und -verbrauch 2007

Der deutsche Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnet sich auf jährlich etwa 3300 t. Im Jahr 2007 wurden 3191 t  $U_{\text{nat}}$  importiert. Eine eigene kommerzielle Uranproduktion existiert nicht. Seit 1990 finden in Deutschland auch keine Explorationsaktivitäten mehr statt. Verschiedene deutsche Minengesellschaften setzten ihre Explorationstätigkeiten in Übersee, vor allem in Kanada, bis ins Jahr 1997 fort. Seit 1998 gibt es keine kommerzielle deutsche Uranindustrie mehr. Seit 1991 fällt Uran nur noch im Rahmen der Sanierungsmaßnahmen im Bereich ehemaliger Lagerstätten und Produktionszentren der Wismut GmbH an (Abb. 8.16). Zwischen 1991 und 2008 waren das insgesamt 2471 t Uran.



**Abbildung 8.16:** Entwicklung der Uranmengen zwischen 1992 und 2008 aus der Sanierungstätigkeit der Wismut GmbH (in Tonnen Natururan).

In der Folge hoher Rohstoffpreise auf den internationalen Märkten sind allerdings auch die verbliebenen Uranressourcen in Deutschland in den Fokus ausländischer Explorationsfirmen gerückt. Mehrere Anfragen nationaler Rohstoffberater sowie kanadischer und skandinavischer Firmen für die Lagerstätte Großschloppen im Fichtelgebirge wurden verzeichnet. Bisher existieren jedoch keine Berichte oder Pläne über Explorationsvorhaben und -bohrungen. Für die uranföhrende Grube Pöhla im Erzgebirge wurden Vorbereitungen für eine Exploration für die Metalle Wolfram und Zinn eingeleitet.

### 8.5.3 Reserven und Ressourcen von Uran

Deutsche Uranreserven und -ressourcen wurden zuletzt 1993 bewertet. Insgesamt liegen identifizierte Uranreserven gewinnbar in der Preiskategorie <USD 130/kg Uran danach bei etwa 7000 t. Die bekannten konventionellen Reserven und Ressourcen treten hauptsächlich in geschlossenen Minen der ostdeutschen Abbaureviere auf, die seit 1991 rückgebaut und saniert werden. Die künftige Erschließung und Verfügbarkeit ist unsicher und unterliegt den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Deutschland verfügt darüber hinaus über spekulative Uranressourcen von 74 000 t Uran mit Gewinnungskosten oberhalb USD 130/kg Uran.

### 8.5.4 Versorgung Deutschlands mit Kernbrennstoffen

Mit der Atomgesetznovelle aus dem Jahr 2002, die die Umsetzung der Vereinbarung vom 14. Juni 2000 zwischen Bundesregierung und Energieversorgungsunternehmen darstellt, wurde der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Deutschland gesetzlich geregelt. Basierend auf einer durchschnittlichen Betriebslaufzeit von 32 Jahren wurde für jedes Kernkraftwerk eine Reststrommenge festgelegt. Ist diese produziert, muss das entsprechende Kernkraftwerk vom Netz genommen werden. Hiernach wird voraussichtlich um das Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abgeschaltet werden. Entsprechend verringert sich der künftige Uranbedarf in Deutschland.

Der deutsche Bedarf an Natururan beschränkt sich auf die Brennstoffversorgung der deutschen Kernkraftwerke. Im Jahr 2008 waren insgesamt 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 20 339 MW<sub>e</sub> installiert. Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch hatte 2007 mit 52,3 Mt SKE einen Anteil von 11,1 %. In der öffentlichen Stromversorgung lag die Kernenergie mit einem Anteil von 22 % hinter der Braunkohle (25 %) und der Steinkohle (23 %) an dritter Stelle und an zweiter Stelle mit 45 % bei der Grundlaststromversorgung. Bei einer insgesamt leicht gestiegenen Bruttostromerzeugung erreichte die Kernenergie aufgrund einer unverändert hohen Auslastung der Kraftwerke 141 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 133 TWh.

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnet sich auf 3332 t. Er wird durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die 2007 für die Brennstoffherstellung benötigte Natururanmenge von 3191 t U<sub>nat</sub> wurde fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Frankreich, Kanada, den USA und Großbritannien bezogen.

### 8.5.5 Sanierung des Uranbergbaus

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG Wismut befand sich 2007 im 17. Jahr der Sanierungsarbeiten. Die Arbeiten werden im Auftrag des BMWi von der Wismut GmbH durchgeführt. Von den 1991 für das Großprojekt zur Verfügung gestellten 6,4 Mrd. € waren Ende 2008 mit 5,1 Mrd. € 80 % verausgabt. Bis Ende 2008 war das Budget hauptsächlich für die Haldensanierung im Raum Ronneburg, die Verfüllung des Tagebaues Lichtenberg, die Flutung der Untertagegruben und die Tailingsanierung der Aufbereitungsanlagen Crossen und Seelingstädt ausgegeben worden. Etwa 99 % der untertägigen Verwahrungsarbeiten sind abgeschlossen. Neben den Tätigkeiten in den Bereichen Halden- und Flächensanierung sowie der Verwahrung der industriellen Absetzanlagen liegen die verbleibenden Schwerpunkte in der Behandlung der kontaminierten Wässer aus der Grubenflutung und den industriellen Absetzanlagen. Eine besondere Herausforderung stellt die Auffahrung einer Wasserlösestrecke, dem WISMUT-Stolln, mit einer Gesamtlänge von etwa 2 900 m von den Grubenfeldern in Dresden-Gittersee zum Elbestolln dar. Diese Arbeiten sollen im Jahr 2011 abgeschlossen werden.

## 8.6 Geothermische Energie in Deutschland

### 8.6.1 Ressourcen geothermischer Energie

In Deutschland gibt es keine Heißdampfressourcen an aktiven Vulkanen, die direkt und mit geringem Aufwand zur Erzeugung von geothermischem Strom verwendet werden könnten. Deutschland verfügt aber über Heißwasserreservoirs, deren Wärmeenergie zu Heizzwecken, bei entsprechend hoher Temperatur auch zur geothermischen Stromerzeugung genutzt werden können. Während die Wärmergewinnung insbesondere aus oberflächennaher Geothermie bereits etabliert ist, steckt die geothermische Stromerzeugung in Deutschland noch in den Kinderschuhen. Ende 2003 wurde in Deutschland mit einem Demonstrationsprojekt in Neustadt-Glewe erstmals Strom mit geothermischer Energie gewonnen. Aktuelle Forschungsbemühungen und Pilotprojekte drängen auf einen Ausbau der Geothermienutzung in Deutschland.

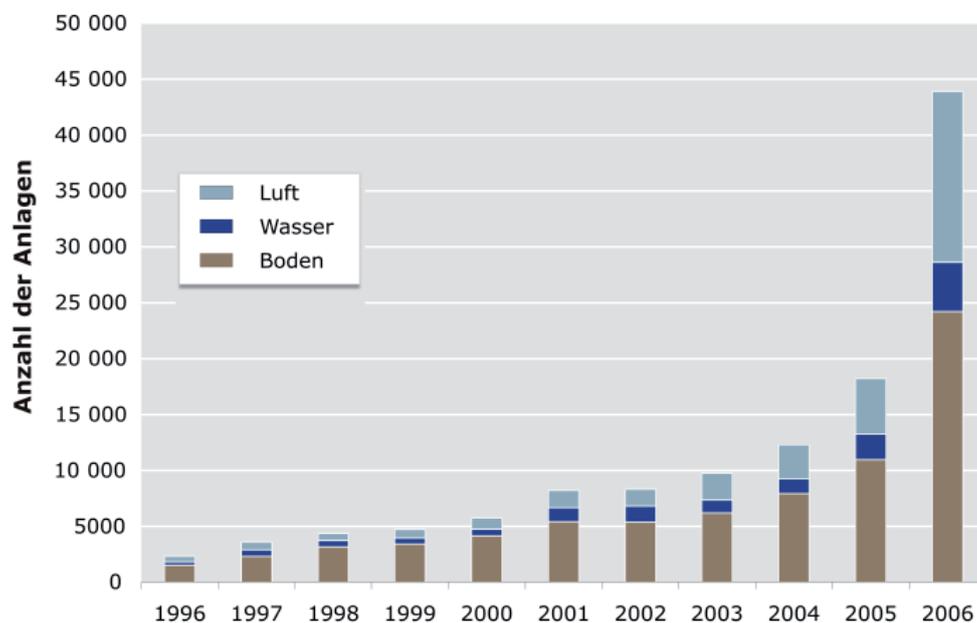
### 8.6.2 Oberflächennahe Geothermie

Die Nutzung von Erdwärme aus dem oberflächennahen Untergrund für Heizungszwecke und Warmwasserbereitung ist in Deutschland in sehr vielen Fällen wirtschaftlich. Erfahrungen mit dieser Technologie bestehen seit den 1970er Jahren. Das Erschließungsrisiko ist gering und die Kosten für den Bau kleiner Anlagen sind überschaubar. Aus diesen Gründen eignet sich der Einsatz von dezentralen Anlagen in kleinen Wohneinheiten gut für die Substitution von fossilen Energieträgern.

Nach Kaltschmitt & Wiese (1997) können in Deutschland aus den oberflächennahen Bodenschichten durchschnittlich rund 360 MJ pro m<sup>2</sup> und Jahr gewonnen werden. Das technisch sinnvoll erschließbare Potenzial (Abschnitt 7) ist wesentlich geringer, da die gewonnene Wärme in unmittelbarer Nähe zu beheizender Gebäude erschlossen werden muss und Beschränkungen der Flächennutzbarkeit zu berücksichtigen sind. Die nutzbare Fläche redu-

ziert sich dadurch auf etwa 7 ‰ der Gesamtfläche Deutschlands, die sinnvoll gewinnbare Energiemenge auf 940 PJ/a (Kaltschmitt & Wiese, 1997).

Die Anzahl und Leistung der derzeit in Deutschland installierten Kleinanlagen kann nur geschätzt werden, da keine zentrale Erfassung existiert. Seit Kurzem werden vom Bundesverband für Wärmepumpen e.V. (BWP, 2007) Verkaufszahlen von Wärmepumpen veröffentlicht (Abb. 8.17), die eine Verdoppelung der Verkaufszahlen für 2006 gegenüber dem Vorjahr belegen. Diese Verkaufszahlen treffen aber keine Aussagen zum Ersatz älterer Anlagen durch neue Technik. Konservative Schätzungen ergeben für Deutschland 2006 etwa 65 000 Kleinanlagen mit einer Gesamtleistung von 740 bis 810 MW<sub>th</sub> (Schellschmidt et al., 2007). Die installierte Leistung dieser Heizungsanlagen beträgt üblicherweise jeweils 8 bis 15 kW<sub>th</sub>.



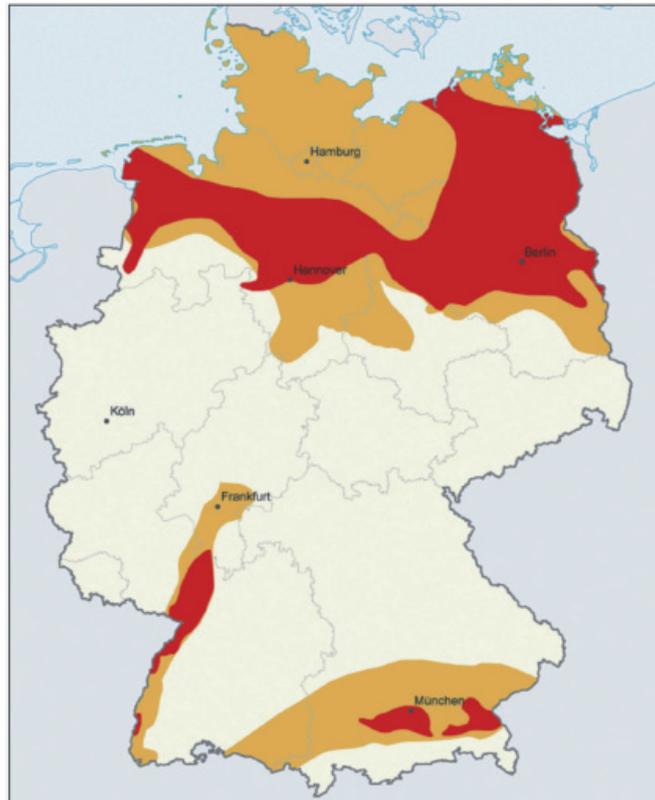
**Abbildung 8.17:** Verkaufsstatistik für Erdwärmepumpen in Deutschland von 1996 bis 2006 (BWP, 2007).

### 8.6.3 Hydrothermale Ressourcen

Hydrothermale Ressourcen hoher Temperatur sind hauptsächlich auf Gebiete mit rezentem Vulkanismus beschränkt, in denen aufgestiegene Magmenkörper den Untergrund in vergleichsweise geringen Tiefen stark aufheizen. Aktive Vulkane gibt es in Deutschland nicht, deshalb werden hier überwiegend Untergrundtemperaturen angetroffen, die nicht weit von dem normalen geothermischen Gradienten abweichen. Schließt man den Tiefenbereich unterhalb 5000 m aus, so sind in Deutschland also im Wesentlichen hydrothermale Ressourcen niedriger Temperatur (bis 150 °C) zu betrachten. Diese Ressourcen befinden sich in Gebieten, in denen potenziell Wasser führende Gesteine in Teufen anzutreffen sind, die für die Erdwärmennutzung in Frage kommen. Die wichtigsten dieser Gebiete sind das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken (Abb. 8.18).

Im Norddeutschen Becken werden bis 5000 m Teufe in der Regel normale Temperaturgradienten von etwa 30 °C/km angetroffen. Als hydrothermale Ressourcen sind hier potenziell Wasser führende Schichten der Unterkreide, des mittleren und unteren Jura, des oberen

Keuper, des mittleren Buntsandsteins und des Rotliegend zu beachten. Im süddeutschen Molassebecken bildet der hydraulisch relativ gut durchlässige Malmkarst die wichtigste geothermische Ressource. Sein Potenzial für die Wärmegewinnung wurde Ende der 1980er Jahre in einem umfangreichen Forschungsvorhaben abgeschätzt (Frisch et al., 1992; Schulz & Jobmann, 1989). Die dabei gewonnenen Ergebnisse liefern Vorstellungen über die Größenordnung der regional gewinnbaren Energie und sind durch eine Reihe von Bohrungen bestätigt worden.



**Abbildung 8.18:** Hydrothermale Ressourcen in Deutschland (Schulz et al., 2007). Rote Bereiche kennzeichnen Gebiete mit Temperaturen über 100 °C, während gelbe Flächen Temperaturen über 60 °C bezeichnen.

Im Oberrheingraben liegen die Gebiete Deutschlands mit den höchsten Temperaturgradienten. Im südlichen Bereich kann der Gradient fast 110 °C/km erreichen, im nördlichen Bereich werden bis 3000 m Tiefe noch bis zu 44 °C/km angetroffen. Im Oberrheingraben kommen hauptsächlich der Obere Muschelkalk, der Buntsandstein und das kristalline Grundgebirge als geeignete Aquifere und hydrothermale Ressourcen in Betracht. Neben den genannten Gebieten kommen grundsätzlich noch weitere Beckenstrukturen wie die Subherzynische Senke, das Thüringer Becken und die Süddeutsche Senke als mögliche hydrothermale Lagerstätten in Frage.

Nach Tabelle 8.3 ist der potenzielle nutzbare Energiegehalt des Norddeutschen Beckens hauptsächlich wegen seiner großen Fläche mit 293 EJ am größten. Die Abschätzungen dort sind jedoch mit großen Unsicherheiten belegt, da bei der Ermittlung von Werten der aus Geothermie gewinnbaren Energiemengen die Verteilung der hydraulischen Durchlässigkeit und Porosität in den Zielformationen in der Regel nicht ausreichend bekannt ist.

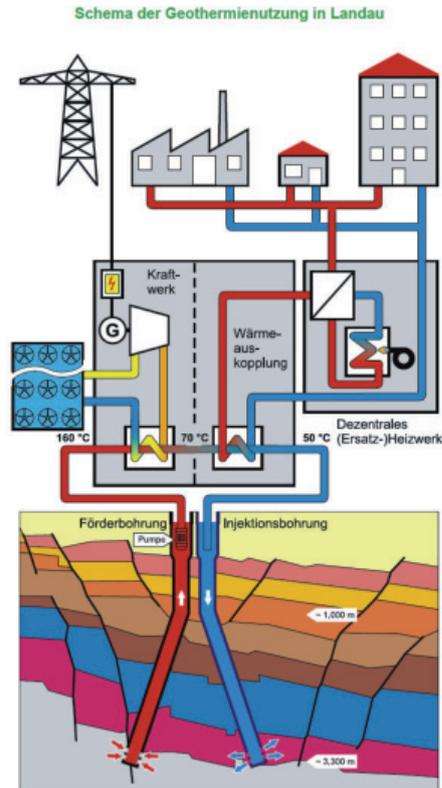
**Tabelle 8.3:** Abschätzung der maximalen Mengen an gewinnbarer thermischer Energie nach Regionen (Hurter & Haenel, 2002) und der zur Stromerzeugung maximal gewinnbaren thermischen Energie (Jung et. al., 2002).

Region	gewinnbare thermische Energie (EJ)	zur Stromerzeugung nutzbare Energie (EJ)
Norddeutsches Becken	293	59
Molassebecken	64	13
Oberreingraben	156	18
<i>insgesamt</i>	<i>513</i>	<i>90</i>
	<i>etwa 16 300 GWh</i>	<i>etwa 2900 GWh</i>

Für die Stromerzeugung kommt von den in Tabelle 8.3 angegebenen insgesamt nutzbaren Energiemengen nur der Teil in Betracht, bei dem die Temperatur der Thermalwässer einen Mindestwert übersteigt und bei dem die Resttemperatur nach der Nutzung eine technisch bedingte Untergrenze nicht unterschreitet. Jung et al. (2002) beziehen dabei potenziell wasserführende Formationen mit Temperaturen oberhalb 100 °C ein und setzen für die Stromerzeugung ohne anschließende Wärmenutzung eine Resttemperatur von 70 °C an. Für die Auswahl bevorzugter Erschließungsgebiete sind die Zahlenangaben in Tabelle 8.3 jedoch nicht ausschlaggebend. Von Bedeutung ist hier vielmehr die Frage, in welchen Gebieten die höchsten Ergiebigkeiten und thermischen Leistungen pro Bohrungspaar erzielbar sind und wie hoch das Fündigkeitsrisiko für hydraulisch günstige Strukturen ist.

Das derzeit größte Geothermiekraftwerk Deutschlands wurde 2007 in Landau, Rheinland-Pfalz, in Betrieb genommen. Über eine rund 3300 m tiefe Förderbohrung wird hier mit einer Fließrate von 50 bis 70 l/s etwa 150 °C heißes Wasser an die Erdoberfläche gebracht und in zwei Stufen abgekühlt (Abb. 8.19). Im ersten Schritt wird der Temperaturbereich zwischen 150 und 70 °C in einem ORC-Kraftwerk genutzt, um Strom für rund 6000 Haushalte zu erzeugen. Die installierte elektrische Leistung beträgt damit 3 MW<sub>e</sub>. Die Restwärme des Thermalwassers wird in einem zweiten Schritt zur Fernwärmeversorgung für etwa 200 bis 300 Haushalte genutzt, was einer thermischen Leistung der Restwärme von 3 bis 6 MW<sub>th</sub> entspricht.

Das derzeit größte geothermische Heizwerk in Deutschland wurde 2005 in Unterschleißheim bei München in Betrieb genommen. Hier wird 81 °C heißes Thermalwasser mit einer Förderate von 90 l/s aus rund 1960 m Teufe gefördert. Mit der Energie des Thermalwassers werden Wohngebiete und öffentliche Gebäude über ein Fernwärmenetz versorgt. Die geothermische Jahresproduktion beträgt 28,25 GWh. Nur in Spitzenlastzeiten ist eine zusätzliche Wärmeerzeugung mit Erdgas und leichtem Heizöl erforderlich, der Geothermieanteil soll aber mindestens 61 % betragen.



**Abbildung 8.19:** Geologische Situation und technische Umsetzung des größten Geothermiekraftwerks in Deutschland, Landau ([www.geox-gmbh.de](http://www.geox-gmbh.de)).

### 8.6.4 Hot-Dry-Rock-Ressourcen

Hot-Dry-Rock-Lagerstätten für geothermische Energie umfassen Gesteine, in denen die Temperatur hoch genug ist, aus denen aber ohne zusätzliche Behandlung keine ausreichenden Mengen Heißwasser gewonnen werden können (Abschnitt 7.2.4). Als potenziell für die Stromerzeugung mit Hot-Dry-Rock-Technologie nutzbare Gebiete in Deutschland werden das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet, das Kristallin im Oberrheingraben und die Verbreitung der Rotliegend-Vulkanite im Norddeutschen Becken angesehen (Abb. 8.20). Ausgehend von der Annahme einer optimalen Funktionstüchtigkeit und Einsetzbarkeit der HDR-Technologie erhält man die in Tabelle 8.4 angegebenen maximal gewinnbaren thermischen Energiemengen für die Stromerzeugung. Jung et al. (2002) beziehen dabei kristalline Gesteine im Teufenbereich zwischen 3000 m und 7000 m ein und setzen für die Stromerzeugung ohne anschließende Wärmenutzung eine Resttemperatur von 70 °C an. Sie schätzen so die zur Stromerzeugung bei optimaler Nutzbarkeit der HDR-Technologie maximal gewinnbare Energiemenge in Deutschland auf 8620 EJ (Tab. 8.4).

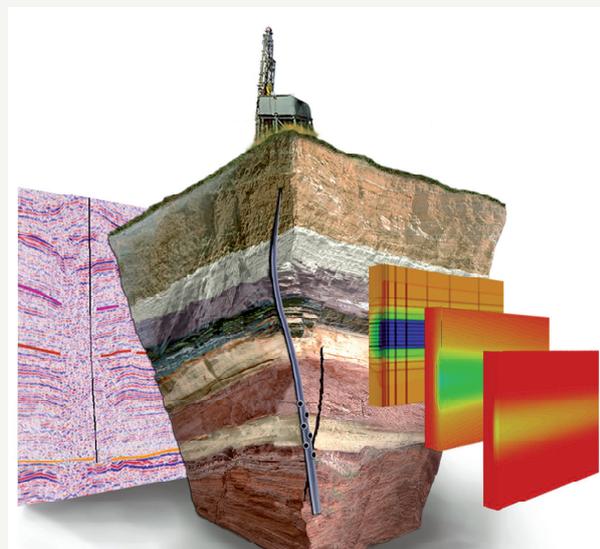
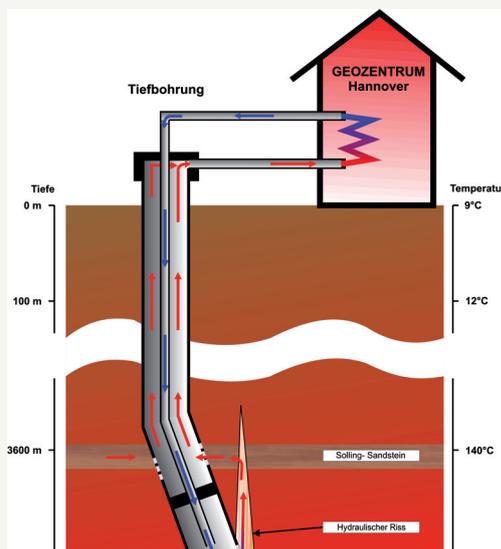
**Tabelle 8.4:** Maximal gewinnbare thermische Energie zur Stromerzeugung bei optimaler Nutzbarkeit der HDR-Technologie (JUNG et al., 2002).

Region	zur Stromerzeugung nutzbare Energie (EJ)
Norddeutsches Becken	540 EJ
Oberrheingraben	480 EJ
Mittel- und Süddeutsches Kristallingebiet	7 600 EJ
<i>Insgesamt</i>	<i>8 620 EJ = ca. 274 000 GWh</i>



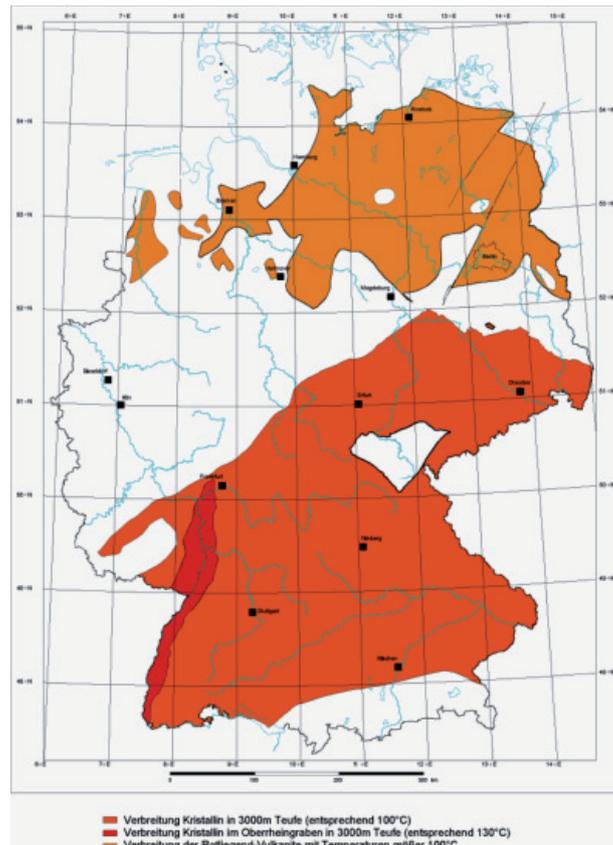
## GeneSys – Wärmegewinnung mit Ein-Bohrloch-Verfahren

Mit dem Projekt GeneSys (Generierte Geothermische Energie Systeme) der BGR und des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG) in Hannover werden neuartige Konzepte für die Erdwärmegewinnung aus großen Tiefen entwickelt und umgesetzt. Im Vordergrund steht dabei die Wärmegewinnung für Abnehmer mittlerer Größe (einige Megawatt thermische Leistung) unabhängig vom Standort auch aus gering durchlässigen Sedimentgesteinen. Geplant ist die Umsetzung einer Ein-Bohrloch-Technik zur Reduzierung der Erschließungskosten am Beispiel der Wärmeversorgung der Büro- und Laborgebäude des Geozentrums Hannover. Dazu wird neben dem Geozentrum eine Bohrung bis in die Gesteine des mittleren Buntsandsteins in etwa 3800 m abgeteuft. Mit Hilfe eines vorher in einem Forschungsprojekt an der bestehenden Erdgas-Erkundungsbohrung Horstberg Z1 entwickelten Ein-Bohrloch-Konzeptes muss dann Wasser bei einer Temperatur von etwa 130 °C mit einer mittleren Fließrate von 25 m<sup>3</sup>/h zur Nutzung verfügbar gemacht werden. Dazu muss eine Wasserzirkulation zwischen dem Wärmereservoir im Untergrund und der technischen Wärmenutzung etabliert werden. Dies geschieht durch Aufbrechen der Gesteinsschichten (*Frac*) durch Einpressen von Wasser unter hohem Druck. Die gute hydraulische Leitfähigkeit eines derartigen künstlich erzeugten Risses im Gestein und dessen hohe Speicherfähigkeit konnten in Horstberg Z1 in einem sogenannten zyklischen Test für die Wärmegewinnung nachgewiesen werden. Kaltes Frischwasser wurde in den Riss verpresst und nach einer Verweilzeit als Heißwasser wieder rückgewonnen. Durch Wiederholung dieses Prozesses konnte die zyklische Energiegewinnung aus dem Riss grundsätzlich demonstriert werden. In einem weiteren Verfahren wurde die durch den Riss geschaffene hydraulische Kommunikation zwischen zwei Sandsteinschichten ausgenutzt, um eine Wasserzirkulation zu realisieren. Das Abteufen der GeneSys Bohrung soll noch 2009 beginnen.



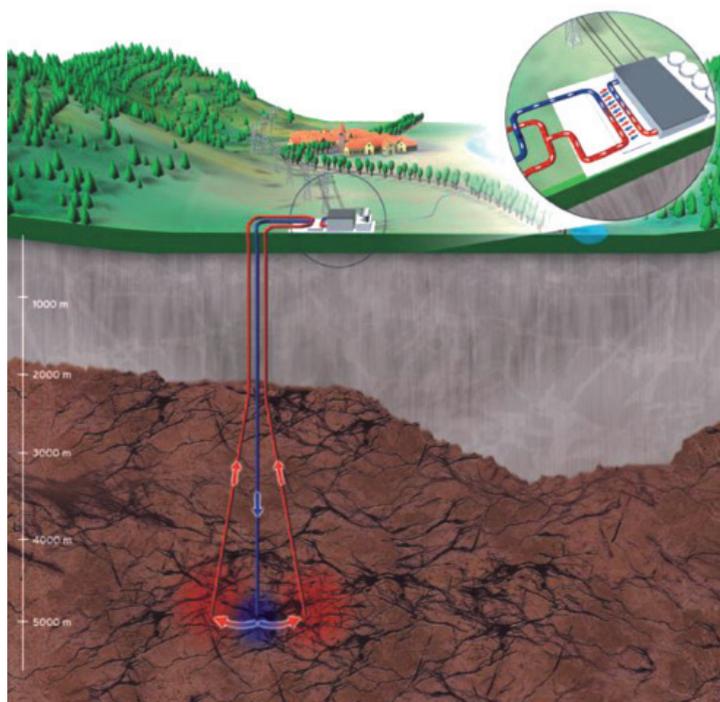
Die Nutzungsmöglichkeiten des Hot-Dry-Rock-Verfahrens sind generell noch schwer einzuschätzen. Erst 2008 wurde erstmals in dem **Pilotprojekt in Soultz-sous-Fôrets** im Elsass Strom aus einem Hot-Dry-Rock-System produziert. Zur Vorbereitung war hier 20 Jahre lang in dem europäischen Forschungsvorhaben die Gewinnung von Erdwärme aus tiefen, dichten Gesteinsformationen mittels künstlicher Risserzeugung untersucht worden. Zur Erschließung des Reservoirs war eine Bohrlochtriplette bestehend aus einer Injektions- und

zwei Produktionsbohrungen bis auf 5000 m in den Granit abgeteuft (Abb. 8.21) und durch massive Injektion von Wasser mit einem Kluftnetzwerk von mehreren Quadratkilometern Ausdehnung verbunden worden. Das so geschaffene künstliche geothermische Reservoir erlaubt die Zirkulation von Wasser in einem geschlossenen Kreislauf zwischen mehreren Bohrungen (Schindler et al., 2008). Nach einem erfolgreichen Zirkulationstest im Jahr 2005 startete im Sommer 2008 der Testbetrieb zur Stromerzeugung. Die thermische Leistung von  $13 \text{ MW}_{\text{th}}$  wird mittels eines ORC-Kraftwerks in eine elektrische Leistung von maximal  $2,1 \text{ MW}_e$  umgesetzt.



**Abbildung 8.20:** Verbreitung kristalliner Gesteine in Deutschland die für die geothermische Stromerzeugung nach dem Hot-Dry-Rock Verfahren in Frage kommen (Jung et al., 2002).

Trotz der Erfolge im HDR-Projekt Soultz reichen die derzeit vorliegenden Erfahrungen noch nicht aus, um Erfolge der Hot-Dry-Rock-Technologie an beliebigen Standorten zu garantieren. Die Standortbedingungen, insbesondere Gesteinseigenschaften, tektonische Spannungen, Kluftgitter und Existenz von Störungen haben einen erheblichen Einfluss auf Ausbildung und Eigenschaften der geschaffenen oder stimulierten Riss-Systeme. Es ist daher zurzeit noch nicht sicher, ob das Hot-Dry-Rock-Verfahren an allen Standorten in den ausgewiesenen Kristallingebieten anwendbar ist und welcher Anteil des riesigen Potenzials tatsächlich nutzbar wird.



**Abbildung 8.21:** Geologische Situation und technische Umsetzung des Hot-Dry-Rock-Projektes Soutz-sous-Fôrets. Quelle: GEIE „Exploitation Minière de la chaleur“.

### 8.6.5 Die Zukunft der Geothermie in Deutschland

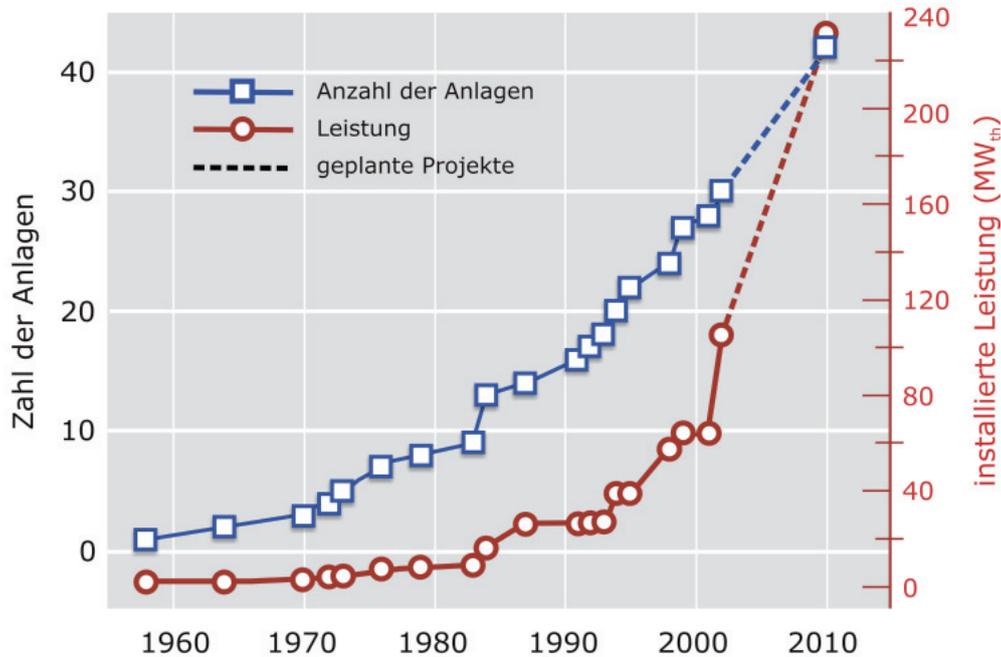
Die Entwicklung der Nutzung von Geothermie in Deutschland hat stark von den durchgeführten Gesetzesänderungen und Maßnahmen des integrierten Energie- und Klimapakets der Bundesregierung profitiert. Im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform legte die Bundesregierung ein Förderprogramm für *Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien* auf. 2004 wurde die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verabschiedet und 2008 modifiziert. Damit werden für Strom aus Geothermiekraftwerken bis 10 MW 16 ct/kWh und aus Anlagen größer als 10 MW 10,5 ct/kWh vergütet. Zusätzliche Vergütungen ergeben sich für Anlagen, die vor 2015 in Betrieb gehen, für die Nutzung von Restwärme und den Einsatz von petrothermaler Technik zur künstlichen Riss erzeugung.

Die rasante Entwicklung der thermischen Nutzung der Geothermie hat dazu geführt, dass bis 2004 in Deutschland 30 geothermische Anlagen größer 100 kW<sub>th</sub> (Abb. 8.22) mit einer gesamt installierten Leistung von 104,6 MW<sub>th</sub> betrieben wurden (Schellschmidt et al., 2005). Weitere 15 Projekte sollen bis 2010 fertiggestellt sein. Damit wären insgesamt 231 MW<sub>th</sub> installiert, die elektrische Leistung aus geothermischen Anlagen betrüge dann 18 MW<sub>e</sub>.

Eine Übersicht über Standorte und Details der sich derzeit in Planung oder Umsetzung befindlichen Geothermieprojekte bietet das geothermische Informationssystem für Deutschland. Dieses wird vom Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) im Geozentrum Hannover entwickelt und kann über das Internet recherchiert werden ([www.geotis.de](http://www.geotis.de)).

Die Forschung zur tiefen Geothermie in Deutschland zielt vor allem darauf ab, durch technische Innovationen die Kosten für Exploration und Nutzung geothermischer Ressourcen zu

mindern. Beispiele für Forschungsprojekte sind die gerade in Betrieb genommene Hot-Dry-Rock-Anlage in Soultz-sous-Fôrets und das GeneSys-Projekt, das Büro- und Laborräume für rund 1000 Bedienstete des Geozentrums Hannover mit Wärme aus einer Geothermieanlage mit innovativer Ein-Bohrloch-Technologie versorgen soll (Infobox 11).



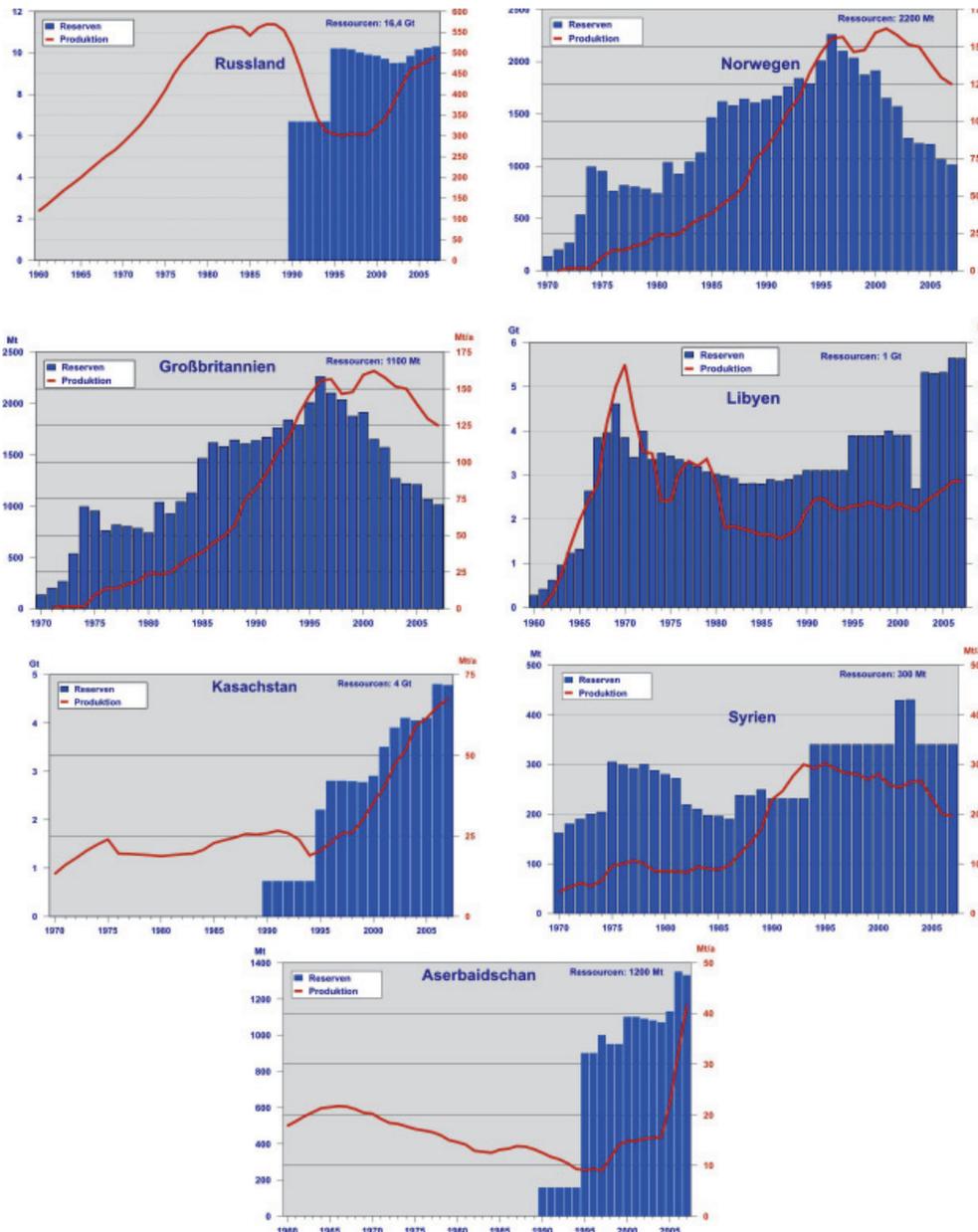
**Abbildung 8.22:** Installierte geothermische Anlagen mit mehr als 100 kW<sub>th</sub> und deren Leistung in Deutschland seit 1955 sowie ein Szenario der Entwicklung bis 2010 (Schellschmidt et al., 2005).

## 8.7 Energierohstoff-Lieferanten Deutschlands

Deutschland ist bei allen Energierohstoffen mit Ausnahme von Braunkohle in hohem Maße von Importen abhängig. Annähernd 90 % des Urans bezieht Deutschland aus Frankreich, Kanada, Großbritannien und den USA. Daher und mit Blick auf die gute Vorratssituation sind Lieferengpässe für Uran nicht absehbar. Die Situation der wichtigsten Lieferländer für die einzelnen fossilen Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle wird im Folgenden näher beleuchtet. Dabei werden die Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie die noch geschätzten Ressourcen analysiert. Des Weiteren erfolgt ein Ausblick auf weitere potenzielle Lieferanten.

### 8.7.1 Erdöl-Lieferländer

Einer näheren Betrachtung werden die sieben führenden Lieferländer unterzogen, die im Jahr 2007 jeweils mehr als 2,5 Mt geliefert haben und auf die gemeinsam über 83 % der Importe entfielen (Tab A 8-1). Die Entwicklung der Reserven und der Förderung ab 1960 beziehungsweise 1970 ist in Abbildung 8.23 in der Reihenfolge der im Jahr 2007 nach Deutschland gelieferten Menge an Erdöl dargestellt. Für Russland, Kasachstan und Aserbaidschan liegen separate Reservenangaben erst seit 1990 vor. Zusätzlich sind die Ressourcen Ende 2007 angeführt.



**Abbildung 8.23:** Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie geschätzte Ressourcen Ende 2007 bedeutender Rohöllieferländer Deutschlands.

Ausgehend von den vorliegenden Darstellungen können die Länder generell in zwei Kategorien untergliedert werden:

1. Länder mit rückgängigen Reserven und fallender Förderung. Hierzu zählen Norwegen, Großbritannien und Syrien, das zukünftig auch mit sinkender Förderung rechnet.
2. Länder mit steigenden beziehungsweise konstanten Reserven und steigender Förderung. Hierzu zählen insbesondere Kasachstan und Aserbaidschan aber auch Libyen und Russland.

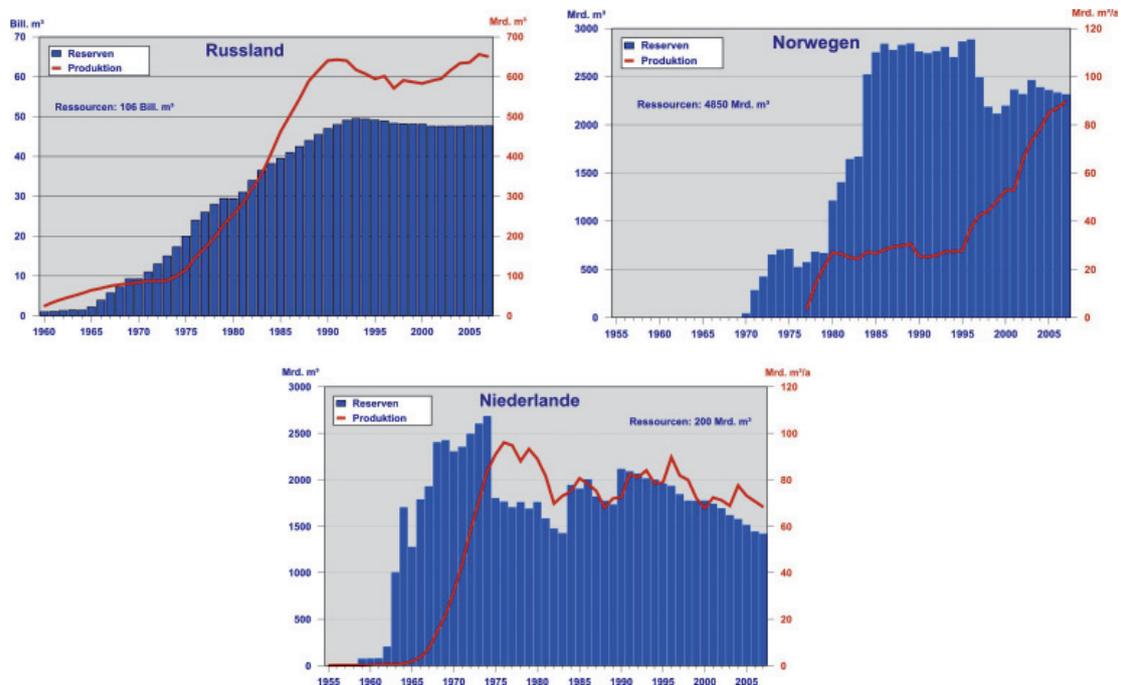
Entsprechend dieser Zuordnung wird sich die Bedeutung letzterer Länder für die zukünftigen deutschen Erdölimporte ändern. Während die Anteile des Nordseeöls, das gegenwärtig zusammen mit den dänischen Lieferungen etwa 30 % erreicht, zurückgehen werden, dürfte

der Anteil aus Ländern wie Kasachstan und Aserbaidschan aber auch Libyens steigen. Die Höhe der russischen Lieferungen hängt dagegen von weiteren Faktoren ab. Entscheidend sind einerseits die weitere Entwicklung der Förderung, die 2008 leicht rückgängig war, andererseits die Entwicklung der Exporte in andere Regionen, insbesondere in den asiatischen Markt.

Da Erdöl ein weltweit gehandeltes Produkt ist, können auch andere Anbieter für die Versorgung Deutschlands in Frage kommen. Entsprechend der Lage beim verbleibenden Potenzial (Abb. 3.3) bieten sich hierfür die OPEC-Staaten am Persischen Golf, Nigeria, Angola, Brasilien und Venezuela an, allerdings mit der Konsequenz, dass die OPEC-Anteile an den deutschen Importen zunehmen. Die Verfügbarkeit am Weltmarkt hängt von der globalen Situation von Angebot und Nachfrage ab. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint das Engagement deutscher Erdölfirmer im Ausland zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wichtig.

### 8.7.2 Erdgas-Lieferländer

Einer näheren Betrachtung werden die drei führenden Lieferländer unterzogen, auf die im Jahr 2007 über 96 % der Importe entfielen (Tab A 8-2). Die Entwicklung der Reserven und der Förderung ab 1950 ist in Abbildung 8.24 in der Reihenfolge der im Jahr 2007 gelieferten Menge an Erdgas dargestellt. Zusätzlich ist die geschätzte Größe der Ressourcen Ende 2007 angeführt.



**Abbildung 8.24:** Entwicklung der Reserven und der Förderung sowie geschätzte Ressourcen Ende 2007 bedeutender Erdgaslieferländer Deutschlands.

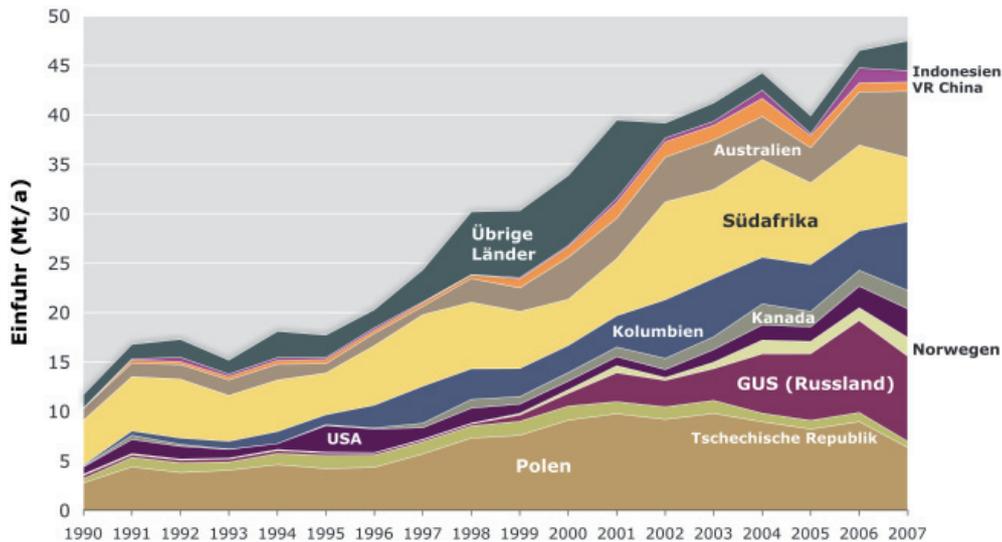
Ausgehend von diesen Darstellungen können die Lieferländer auch für Erdgas in zwei Kategorien untergliedert werden:

1. Länder mit rückgängigen Reserven und fallender Förderung. Hierzu zählen die Niederlande, die auch nur geringe Ressourcen aufweisen.
2. Länder mit konstanten Reserven und steigender Förderung. Hierzu zählen Russland und Norwegen, die zudem noch über bedeutende Mengen an Ressourcen verfügen. Diese beiden Länder werden auch in Zukunft eine wichtige Rolle bei der Versorgung Deutschlands mit Erdgas spielen. Bei Russland ist zu berücksichtigen, dass in absehbarer Zeit insbesondere die bisher noch nicht entwickelten Reserven in den arktischen Regionen, insbesondere der Jamal-Halbinsel und des Shtokman-Feldes, erschlossen werden müssen, um den langfristigen Lieferverpflichtungen nachzukommen (Bittkow & Rempel, 2009).

Als potenzielle Lieferländer kommen ausgehend vom verbleibenden Potenzial (Abb. 4.3) die erdgasreichen Länder des Nahen Ostens (Iran, Katar, Irak), Nordafrikas (Algerien, Libyen, Ägypten), der Kaspischen Region (Kasachstan, Turkmenistan, Aserbaidzhan) und Nigeria in Frage. Eine entsprechende Diversifizierung der Erdgasimporte setzt allerdings die Schaffung der erforderlichen Infrastruktur voraus. Neben dem Bau neuer, beziehungsweise der Erweiterung vorhandener Pipelines müssten in Deutschland auch die Voraussetzungen für die Anlandung von verflüssigtem Erdgas geschaffen werden.

### 8.7.3 Hartkohle-Lieferländer

Die in Deutschland verbrauchte Braunkohle stammt fast ausschließlich aus heimischer Förderung (Abschnitt 8.3.4). Im Gegensatz dazu wurde die sinkende heimische Förderung von Hartkohle in den vergangenen Jahren größtenteils durch steigende Hartkohleimporte ausgeglichen. Beliefen sich die deutschen Hartkohleimporte 1990 auf 11,7 Mt, so fielen sie 2007 mit 47,5 Mt bereits viermal so hoch aus und deckten rund zwei Drittel des deutschen Hartkohlebedarfs. Auf die fünf führenden Lieferländer von Hartkohle (Abb. 8.12), zu denen Russland, Südafrika, Kolumbien, Australien und Polen zählen, entfielen 2007 knapp 74 % der Importe. Durch die seit der Jahrtausendwende zu beobachtende ständige Erhöhung der russischen Einfuhren avancierte Russland in den Jahren 2006 und 2007 zum größten Kohlelieferanten Deutschlands. Nahezu parallel dazu verringerten sich die Einfuhren aus Polen, was primär auf den Rückgang der dortigen Förderung zurückzuführen ist. Alle diese Länder verfügen für viele Jahrzehnte über ausreichend Reserven für die Aufrechterhaltung der gegenwärtigen Förderung. Zusätzlich sind für diese Länder bedeutende Ressourcen ausgewiesen.



**Abbildung 8.25:** Entwicklung der Einfuhr von Hartkohle und Hartkohleprodukten wie Steinkohle, Steinkohlekoks und Steinkohlebriketts nach Deutschland seit 1991 (nach verschiedenen VDKI-Jahresberichten).

## 8.8 Literatur zu Energierohstoffe in Deutschland

- AGEB (2008): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007. 30 S., Berlin. [http://www.agenergiebilanzen.de/cms/verwaltung/files.php?path=../../daten/1203946104\\_91.0.94.131.pdf&name=jahresbericht\\_ageb\\_25\\_2\\_2008.pdf&mime=application/pdf](http://www.agenergiebilanzen.de/cms/verwaltung/files.php?path=../../daten/1203946104_91.0.94.131.pdf&name=jahresbericht_ageb_25_2_2008.pdf&mime=application/pdf)
- BAFA (2009): Statistiken – Mineralöl/Rohöl: Entwicklung der Einfuhr 1991 – 2007 und Entwicklung der Einfuhr 2007 – 2008. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/rohoel/statistiken/index.html>
- Statistiken – Kraftwerkssteinkohlebezug aus Drittländern: Mengen und Preisübersicht. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html>
- BGR (2008): Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Heft XXXVII: Bundesrepublik Deutschland - Rohstoffsituation 2007. - 252 S.; Hannover.
- Bittkow, P. & Rempel, H. (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). *Erdöl Erdgas Kohle* 125, 1: 11-19.
- BMWi (2009): Monatliche Erdgasbilanz und Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. - <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=53736.html>.
- Boigk, H. (1981): *Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland. Erdölprovinzen, Felder, Förderung, Vorräte, Lagerstättentechnik*, 313 S.; Ferdinand Enke Verlag, Stuttgart.
- Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. (2007): basic sales data, Bundesverband Wärmepumpe e. V Elisabethstr. 34, D80796 München, <http://www.waermepumpe-bwp.de>
- Debriv (2000): *Braunkohle - Ein Industriezweig stellt sich vor.* - 56 S.; Köln.
- (2007): *Braunkohle in Deutschland 2007 - Profil eines Industriezweiges.* - 72 S.; Köln.
- Dehmer, J. (2004): A short report of the investigations made on the facies of German coal deposits. - *International Journal of Coal Geology*, 58: 41-51.

- DGMK, Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (2009): [http://www.dgmk.de/upstream/abstracts/projects/TightGas\\_final.html](http://www.dgmk.de/upstream/abstracts/projects/TightGas_final.html).
- Drozdewski, G. (1993): Geologie der Steinkohlevorkommen in Deutschland – Tektonische Situation, Voraussetzung für die Rohstoffgewinnung, Vorräte. – In: Wiggering, H. [Hrsg.]: Steinkohlenbergbau – Steinkohle als Grundstoff, Energieträger und Umweltfaktor: 43 – 53, 4 Abb., 1 Tab.; Berlin (Ernst & Sohn Verlag).
- EID (2009): RWE: LNG-Anlandestation in Wilhelmshaven braucht Anschluss an Speicher Etzel. – Energie Informationsdienst, Heft 11/09: 15, Hamburg.
- Einecke, E.-J. (1995): Grube Messel-Ölschiefervorkommen. In: Bergbehörden und Bergbau in Hessen: S. 68-71; -ISBN 3-87455-139-3.
- Frisch, H., Schulz, R. & Werner, J. (1992): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken. – In: Schulz, R., Werner, R., Ruhland, J. & Bußmann, W. (Hrsg.): Geothermische Energie, Forschung und Anwendung in Deutschland : 99–118; Karlsruhe (C.F. Müller).
- Füchtbauer, H. (1993): Geologie der Steinkohlevorkommen in Deutschland – Aufbau und Entstehung des kohleführenden Oberkarbons. – In: Wiggering, H. [Hrsg.]: Steinkohlenbergbau – Steinkohle als Grundstoff, Energieträger und Umweltfaktor: 35 – 43, 4 Abb., 1 Tab.; Berlin (Ernst & Sohn Verlag).
- Juch, D., Roos, W.-F. & Wolff, M. (1994): Kohleninhalts erfassung in den westdeutschen Steinkohlenlagerstätten. – In: Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen [Hrsg.]: Das Subvariscikum Norwestdeutschlands, Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, 38: 189-307; Krefeld.
- Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R. & Thielemann, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraftwärmekopplung (KWK) in Deutschland, Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag (TAB).
- Kaltschmitt, M. & Wiese, A. (Hrsg.) (1997): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Aufl., Berlin usw. (Springer).
- LBEG (2008): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007 - Jahresbericht des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie, 54 S.; Hannover.
- McCloskey (2003 - 2009): McCloskey Coal Report, Issue 74 – 204; zweiwöchentliche Ausgabe.
- MWV (Mineralölwirtschaftsverband) (2007): Jahresbericht Mineralölzahlen 2006 – 80 S.; Hamburg.
- Pätz, H., Rascher, J. & Seifert A. (1989): Kohle – ein Kapitel aus dem Tagebuch der Erde. – 150 S.; Leipzig.
- Pohl, W. (1992): W. & W. E. Petrascheck´s Lagerstättenlehre. Eine Einführung in die Wissenschaft von den mineralischen Bodenschätzen. – 504 S.; Stuttgart (E. Schweizerbart´sche Verlagsbuchhandlung).
- Porth, H. et al. (1997): Erdgas, Reserven – Exploration – Produktion. – Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 86 S.; Hannover.
- Schellschmidt, R., Sanner, B., Jung, R. & Schulz, R. (2005): Geothermal Energy Use in Germany, Proceedings World Geothermal Congress 2005.
- (2007): Geothermal Energy Use in Germany, Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching.
- Schindler, M., Nami, P., Szablinski, D., Teza, D., Tischner, T. & Schellschmidt, R. (2008): Von der Reservoirentwicklung zur Stromproduktion im Geothermieprojekt Soultz. Der Geothermiekongress 2008, Karlsruhe.

- Schulz, R. & Jobmann, M. (1989): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken – Teilgebiet: Hydrogeothermik. – Abschlußbericht, LIAG Archiv-Nr. 105 040; Hannover.
- Schulz, R., Agemar, T., Alten, J.-A., Kühne, K., Maul, A.-A., Pester, S. & Wirth, W. (2007): Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle, 123/2.
- SdK (Statistik der Kohlenwirtschaft) (2008): Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Heft Nr. 155. - 71 S.; Essen und Köln.
- Thielemann, T., Cramer, B. & Schippers, A. (2004): Coalbed methane in the Ruhr Basin, Germany: a renewable energy resource?- Organic Geochemistry, 35: 1537-1549.
- Thielemann, T. (2005): Geowissenschaftliche Karte der Bundesrepublik Deutschland 1:2 000 000; Kohlereviere, Kohle-Infrastruktur sowie Torf- und Ölschieferlagerstätten. – BGR, 1 Karte; Hannover.
- VDKI (2008): Verein der Kohlenimporteure – Jahresbericht 2008 – Fakten und Trends 2007/2008. - 99 S.; Hamburg. <http://www.verein-kohlenimporteure.de/wDeutsch/download/VDKI-Geschaeftsbericht-2008.pdf?navid=14>.
- VDKI (2003-2009): Monatsstatistiken zu den Grenzübergangspreisen für Steinkohlen sowie Übersichten zu den Einfuhren; zusätzlich auf der Homepage des VDKI: Marktinformationen - Preise (für Steinkohlen): <http://www.verein-kohlenimporteure.de>.
- Vulpus, R. (1993): Die Braunkohlelagerstätten in den fünf neuen Bundesländern. - Zeitschrift für angewandte Geologie, 39(2): 96; Stuttgart.

## 9 Verfügbarkeit der Energierohstoffe

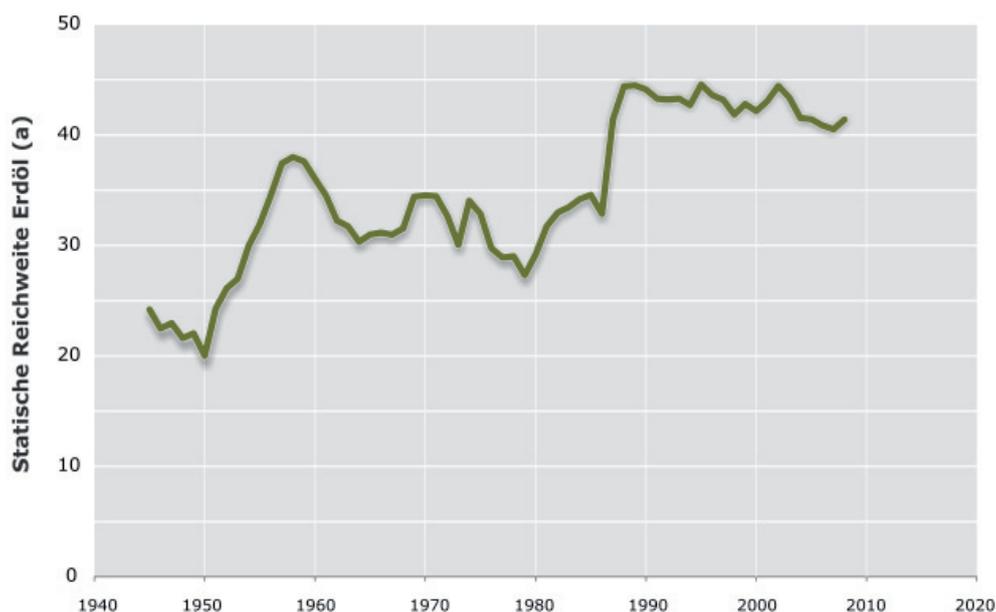
### 9.1 Dynamik der Erschöpfung endlicher Ressourcen

In der Diskussion um die Endlichkeit von Rohstoffen, insbesondere von Energierohstoffen, sollen verschiedene Begriffe wie *Reichweite*, *Statische Reichweite*, *Fördermaximum*, *Peak Oil* oder *Verfügbarkeit* Aussagen oder Richtwerte über das Maß an Erschöpfung der Vorräte ermöglichen. Dabei impliziert gerade der Begriff *Reichweite* direkt die Frage, *wie lange der Rohstoff noch reicht*. Ob sich das Reichen des Rohstoffes darauf bezieht, bis wann sämtliche Bedürfnisse aus der Nutzung des Rohstoffes befriedigt werden können, oder auf die letzte Produktion vor der absoluten Erschöpfung aller Lagerstätten oder eine andere Situation zwischen diesen Extremen, ist in aller Regel nicht definiert.

#### 9.1.1 Statische Reichweite

Eine gewisse Schärfung des Begriffes *Reichweite* stellt die *Statische Reichweite* dar. Diese *Statische Reichweite* wird berechnet als Verhältnis der Reserven zu der aktuellen Jahresproduktion. Im Ergebnis steht eine Jahreszahl, beispielsweise 40 Jahre für Erdöl, die besagt, ab wann kein Erdöl aus den heute bekannten Mengen mehr da wäre, wenn von jetzt an jedes Jahr konstant, also statisch, produziert würde. Da bisher in keinem Jahr die gleiche Menge an Erdöl produziert wurde wie im Vorjahr und sich auch die bekannte Menge an produzierbarem Erdöl jährlich ändert, ließe diese *Statische Reichweite* bereits für das Folgejahr keine Vorhersage zu. Tatsächlich werden bei vielen Rohstoffen, darunter auch Erdöl, über die Jahre relativ konstante *Statische Reichweiten* beobachtet (Abb. 9.1). So bewegte sich die *Statische Reichweite* von Erdöl von 1945 bis heute zwischen 20 und 45 Jahren. Seit über 20 Jahren schwankt dieser Wert nur noch zwischen 40 und 45 Jahren. Grund hierfür ist, dass die Ölindustrie fortwährend exploriert, neue Lagerstätten entdeckt und durch technische Maßnahmen das Potenzial bereits in Produktion befindlicher Lagerstätten erweitert. Dadurch bekommt die *Statische Reichweite* eher den Charakter einer Art Zustandsbeschreibung der betreffenden Rohstoff extrahierenden Industrie. Wenn also die *Statische Reichweite* plötzlich deutlich sinken würde, könnte das bedeuten, dass im besagten Verhältnis die Menge an noch produzierbarem Erdöl, also die Reserven und Ressourcen, stärker nachlassen, als der Bedarf es erfordert. Das könnte als Zeichen gewertet werden, dass in der Industrie ein nachlassendes wirtschaftliches Interesse an der Erschließung neuer Vorkommen herrscht oder aber die Exploration und Erschließung mit der notwendigen Steigerung der Produktion nicht mehr Schritt halten.

Aus den geschilderten Sachverhalten ergibt sich, dass die *Statische Reichweite* nicht dazu geeignet ist, Aussagen über die künftige Entwicklung der Produktion von Energierohstoffen zu treffen. Name und Aussagewert der *Statischen Reichweite* stehen somit in keinem Zusammenhang. Dadurch ist die Verwendung der *Statischen Reichweite* immer missverständlich. In der vorliegenden Studie wird die *Statische Reichweite* daher nicht für die Charakterisierung der Rohstoffverfügbarkeit genutzt.



**Abbildung 9.1:** Statische Reichweite von Erdöl zwischen 1945 und 2008.

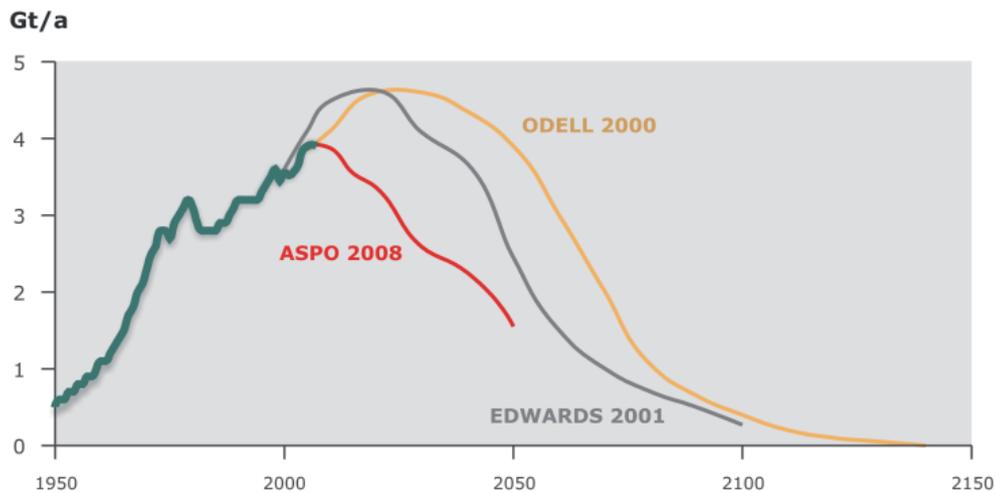
## 9.1.2 Peak Oil

Als *Peak Oil* wird allgemein das Allzeit-Fördermaximum an Erdöl, also die maximal pro Jahr jemals geförderte Menge an Rohöl verstanden. Ursprünglich für die Vorhersage des Förderverlaufs von Erdöl entwickelt, wird dieses Modell inzwischen von einigen Autoren ebenso für Erdgas (*Peak Gas*) und sogar für Kohle (*Peak Coal*) verwendet. Die Theorie von *Peak Oil* leitet sich aus den Annahmen der vom amerikanischen Geologen Marion King Hubbert (1903 bis 1989) entwickelten Hubbertkurve her. Danach wird die weltweite Förderung von Erdöl zunächst stetig ansteigen und dann, sobald die Hälfte des Erdöls gefördert wurde, irreversibel zurückgehen. Da nach dieser Theorie bei *Peak Oil* die Hälfte der Erdölmenge verbraucht sein wird, wird dieser Punkt auch *Depletion Midpoint* genannt. Die Richtigkeit der Annahmen zu *Peak Oil* wird einerseits damit begründet, dass Vorhersagen von Hubbert zum Verlauf der Erdölförderung in den USA tatsächlich zutrafen

Nach der *Peak-Oil*-Theorie kann im Idealfall der künftige Verlauf der weltweiten Erdölproduktion einschließlich des *Peak Oil* schon frühzeitig aus der bisherigen Produktion und der Entdeckungsgeschichte der Ölfelder durch Anpassung von Typkurven vorhergesagt werden. Allerdings sind Berechnungen, Darstellungen, Definitionen und Ausgangsdaten verschiedener *Peak-Oil*-Modelle uneinheitlich, wodurch sich aus dieser Theorie ein großes Spektrum an möglichen Produktionsverläufen ergibt (Abb. 9.2, 9.3). Während zu Beginn der *Peak-Oil*-Diskussion vor allem sogenannte *Hubbertkurven* als Grundlage genommen wurden, nutzen jüngere Einschätzungen auch Ansätze wie *Backdating*-Methode, *Creaming Curves*, das *Hotelling*-Modell und probabilistische Modelle.

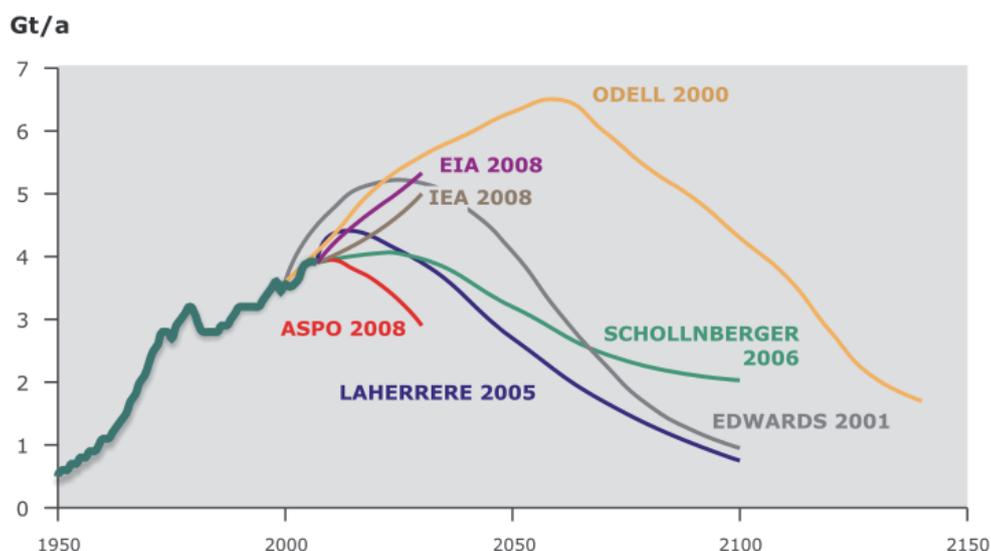
Die Szenarien der möglichen Entwicklung der Erdölförderung in den Abbildungen 9.2 und 9.3 weisen *Peak Oil* zwischen 2007 und 2070 aus. Unterschiede ergeben sich unter anderem aus der Berücksichtigung von nicht-konventionellem Erdöl. Bemerkenswert ist, dass die Mengen an insgesamt förderbarem Erdöl in den verschiedenen Modellen, erkennbar an den Flächen unter den Förderkurven, stark voneinander abweichen. Hier gehen unterschiedliche Annahmen über das Gesamtpotenzial in die Betrachtungen ein. In die Darstellung nach

ASPO (2008) wurden zur besseren Vergleichbarkeit die Förderung von NGL und Erdöl aus der Arktis und der Tiefsee mit einbezogen, obwohl diese im Sinne von Campbell zum nicht-konventionellen Erdöl zu rechnen sind. Insgesamt zeigt sich, dass gerade das zu Grunde gelegte Gesamtpotenzial ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor bei der Prognose künftiger Förderentwicklungen ist. Bei der Kombination aus konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl (Abb. 9.3) ist mit Ausnahme der Kurve von Odell (2000), deren Maximum bei 2070 liegt, nur eine geringfügige Verschiebung des *Peak Oil* zu erkennen.



**Abbildung 9.2:** Beispiele für prognostizierte Förderverläufe mit Peak Oil von konventionellem Erdöl.

Im Gegensatz zu den *Peak-Oil*-Modellen, die per se darauf ausgerichtet sind, den Zeitpunkt des Maximums der Erdölförderung vorherzusagen, weisen Bedarfsszenarien einhergehend mit den zu Grunde liegenden Wachstumsprognosen in der Regel stetige Anstiege des Erdölverbrauchs bis in weite Zukunft aus. Diese Szenarien berücksichtigen allerdings nicht die Vorratssituation.



**Abbildung 9.3:** Beispiele für prognostizierte Förderverläufe mit Peak Oil von konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl.

## 9.1.3 Verfügbarkeit

Die Geschichte der Förderung fossiler Energieträger bis heute zeigt, dass bisher nicht primär die geologische Verfügbarkeit für die Produktion ausschlaggebend war. Vielmehr entwickelte sich eine steigende Nachfrage als Folge technologischen Fortschritts, gesamtwirtschaftlicher und geopolitischer Prozesse, der hohen Wertschöpfung und des jeweiligen Investitionsklimas. Diese Nachfrage und die hohen Gewinne waren ein steter Anreiz, neue Lagerstätten zu suchen und zu erschließen. Das mag sich angesichts der Endlichkeit der fossilen Rohstoffe künftig ändern, in der Vergangenheit jedoch war das Wechselspiel von Angebot und Nachfrage die treibende Kraft sowohl für die Erschließung neuer Felder und neuer Gebiete, wie auch für die Aufgabe nicht mehr rentabler Felder.

So ist auch der Begriff Reserve nicht allein durch geologische Kriterien definiert, sondern setzt voraus, dass der Abbau wirtschaftlich profitabel ist (Abschnitt 2.4.2). Durch den technischen Fortschritt und in Ermangelung von kostengünstigeren Alternativen konnten in der Vergangenheit immer mehr Lagerstätten als wirtschaftlich eingestuft werden und damit zur Erhöhung der Reserven beitragen. In welchem Umfang diese Entwicklung fortgesetzt werden kann, hängt wesentlich davon ab, ob Wirtschaft und Politik die Herausforderungen, die mit einem größeren Explorations- und Förderaufwand in Frontiergebietern verbunden sind, annehmen. So gesehen stellt die geologische Verfügbarkeit keine unabhängige Größe dar, sondern kann nur im Kontext mit dem wirtschaftlichen Umfeld gesehen werden.

Das Zusammenspiel geologischer, politischer und wirtschaftlicher Faktoren zusammen mit der technologischen Entwicklung kann zu unvorhersehbarer Dynamik bei der Verfügbarkeit von Energierohstoffen führen. So bedeuten Phasen mit starken Erhöhungen des Ölpreises zusätzliche Belastungen für die Erdölimportländer, mit dem positiven Effekt, dass das Bedürfnis zum sparsamen Umgang mit dem endlichen Rohstoff wächst. Mit steigenden Energierohstoffpreisen erhöht sich zudem die Bereitschaft zur verstärkten Exploration und Erschließung von Lagerstätten, die bislang als nicht wirtschaftlich galten. Ein starker Ölpreisverfall, der für den Verbraucher zunächst lukrativ erscheint, führt zu starken Einnahmeverlusten bei den Erdölproduzenten und -exporteuren und langfristig zu einem Rückgang der Explorationsaktivitäten. Der daraus resultierende Rückgang der Reserven kann wiederum Auswirkungen auf das künftige Energierohstoffangebot und das Preisniveau haben, indem er infolge der Angebotsverknappung die Preise wiederum in die Höhe treibt.

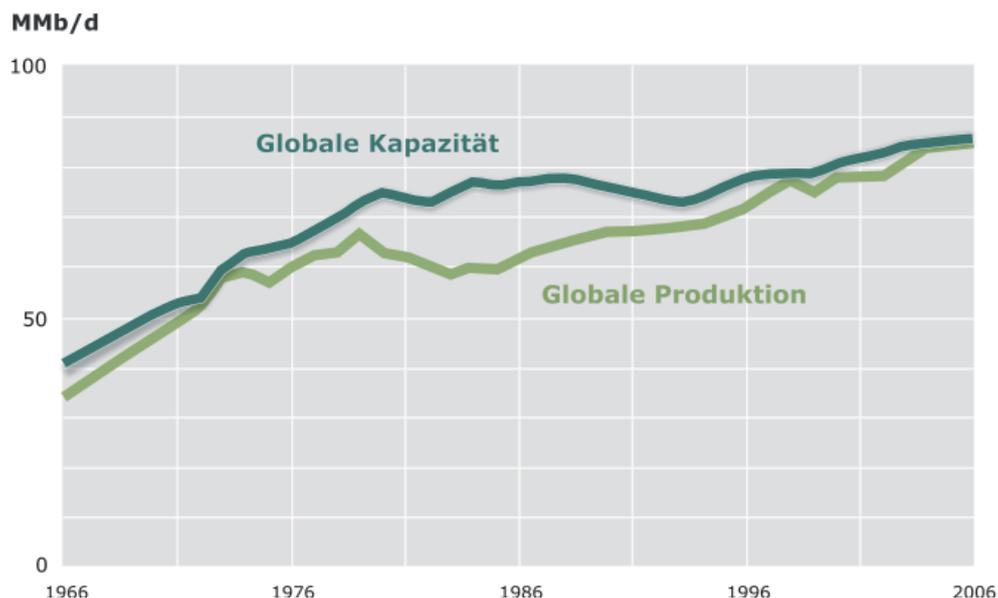
Zwischenzeitliche Einnahmeverluste bei den Erdölexportländern können bei einer starken Erdölabhängigkeit der jeweiligen Wirtschaft zu einem Konjunkturabschwung führen. So sanken die Staatseinnahmen Nigerias, die zu etwa 85 % aus der Erdölbranche stammen, von USD 4,4 Mrd. im Oktober 2008 auf rund USD 2,9 Mrd. im November 2008. Als Folge der Asienkrise mit dem Rückgang der Erdölnachfrage und der Uneinigkeit innerhalb der OPEC verzeichneten die OPEC-Länder 1998 Einnahmeverluste von rund USD 50 Mrd., was etwa einem Drittel der geplanten Einnahmen aus dem Ölgeschäft entsprach. Diese Erfahrung war wichtiger Beweggrund für die OPEC-Länder, die selbst auferlegte Förderdisziplin strenger einzuhalten.

Im Laufe der Geschichte gab es aus unterschiedlichen Gründen immer wieder Störungen im Energiemarkt, die die Verfügbarkeit der Rohstoffe beeinflussten (Fattouh, 2007 b). Hier spielen komplementäre Interessen von Produzenten und Konsumenten, staatliche Einfluss-

nahme und Unsicherheiten für das Investitionsverhalten durch wirtschaftliche, finanzielle und politische Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle.

**Komplementäre Interessen** von Produzenten und Konsumenten zeigen sich beispielsweise in dem Verhalten von OPEC und IEA. Die OPEC besitzt mit der Möglichkeit der Festlegung von Förderquoten ein wirkungsvolles Instrument zur Beeinflussung des Erdölmarktes. Ziel dieser Organisation ist es, so viel Erdöl fördern zu können, dass sie die Nachfrage bei einem konstant hohen Preis befriedigen kann. Überangebote aber auch Verknappungen sind ungünstig für den Handel. Um sich gegen unerwartete Störungen zu schützen, wird angestrebt, die Förderkapazität stets um einige Prozentpunkte über der tatsächlichen Förderung zu halten (Abb. 9.4). Die Differenz zwischen Kapazität und Förderung, die sogenannte Ersatzkapazität, wird als möglicher Indikator für das Risiko kurzfristiger Lieferengpässe angesehen und hat Einfluss auf den Spotpreis (Fattouh, 2007 a).

Als Gegengewicht zum OPEC-Kartell haben die OECD-Länder 1974 die IEA gegründet. Sie schätzt die kurz- und langfristige Nachfrage nach fossilen Rohstoffen ab. Diese im jährlichen World Energy Outlook 2008 (IEA, 2008 a) veröffentlichte Analyse dient auch den produzierenden Ländern als Anhaltspunkt für Investitionen. Durch die rasche wirtschaftliche Entwicklung in Ländern außerhalb der OECD ist in den letzten Jahren die globale Nachfrage in einem unerwarteten Ausmaß angestiegen, so dass die Ersatzkapazität schrumpfte. Diese geringe Ersatzkapazität wird als ein möglicher Grund für die steigenden Preise der vergangenen Jahre bis 2008 angesehen (Abb.9.4).



**Abbildung 9.4:** Entwicklung der weltweiten Förderkapazität und der Produktion zwischen 1966 und 2006. Die Differenz wird als Ersatzkapazität bezeichnet (Kloppers & Yaeger, 2008).

Analog zur Ersatzkapazität auf Produzentenseite existiert auf Verbraucherseite die nationale Bevorratung. Sie hat die Funktion, unvorhergesehene Versorgungsengpässe abzufedern. Die nationalen Krisenvorräte dürfen nur bei physischen Störungen und keinesfalls zur Preisbeeinflussung eingesetzt werden. Diese strategische Reserve wird von der IEA beaufsichtigt und kann die aktuelle Versorgung für die OECD etwa 52 Tage lang aufrechterhalten. In

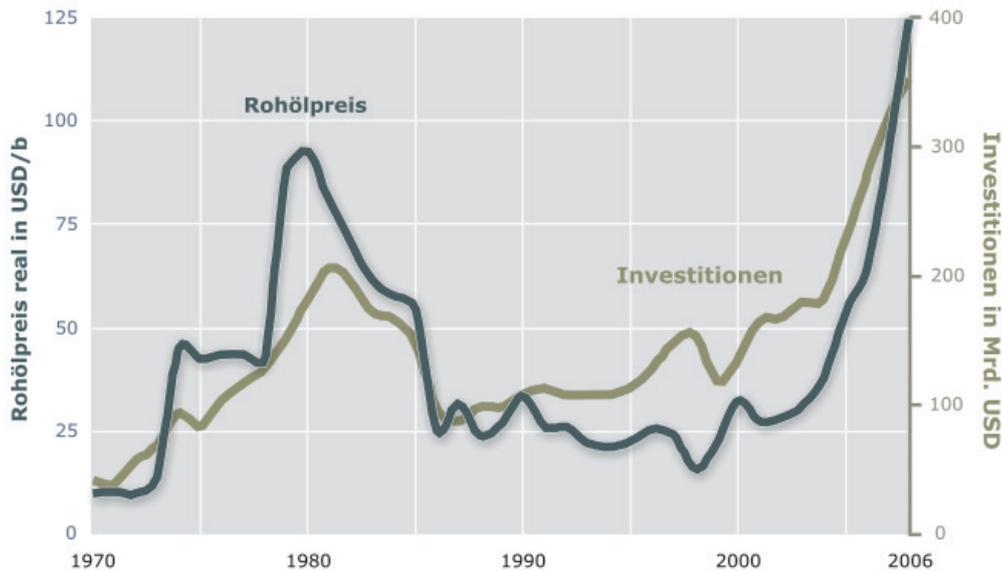
Deutschland ist es die Aufgabe des Erdölbevorratungsverbands (EBV), Vorräte an Erdöl und Erdölzeugnissen im Umfang von mindestens 90 Verbrauchstagen zu halten. Alle Unternehmen, die die betreffenden Produkte im Inland herstellen oder nach Deutschland importieren, sind Pflichtmitglieder des EBV. Entsprechend existieren auch für den Gasmarkt Pufferkapazitäten, die jedoch nicht per Gesetz vorgeschrieben sind, sondern tages- oder jahreszeitliche Schwankungen in Angebot und Nachfrage ausgleichen (Abschnitt 8.2.4) und damit bislang eher ein betriebswirtschaftliches als ein politisches Instrument darstellen.

Ein zunehmendes Maß an **staatlicher Einflussnahme** auf die Gewinnung von Energierohstoffen lässt sich beispielhaft für Erdöl und Erdgas an dem Verhältnis der großen internationalen (IOC) zu den nationalen Öl- und Gasfirmen (NOC) erkennen (Infobox 1). Bis zum Beginn der siebziger Jahre wurde der Internationale Ölmarkt durch die IOCs beherrscht, bevor die *Ära der sieben Schwestern* durch die *Ära der OPEC* abgelöst wurde (Abb. 9.15). Auch heute, in der *Ära des globalen Marktes* ist der Einfluss der IOCs und der Independents noch erheblich (Infobox 1). Mit zunehmendem Einfluss der NOCs stellt sich die Frage, ob und in welchem Maße eine NOC als Regierungsinstitution anzusehen ist und wie weit sich politische Ziele von Regierungen auf Firmenstrategien auswirken. Durch die Verankerung nationaler, sozialer oder militärischer Prioritäten im Handeln von NOCs kann die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit absinken. Zudem können fallweise Gewinne der NOCs nur unzureichend unternehmerisch genutzt werden. Nach Jaffe (2007) hinken NOCs den IOCs in ihrer Wirtschaftlichkeit mehrheitlich hinterher, weil sie Ölprodukte subventionieren und technisch nicht so effizient arbeiten wie die IOCs. Durch die fehlenden Gewinne muss mit größeren Schwierigkeiten bei der Erschließung neuer Lagerstätten und bei der Ausweitung der Produktion gerechnet werden, als dies in der Vergangenheit bei den IOCs der Fall war.

Weitere staatliche Einflussnahme auf die Verfügbarkeit der Energierohstoffe kann zudem durch Subventionen oder Gesetzgebung erfolgen. So fördern einige Nationen wie China und Indien aber auch Länder der OPEC durch massive Subventionen den Konsum fossiler Energieträger, um ihre nationale Wirtschaft an zentraler Stelle zu beleben. Laut IEA betragen die Subventionen 2007 im asiatischen Raum rund USD 100 Mrd. Angesichts des hohen Ölpreises mussten Asiens Regierungen Mitte 2008 die Subventionen allerdings kürzen (EID, 2008). Andere Länder versuchen, die Nutzung einzelner Energierohstoffe mit Hilfe der Gesetzgebung zurückzufahren. Angeführte Motive sind hier beispielsweise der Umweltschutz, die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die angestrebte Unabhängigkeit von endlichen Energierohstoffen und Marktvorteile durch technische Innovationen. Begleitet werden diese Entwicklungen häufig durch unterstützende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, der Belebung der Nutzung anderer Energierohstoffe und der Entwicklung und Markteinführung umweltfreundlicher, nachhaltiger, regenerativer Energieformen.

**Investitionen** sind der zentrale Faktor dafür, dass neue Lagerstätten entdeckt, Techniken zum Abbau der Energierohstoffe entwickelt und Infrastruktur zu Produktion, Verarbeitung und Transport verfügbar gemacht werden. Dabei ist bekannt, dass Investitionen den Rohstoffpreisen zeitlich nachhängen. Bei der in Abbildung 9.5 ersichtlichen zeitversetzten Korrelation zwischen Ölpreis und Investitionen muss berücksichtigt werden, dass in Zeiten hoher Ölpreise auch die Explorationskosten, beispielsweise durch die Kosten für Tiefwasserbohrschiffe oder Rohstoffpreise für Rohre, steigen. Hohe Preise für Eisenerz, Stahl und andere Rohstoffe sind damit sowohl Ursache als auch Folge von hohen Preisen für Öl und Erdölprodukte. Der *IHS/CERA Upstream Capital Cost Index* (Yergin, 2008) zeigt, dass sich die

Kosten für Exploration und Produktion zwischen 2005 und 2008 weltweit nahezu verdoppelt haben. Ein Zusammenhang zwischen Investitionen und Erdölproduktion ist indessen nicht unmittelbar erkennbar, da von der Exploration über die Erschließung bis zur Förderung aus einem Erdölfeld bis zu einem Jahrzehnt oder länger vergehen kann. Diese Zeit verlängert sich noch einmal erheblich bei der Erkundung und Erschließung von Frontiergebietern. Umso bedeutender ist die Einsicht, dass Versorgungssicherheit nur dann gegeben ist, wenn Investitionen frühzeitig und unabhängig von kurzfristigen Wirtschaftsentwicklungen getätigt werden.



**Abbildung 9.5:** Vergleich der Entwicklung von Rohölpreis und Investitionen im Erdölsektor seit 1970 (NPC, 2008).

Dieser Einsicht steht in gewisser Hinsicht die Situation der Energierohstoffmärkte entgegen. Unsicherheiten, ob künftige Investitionen zum richtigen Zeitpunkt und in ausreichendem Maße getätigt werden, ergeben sich daraus, dass der weitaus größte Teil der zukünftigen Zuwächse von Öl- und Gaslagerstätten unter der Kontrolle von NOCs in Nicht-OECD-Ländern zu erwarten ist. Zudem werden in Zeiten niedriger Ölpreise nur zögerlich Kredite für Investitionen aufgenommen und vergeben. Ausreichende und rechtzeitige Investitionen sind insbesondere bei langfristig berechenbaren, stabilen Energie- und Finanzmärkten möglich. Investitionen, die zu früh erfolgen, können zu einem Überangebot mit Preisverfall und Verlusten führen. Bleiben jedoch Prospektion, Exploration und Entwicklung von Erdöllagerstätten in den Frontiergebietern aus, so können Versorgungsengpässe in den Erdölimportländern die Folge sein.

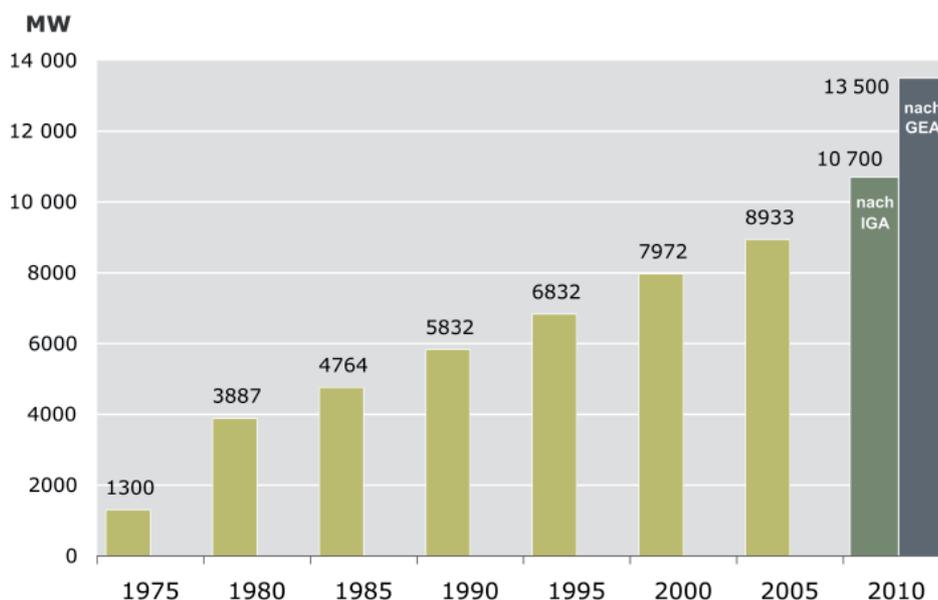
Der Begriff der Verfügbarkeit von Energierohstoffen hat also an jedem Punkt der Prozesskette von der Lagerstätte bis zum Endverbrauch eine andere Bedeutung. So wird ein an Erdölvorkommen reiches Land unter der Verfügbarkeit etwas anderes verstehen als ein Erdöl produzierendes Unternehmen, ein Raffineriebetrieb oder der Autofahrer an der Tankstelle. Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen mit Blick auf die gesamte Prozesskette kann durch geologische Bedingungen, durch die technische Machbarkeit der Produktion, durch Transportbeschränkungen, durch Infrastrukturegebenheiten, durch politische Rahmenbe-

dingungen und Besonderheiten der wirtschaftlichen Situation der Märkte beeinflusst werden. Schwerpunkt der folgenden Ausführungen zu der Verfügbarkeit der einzelnen Energierohstoffe wird die geologische Verfügbarkeit sein. Dabei wird gegebenenfalls auch auf ableitbare Konsequenzen in den übrigen Einflussgrößen der Verfügbarkeit eingegangen.

## 9.2 Verfügbarkeit geothermischer Energie

Die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung beschränkte sich in den letzten Jahrzehnten weitgehend auf Länder, in denen aufgrund günstiger geologischer Bedingungen Hochtemperatur-Lagerstätten ausgebeutet werden konnten. Die Stromerzeugung aus Hydrothermal-Lagerstätten mit niedriger Temperatur und aus undurchlässigen Gesteinen mit Hilfe der HDR-Technik ist weltweit noch in der Erprobungsphase, so dass die künftige Entwicklung erst nach einer Bewährung der eingesetzten Methoden abgeschätzt werden kann. Bedeutsame Einflussgrößen für die Entwicklung und Prognosen geothermischer Energienutzung sind vor allem die Entwicklung der Energiekosten vor allem bei Kohle und Erdgas, Fortschritte der technischen Entwicklung der Erdwärmennutzung und politische Vorgaben und Fördermaßnahmen für die Geothermie.

Zwischen 1975 und 1980 stieg die installierte geothermische Leistung weltweit stark an. Von 1980 bis 2005 blieb die Steigerung annähernd konstant bei etwa 200 bis 250 MW<sub>e</sub> pro Jahr und setzte sich bis 2007 fort (Bertani, 2008). Extrapoliert man diesen Trend bis 2010, erhält man mit 11 GW<sub>e</sub> in etwa die Prognose der *International Geothermal Association* (IGA) (Abb. 9.6; IGC, 2007).

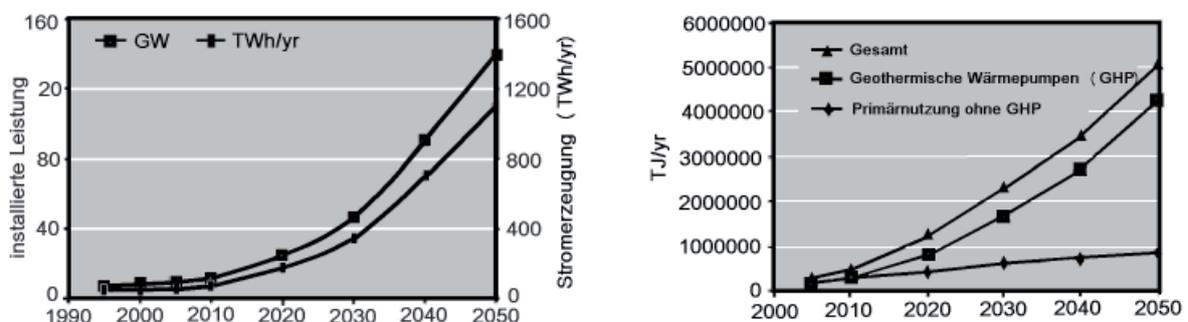


**Abbildung 9.6:** Entwicklung der weltweit installierten Leistung zur geothermischen Stromproduktion von 1975 bis 2005 sowie zwei Prognosen für das Jahr 2010 (Daten aus Lund et al., 2005; Bertani, 2005; Prognosen für das Jahr 2010: International Geothermal Association (IGA); US Geothermal Energy Association (GEA); Gawell & Greenberg, 2007).

Die Wirtschaftlichkeit einer geothermischen Stromerzeugung wird wesentlich durch Bohrkosten und Reservoirqualität beeinflusst. Je höher der Energiegehalt des Reservoirs ist, desto weniger Bohrungen werden für die gleiche Kraftwerksleistung benötigt. In diesem Zusammenhang spielt auch die binäre Kraftwerkstechnik mit Hilfe der ORC- und Kalina-Verfahren (Abschnitt 7.2.2) eine Rolle. Auch kann die Wirtschaftlichkeit eines Standard-Dampf-Kraftwerkes in vielen Fällen durch ein nachgeschaltetes Binärkraftwerk erheblich gesteigert werden. Normalerweise wird die kondensierte Flüssigkeit nach Durchlaufen der Dampfturbine mit hoher Temperatur wieder in die Lagerstätte injiziert. Die Restenergie dieser Flüssigkeit bleibt dadurch ungenutzt. Ohne zusätzliche Bohrkosten könnte man dieser Flüssigkeit in einer ORC- oder Kalina-Anlage weitere Energie entziehen. In vielen Fällen wäre diese Kaskadennutzung eine sehr effektive und heute bereits einsetzbare Möglichkeit zur zusätzlichen Energiegewinnung und Effizienzsteigerung.

Ein weiterer Gesichtspunkt, der aktuell zunehmend diskutiert wird, ist die sogenannte Erdöl-Koproduktion. Viele seit Jahren existierende Erdölbohrungen fördern erhebliche Mengen an Wasser mit einer Temperatur bis 200 °C. Die Energie dieser Wässer wird derzeit nicht zur Energiegewinnung genutzt. Im Gegenteil müssen diese Wässer oft mit erheblichen Kosten entsorgt werden. Nach der Trennung des Öls vom Wasser in Separatoren wäre eine Energienutzung in ORC- oder Kalina-Anlagen heute bereits ohne zusätzlichen Entwicklungsaufwand wirtschaftlich machbar. Daraus werden 1000 bis 5000 MW<sub>e</sub> geothermischer Leistung für möglich gehalten (Forseo, 2008).

Die Weiterentwicklungen bereits vorhandener Methoden, wie der Einsatz superkritischer Fluide, Transmissivitätsverbesserungen in HDR-Bohrungspaaren, bessere und kostengünstigere Bohr- und Kraftwerkstechnik könnten in naher Zukunft die Steigerungsraten der geothermischen Stromproduktion weltweit forcieren. Sowohl Gawell & Greenberg (2007) als auch der World Energy Outlook (IEA, 2006) gehen von erheblichen Steigerungen aus. Letztere halten im Jahr 2030 eine jährliche geothermische Stromproduktion von 185 TWh für möglich. Für 2050 prognostizieren die erstgenannten Autoren eine installierte Leistung von 140 GW<sub>e</sub>, beziehungsweise 1400 TWh pro Jahr (Abb. 9.7). Unter Verwendung künstlicher geothermischer Systeme (HDR oder *Enhanced Geothermal System*, EGS) wird bis ins Jahr 2050 eine geothermische Kapazität von bedeutend mehr als 150 GW<sub>e</sub> prognostiziert (Rybach, 2008).



**Abbildung 9.7:** Prognosen zur Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung (links, Bertani, 2008) und der direkten Wärmenutzung (rechts, Friedleifsson et al., 2008).

Ein weiterer Gesichtspunkt bei der Nutzung geothermischer Energie ist die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (Rybach, 2008). Geothermische Verfahren arbeiten ohne Verbrennung und verursachen damit wenig bis keine Treibhausgasemission. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß heutiger Geothermiekraftwerke liegt bei etwa 120 g/kWh. Es wird erwartet, dass dieser mit verbesserter Technologie auf 10 g/kWh reduziert werden kann (Rybach, 2008). Bei einer für 2050 geschätzte Stromproduktion aus Geothermie von 1000 TWh/a könnte die Emission von mehreren Hundert Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden, abhängig davon welcher fossile Energieträger substituiert wird. Wärmeproduzierende Erdwärmeanlagen, deren Wärmepumpen mit Elektrizität aus fossilbefeuerten Kraftwerken betrieben werden, reduzieren die CO<sub>2</sub>-Emission verglichen mit Ölbrennern um 50 %. Falls der Wärmepumpen-Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft stammt, beträgt die Reduktion 100 %. Aufgrund des erwarteten Wachstums der Direktnutzung einschließlich Erdwärmepumpen könnte pro Jahr die Emissionsvermeidung durch Geothermie nach Friedleifson et al. (2008) mehr als 300 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> betragen.

## 9.3 Verfügbarkeit Uran

Trotz einer nachhaltigen Marktbelegung, die höhere Kostenkategorien wirtschaftlich abbaubar gemacht hat, werden als Reserven für Uran konservativ und aus Gründen der Vergleichbarkeit die bis USD 40/kg U wirtschaftlich gewinnbaren Mengen definiert. Das waren 2007 etwa 1,77 Mt U an Gesicherten Reserven (*Reasonably Assured Resources, RAR*). Der Vergleich dieser Uranreserven mit dem derzeitigen jährlichen Verbrauch von 0,041 Mt U zeigt auf, dass selbst wenn keine sekundären Versorgungsquellen genutzt würden, sogar für mehrere Jahrzehnte ausreichend Uran zur Verfügung steht. In der Vergangenheit wurden bei höheren Uranpreisen die Reserven mit Gewinnungskosten bis USD 80/kg U betrachtet und im Hinblick auf noch höhere Preise sogar die Kategorie gewinnbar bis USD 130/kg U und darüber hinaus in Betracht gezogen. Die derzeitige Marktlage erlaubt diese Einbeziehung höherer Kostenkategorien. Die Reserven (RAR), gewinnbar bis USD 80/kg U, belaufen sich auf 2,60 Mt U, die bis USD 130/kg U auf 3,34 Mt U jeweils einschließlich der RAR zu niedrigeren Gewinnungskosten. Dadurch wäre bei geänderter Nachfrage und damit wahrscheinlich verbundenen höheren Preisen noch einmal eine erhebliche Verlängerung der Lebensdauer von konventionellem Uran als Energierohstoff erreicht.

In die Analyse der Verfügbarkeit können auch die Vorräte der Kategorie der Vermuteten Ressourcen (*Inferred Resources, IR*) mit einbezogen werden, da diese mit geringem Aufwand zu Reserven überführt werden können. So kann damit gerechnet werden, dass die großen Mengen Vermuteter Ressourcen gewinnbar bis USD 40/kg U erschlossen werden, bevor die RAR zu Gewinnungskosten über USD 40/kg U abgebaut werden. Alle bekannten Vorräte (RAR + IR) sind in der folgenden Übersicht zusammengestellt (Tab. 9.1).

**Tabelle 9.1:** Bekannte Uranvorräte nach Gewinnungskosten (IAEA/NEA, 2008).

Reserven/Ressourcen	Vorratskategorie	Menge (t U)
RAR	< USD 40/kg U	1 766 400
Vermutete Ressourcen	< USD 40/kg U	1 203 600
RAR	40 – USD 80/kg U	831 600
Vermutete Ressourcen	40 – USD 80/kg U	654 800
RAR	80 – USD 130/kg U	740 300
Vermutete Ressourcen	80 – USD 130/kg U	272 200
<i>Bekannte Vorräte gewinnbar bis USD 130/kg U</i>		<i>5 468 900</i>

Die bekannten Vorräte von über 5,4 Mt Uran in konventionellen Lagerstätten können als planbare Größe der künftigen Versorgung angesehen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Gewinnungskosten keine entscheidende Rolle spielen und bei entsprechendem Bedarf diese Vorräte tatsächlich in den Kreislauf gelangen, da die Kosten der bergmännischen Urangewinnung nur mit 6 bis 10 % in die Stromerzeugungskosten eingehen.

Weltweit waren 2007 2598 Mio. t U als sichere Vorräte, gewinnbar zu Kosten bis USD 80/kg U, bekannt. Bei dem derzeitigen Deckungsgrad des weltweiten Jahresbedarfs von rund 60 % durch die Bergbauproduktion würden die heute bekannten weltweiten sicheren Reserven etwa 63 Jahre den Bedarf decken können, bei Deckung des gesamten Bedarfs von 64 615 t U lediglich 40 Jahre. Die zusätzlich identifizierten Reserven belaufen sich auf 4456 Mio. t U (bis USD 80/kg U) bzw. 5468 Mio. t U (bis USD 130/kg U). Hinzu kommen Ressourcen von insgesamt 7771 Mio. t U (prognostiziert 2769 Mio. t U, bis USD 130/kg U; spekulativ 2973 Mio. t U). Diese Zahlen repräsentieren den aktuellen Stand 2008 und berücksichtigen nicht die derzeitige und zukünftige Explorationstätigkeit. Auf der Basis der vorliegenden Zahlen existiert eine rechnerische Verfügbarkeit von mehr als 200 Jahren.

Seit mehreren Jahren tragen die zusätzlichen Versorgungsquellen (Abschnitt 6.1.5) dazu bei, dass weniger Uran produziert als verbraucht wird. Es ist absehbar, dass diese auch künftig eine Rolle spielen werden. Nach einer Analyse der IAEA (2001) über die Uranverfügbarkeit bis 2030 und darüber hinaus wird damit gerechnet, dass bis zum Jahr 2050 Plutonium als Mischoxid (MOX) mit bis zu 3600 t U jährlich und wieder aufbereitetes Uran (REPU) mit bis zu 2500 t U jährlich verfügbar sind. Ihr Anteil am jeweiligen Jahresbedarf liegt danach zwischen 6 und 8 %.

Der Anteil der Lagerbestände könnte bis 2013 auf Null zurückgehen. Eine wichtige Rolle wird dem Kernwaffenuran (HEU) zugeschrieben, das jährlich bis etwa 15 % des Verbrauches decken kann und gemäß derzeitiger Vertragslage bis Anfang der 2020er Jahre verfügbar ist. Die Wiederanreicherung von *Tails* soll bis 2011 Anteile zwischen 3 und 8 % ausmachen. In Fünfjahresschritten betrachtet, könnte der Versorgungsbeitrag der zusätzlichen Quellen damit folgende Mengen ausmachen (Tab. 9.2):

**Tabelle 9.2:** Abschätzung der verfügbaren jährlichen Mengen an Uran aus zusätzlichen Quellen bis 2050.

Jahr	Uran aus zusätzlichen Quellen
2007	23 336 t U
2010	22 500 t U
2015	17 500 t U
2020	18 000 t U
2025 bis 2050	6 100 t U

Nach der Analyse 2007 der NEA und IAEA wird für die Entwicklung des Uranbedarfs bis 2030 ein *Low*- and *High*-Szenario aufgestellt, wonach der Verbrauch von 2007 bis 2030 kumulativ 1,98 beziehungsweise 2,35 Mt U betragen kann. Nach der Analyse der IAEA wird im *Middle*-Szenario zwischen 2007 und 2030 mit rund 2,15 Mt U gerechnet. Die Modellbetrachtungen der IAEA gehen nach einer älteren Studie bis 2050 von kumulativ 3,27 Mt U (*Low*), 5,27 Mt U (*Middle*) und 7,45 Mt U (*High*) aus.

Die World Nuclear Association (2001) hat auf der Basis von Umfragen bei kommerziellen Einrichtungen eine Projektion des Uranbedarfs bis 2020 in drei Szenarien (*Lower*, *Reference*, *Upper*) vorgelegt. Im *Lower*-Szenario wird ein kumulierter Bedarf von 1,16 Mt U bis 2020 erwartet, im *Reference*-Szenario sind es 1,3 Mt U und im *Upper*-Szenario rund 1,5 Mt U.

Aus den Analysen der IAEA und WNA kann abgeleitet werden, dass bis 2030 bis zu 450 000 t U aus zusätzlichen Quellen (Lagerbestände, HEU, MOX, REPU, Wiederanreicherung) verfügbar sein können. Diese Mengen müssten in diesem Zeitraum nicht produziert werden und würden unter optimalen Voraussetzungen der Bedarfsdeckung zugeführt. Je nach Szenario ergibt sich zwischen 2007 und 2030 ein gesamter Bedarf an Uran aus der Bergbauproduktion von 1,5 bis 1,9 Mt U. Das wären im Schnitt jährlich rund 65 000 bis 82 000 t U. Angesichts der Reserven von 1,77 Mt U ist dies möglich. Allerdings müssen in dieser Zeit ausreichend Produktionseinrichtungen betrieben und gegebenenfalls neue errichtet werden. Bei den derzeitigen Produktionsbetrieben ergibt sich folgendes Bild:

Die von NEA und IAEA 2008 vorgelegte Analyse der Produktionsmöglichkeiten legt als Vorratsbasis die RAR- + IR-Vorräte gewinnbar bis USD 80/kg U zugrunde. Die 2007 betriebenen Einrichtungen haben eine Bruttokapazität von etwa 54 370 t U jährlich. Aufgrund des Ausbaus bekannter Lagerstätten und der Erschließung neuer Produktionskapazitäten werden sich die Kapazitäten bis 2015 auf mehr als 95 630 t U pro Jahr erhöhen. Bei etwa 80%iger Auslastung stünden 2015 etwa 76 500 t U zur Verfügung. Insgesamt könnten von 2007 bis 2030 1,57 Mt U erzeugt werden. Unter Einschluss geplanter Betriebe könnten zwischen 2007 und 2030 etwa 101 200 t U jährlich produziert werden. Die daraus bis 2030 produzierbare Menge würde bei 80%iger Auslastung knapp 1,86 Mt U erreichen.

Aus diesen Betrachtungen wird erkennbar, dass die Versorgung aus Produktion und zusätzlichen Quellen auch bei einem deutlichen weltweiten Ausbau der Kernenergie auch über 2030 hinaus gesichert ist. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass nur ein Teil der Reserven durch bestehende Betriebe erschlossen ist und Uranressourcen höherer Kostenkategorien

und eines niedrigeren Explorationsstadiums nicht in diese Berechnungen eingegangen sind, die das potenzielle Angebot gegebenenfalls zusätzlich erhöhen.

Als weiterer Faktor bei der Analyse der Verfügbarkeit ist zu berücksichtigen, dass die zusätzlichen Versorgungsquellen nicht konstant sind. 2007 waren hieraus rund 23 300 t U verfügbar. Diese Menge wird bis 2015 voraussichtlich auf 17 500 t U jährlich zurückgehen. Danach sinkt der Beitrag über 2030 hinaus voraussichtlich auf unter 10 000 t U ab. Aus den sich daraus ergebenden, aus der Produktion theoretisch benötigten Mengen (Tab. 9.3) ist ersichtlich, dass bei 100%iger Kapazitätsauslastung bis 2025 der Bedarf (hoch) durch die Kapazität (hoch) gedeckt werden kann. Eine sich möglicherweise in den Folgejahren entwickelnde Differenz muss aus neu zu erschließenden Lagerstätten und möglichen zusätzlichen Quellen kommen. Für die Entwicklungen über 2030 hinaus liegt eine Modellrechnung der IAEA vor, die bis 2050 reicht. Für 2040 wird im *Middle Demand Case* ein Bedarf von 128 000 t U angenommen. Bei dem angenommenen Bedarfsanstieg müsste die Produktion 2050 in etwa 160 000 t U erreichen. Als Konsequenz wird festgestellt, dass bei diesen Annahmen eine angemessene Bedarfsdeckung für 2050 nur erreicht werden kann, wenn neue Produktionseinrichtungen auf der Basis von prognostizierten und spekulativen Ressourcen errichtet werden. Das setzt voraus, dass erhebliche Explorationsanstrengungen nötig sind, um diese nur ungenau erfassten Mengen in Reserven umzuwandeln.

**Tabelle 9.3:** Vergleich von prognostiziertem Uranbedarf und angenommenen vorhandenen Produktionskapazitäten (t U/a) bis 2030.

Jahr	Bedarf			vorhandene Kapazitäten		
	niedrig	mittel	hoch	niedrig	mittel	hoch
2010	70 395	72 700	75 020	80 685	83 700	86 720
2015	76 870	81 600	86 385	95 630	106 500	117 420
2020	85 390	92 000	98 600	88 525	105 550	122 620
2025	90 935	100 700	110 510	83 840	100 950	118 060
2030	93 775	107 850	121 955	83 130	100 500	117 850

Eine große Anzahl von Ländern hat sich aufgrund des deutlich steigenden Energiebedarfs, der künftigen Energiesicherheit und der diskutierten weltweiten Klimaentwicklung der Nutzung der Kernenergie zugewandt. Hierdurch wird der Bedarf an Uran in der Zukunft ansteigen. Andererseits können neue Reaktortypen künftig auch die Effizienz der Nutzung der Kernbrennstoffe verbessern, wodurch die geologische Verfügbarkeit der Rohstoffe weiter gesteigert würde.

## 9.4 Verfügbarkeit Kohle

Kohle ist der nicht-erneuerbare Energierohstoff, der weltweit am reichlichsten vorhanden ist. Selbst bei deutlicher Steigerung des Verbrauchs ist weder bei der Versorgung mit Hartkohle noch bei Weichbraunkohle in den kommenden Jahrzehnten mit einer Einschränkung der geologischen Verfügbarkeit zu rechnen. Deutlich wird dies im Vergleich der weltweiten Verbrauchszahlen 2007 von rund 5,5 Gt Hartkohle und 0,9 Gt Weichbraunkohle mit den ausgewiesenen Reserven in Höhe von 729 Gt Hartkohle und 269 Gt Weichbraunkohle. Wird auch nur ein geringer Anteil der Ressourcen in Höhe von 15 675 Gt Hartkohle und 4076 Gt

Weichbraunkohle in Reserven überführt, ist die geologische Verfügbarkeit von Kohle noch über viele weitere Jahrzehnte gewährleistet.

Im Gegensatz zu Weichbraunkohle, die nur in sehr geringem Umfang grenzüberschreitend gehandelt wird, wird Hartkohle weltweit gehandelt und unterliegt dadurch den Beschränkungen des Weltmarktes. So war die Verfügbarkeit von Hartkohle auf dem Weltmarkt zwischen 2004 und 2008 zeitweise recht angespannt, was insbesondere an den volatilen Kohlepreisen erkennbar ist (Abb. 5.22). Dies lag an dem überdurchschnittlichen Verbrauchsanstieg und den dazu im Verhältnis unzureichenden Kapazitätserweiterungen sowohl bei der Förderung als auch bei der Transportinfrastruktur. Derartige zyklische Nachfrage- und Preisschwankungen sind typisch für alle Rohstoffmärkte, haben aber keine Relevanz für die langfristige Verfügbarkeit, sondern lediglich für kurzfristige Betrachtungen.

Die Befürchtungen hinsichtlich Verfügbarkeitsengpässen auf dem Weltmarkt bezogen sich dabei vorrangig auf Kraftwerkskohle, da hier die größten absoluten Zuwächse auftraten. Vor allem China, das derzeit rund 45 % der weltweiten Hartkohle produziert und selbst konsumiert, verdoppelte seinen Hartkohleverbrauch 2007 gegenüber 2000. Auch Indien, mit rund 8 % weltweit drittgrößter Hartkohleproduzent und mit 9 % Anteil drittgrößter Verbraucher, steigerte seinen Verbrauch in diesem Zeitraum um fast 50 %. Der weltweite Anstieg beim Verbrauch von Hartkohlen belief sich in diesem Zeitraum insgesamt auf etwa 49 %, ohne Berücksichtigung Chinas und Indiens auf knapp 15 % (IEA, 2008b). Gleichzeitig erhöhten in den vergangenen Jahren vor allem Indien und die VR China neben der einheimischen Förderung ihre Importe und gehörten 2007 erstmals zu den fünf größten Hartkohleimporteuren. Zudem kündigten für den pazifischen Kohlemarkt wichtige Exporteure wie Indonesien, Vietnam aber auch Russland mit nationalen Energiestrategien einen zukünftig erhöhten Eigenbedarf an Kohle an, der zu einer Verringerung der Exportkapazitäten führen würde.

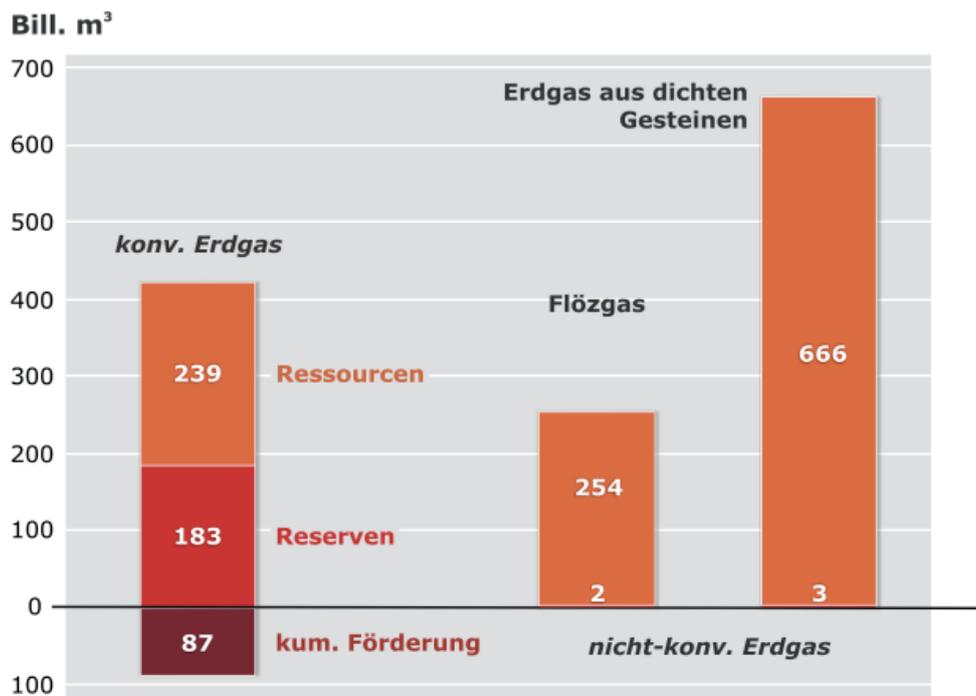
Da derzeit nur 16 bis 17 % der weltweit geförderten Hartkohle auf dem Weltmarkt gehandelt werden, beeinflusst die Entwicklung des asiatischen Hartkohleverbrauchs und die damit verbundenen asiatischen Im- und Exporte in besonderem Maße die Verfügbarkeit von Hartkohle auf dem Weltmarkt. 2007 deckte Europa nur knapp 41 % des Hartkohleverbrauchs durch Eigenförderung. Vor dem Hintergrund einer auch weiterhin abnehmenden Hartkohleförderung in Europa und der damit verbundenen Zunahme der Exportabhängigkeit würde eine Verknappung den europäischen Raum besonders hart treffen. Während der derzeitigen Finanz- und Wirtschaftskrise, in der (Stand Ende 2008/Anfang 2009) bereits Investitionen zur Erhöhung der Kapazitäten gestoppt und erste Kohlegruben aufgrund verringerter Kohlenachfrage geschlossen wurden, stellt sich die Versorgungssituation auf dem Weltkohlemarkt entspannt dar. Auch könnte sich im Aufschwung, bei wachsender Nachfrage und steigenden Preisen, diese Entwicklung rasch wieder umkehren. Mit Blick auf den im Vergleich zu Industriestaaten häufig viel geringeren Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle von Schwellen- und Entwicklungsländern (Tab. 9.4) in Verbindung mit dem auch künftig weiter steigenden Energiebedarf vor allem in der asiatischen Region ist aber weiterhin mit einer Erhöhung des weltweiten Kohleverbrauchs zu rechnen. Offen ist auch, inwiefern der künftige Bedarf insbesondere in Asien durch die dortige Eigenförderung gedeckt werden kann.

**Tabelle 9.4:** Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle ausgewählter Industriestaaten sowie Schwellen- und Entwicklungsländer 2007.

Land	Industriestaaten			Schwellen- und Entwicklungsländer				
	Deutschland	Großbritannien	Japan	USA	Indien	Indonesien	Vietnam	VR China
Pro-Kopf-Verbrauch an Hartkohle (t/Einwohner)	0,8	1,4	1,4	3,1	0,4	0,1	0,4	1,9

## 9.5 Verfügbarkeit Erdgas

Das für 2007 geschätzte globale Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas betrug 509 Bill. m<sup>3</sup>. Rund 86,8 Bill. m<sup>3</sup> gefördertem konventionellem Erdgas stehen rund 182 Bill. m<sup>3</sup> Reserven und 239 Bill. m<sup>3</sup> Ressourcen gegenüber (Abb. 9.8). Selbst bei erwarteten deutlichen Steigerungsraten im Erdgasverbrauch ist damit aus geologischer Sicht in den kommenden Jahrzehnten keine Einschränkung der Erdgasverfügbarkeit zu erwarten.



**Abbildung 9.8:** Weltweites Gesamtpotenzial von konventionellem Erdgas mit Reserven, Ressourcen und kumulativer Förderung sowie Flözgas und Erdgas aus dichten Gesteinen für 2007.

Trotz der derzeitigen Entwicklung des LNG-Marktes wird der globale seewärtige Handel mit Erdgas auch künftig nur eine dem Pipelinetransport nachgeordnete Rolle spielen (Abschnitt 4.2.6). Insofern könnte die Versorgung regionaler Erdgasmärkte mit nicht ausreichender Eigenversorgung künftig problematisch werden. Während sich der europäische Markt mit seiner Nähe zu großen Produktionsregionen in einer komfortablen Situation befindet (Abschnitt 4.2.8), könnte es beispielsweise auf dem nordamerikanischen Markt zu Verknappungen kommen.

Schwer abschätzbar ist die weitere Entwicklung bei der Erschließung von nicht-konventionellem Erdgas. Die Produktion von Flözgas und Erdgas aus dichten Gesteinen ist weltweit aber auch in Deutschland angelaufen und schreitet voran. Inwieweit ihr Anteil an der Gesamtförderung weltweit das gegenwärtige Niveau der USA mit etwa einem Drittel erreichen wird, bleibt abzuwarten. Ein Nachweis der Nutzbarkeit des riesigen Erdgaspotenzials in Gashydrat in technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht steht hingegen noch aus. Hier werden die kommenden Jahre Klarheit bringen, in wie weit Erdgas aus Gashydrat als Energierohstoff nutzbar gemacht werden kann. Auch für die wirtschaftliche Gewinnung von Erdgas aus Aquiferen sind weitere Innovationen notwendig. Diese könnten einerseits auf einer gewünschten Weiternutzung der bereits bestehenden Infrastruktur der Kohlenwasserstoffindustrie gegründet sein oder andererseits auf technischen Kombinationen mit geothermischen Anlagen basieren.

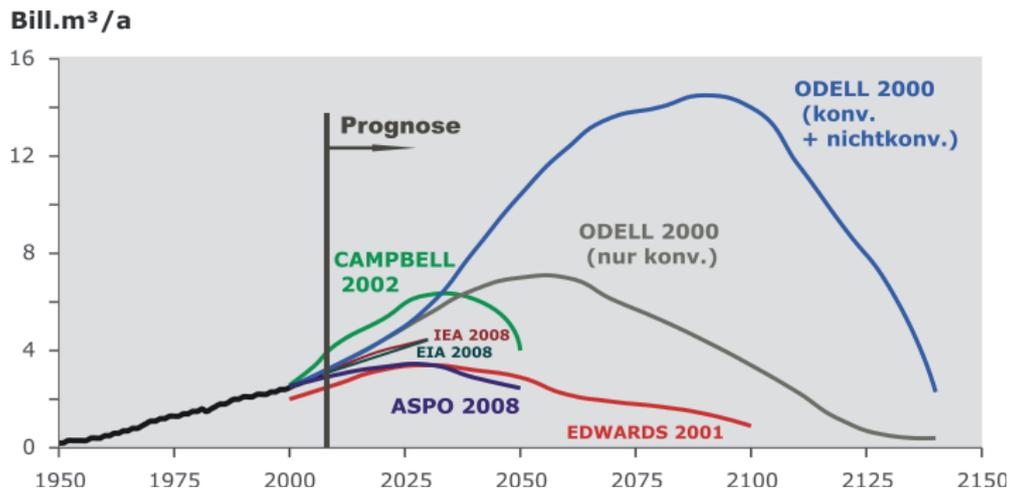
Da die kumulative Produktion von Erdgas bislang nur einen vergleichsweise geringen Anteil des tatsächlichen Gesamtpotenzials beträgt (Abb. 9.8), ist davon auszugehen, dass die Angaben zu tatsächlich gewinnbaren Mengen bei Erdgas – insbesondere im Vergleich mit Erdöl – noch unterbewertet sind. Damit werden Prognosen über die künftige Produktionsentwicklung schwierig, denn ein möglichst exaktes Wissen um das Gesamtpotenzial ist wichtigste Ausgangsgröße für derartige Modelle. Die Zusammenstellung verschiedener publizierter Prognosen zum Produktionsverlauf von Erdgas in Abbildung 9.9 zeigt auf, wie stark sich die Annahmen über die gewinnbaren Mengen, erkennbar an der Fläche unter den Produktionstrends, unterscheiden. Die meisten der Szenarien beziehen sich auf konventionelles Erdgas und erwarten ein Maximum der weltweiten Gesamtförderung nach 2025, teilweise 2050 oder später.

Das Szenario von Edwards (2001) scheint auf zu niedrigen Schätzwerten des Gesamtpotenzials und der Wachstumsmöglichkeiten der Produktion zu beruhen (Abb. 9.9). Das Szenario von Campbell (2002) zeigt bis 2030 vergleichsweise hohe Produktionswerte, was darauf zurückzuführen ist, dass hier mit einem Rückgang der Erdölförderung ab 2005 gerechnet und Erdgas als Substitut angenommen wurde. Nach 2030 zeigt das Szenario von Campbell (2002) einen sehr steilen Abfall der Förderung. Das Szenario der ASPO erscheint sehr verhalten, insbesondere, da in ihm der Einsatz von nicht-konventionellem Erdgas berücksichtigt wurde. Im Gegensatz dazu prognostiziert Odell (2000), der ebenfalls den Einsatz von nicht-konventionellem Erdgas, inklusive einer bedeutenden Förderung von Erdgas aus Gashydrat ab 2025, einbezieht ein sehr optimistisches Bild der Produktionsentwicklung.

**Zusammenfassend** stellen sich die aus den Vorratsdaten herleitbaren Aspekte der künftigen Verfügbarkeit von Erdgas wie folgt dar:

Aus geologischer Sicht ist Erdgas in ausreichender Menge vorhanden, um noch über Jahrzehnte den absehbaren Bedarf zu decken. Auch ein moderat steigender Bedarf kann für die meisten Erdgasmärkte durch zusätzliche Lieferungen gedeckt werden. Mögliche künftige Engpässe, beispielsweise auf dem nordamerikanischen Erdgasmarkt, müssten durch LNG-Lieferungen aus anderen Märkten kompensiert werden. Der Erdgaspreis kann maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten und die zum Teil großen Entfernungen zwischen Produzenten und Verbrauchern beeinflusst werden. Dabei wird der Transport von Erdgas auch in Zukunft zum größten Teil durch Pipelines erfolgen, obwohl ein überproportionaler Anstieg des LNG-Transports und die Etablierung

eines Spotmarktes für Erdgas wahrscheinlich sind. Die IEA (2004) schätzt den LNG-Anteil am globalen Erdgashandel für 2030 auf über 50 %. Die wachsenden LNG-Kapazitäten werden dabei zu einer Entspannung des Erdgasmarktes beitragen, da auf diese Weise auch infrastrukturferne Erdgaslagerstätten für den Weltmarkt erschlossen werden können. Die zunehmenden Aktivitäten zur Produktion synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas (*Gas to Liquid*, GTL) könnten dem Erdgasmarkt künftig Volumina entziehen. Insgesamt erfordert die Schaffung notwendiger neuer Kapazitäten für die Erdgasförderung und für den Erdgastransport eine langfristige Bindung großer Finanzvolumina ebenso wie enge Bindungen zwischen Produzenten und Verbrauchern.



**Abbildung 9.9:** Entwicklung der Erdgasförderung 1950 bis 2007 und einige publizierte Szenarien bis 2150.

## 9.6 Verfügbarkeit Erdöl

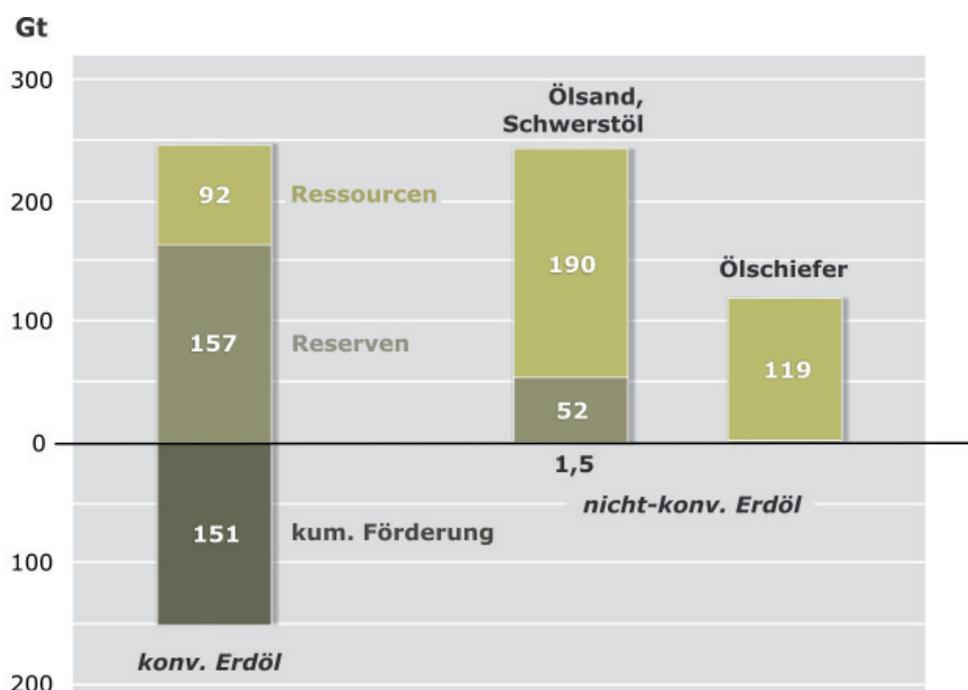
### 9.6.1 Geologische Verfügbarkeit Erdöl

Jährlich wird derzeit etwa soviel Erdöl verbraucht, wie in einer halben bis einer Million Jahre in der Erdkruste gebildet wurde. Dieser Vergleich macht die Endlichkeit des Rohstoffes Erdöl deutlich und wirft damit die Frage auf, wie lange unsere Wirtschaft auf die an der Nachfrage ausgerichtete jährliche Steigerung der Erdölproduktion bauen kann.

Hierzu gibt es unterschiedliche, teilweise stark divergierende Auffassungen, die von einem Ende des Erdölzeitalters in nur wenigen Jahren bis dahin reichen, dass Erdöl noch für einige Jahrhunderte zur Verfügung stehen wird. In jedem Fall wird die als Erdölzeitalter benannte Zeit vom Beginn der Nutzung des Rohstoffes bis in die Zeit, in der die Massennutzung von Erdöl durch andere Energien ersetzt sein wird, nur eine Episode in der Geschichte der Menschheit sein.

Bereits heute ist Erdöl derjenige Energierohstoff, dessen Erschöpfung am weitesten vorangeschritten ist. Von dem bekannten Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von 400 Gt wurden bis heute mit 151 Gt schon knapp 38 % produziert (Abb. 9.10). Bei ausgewiesenen Reserven von 157 Gt bedeutet dies, dass bereits 49 % der initialen Reserven (Abb. 2.5) aus Lagerstätten extrahiert wurden. Bezogen auf diese heute bekannten initialen

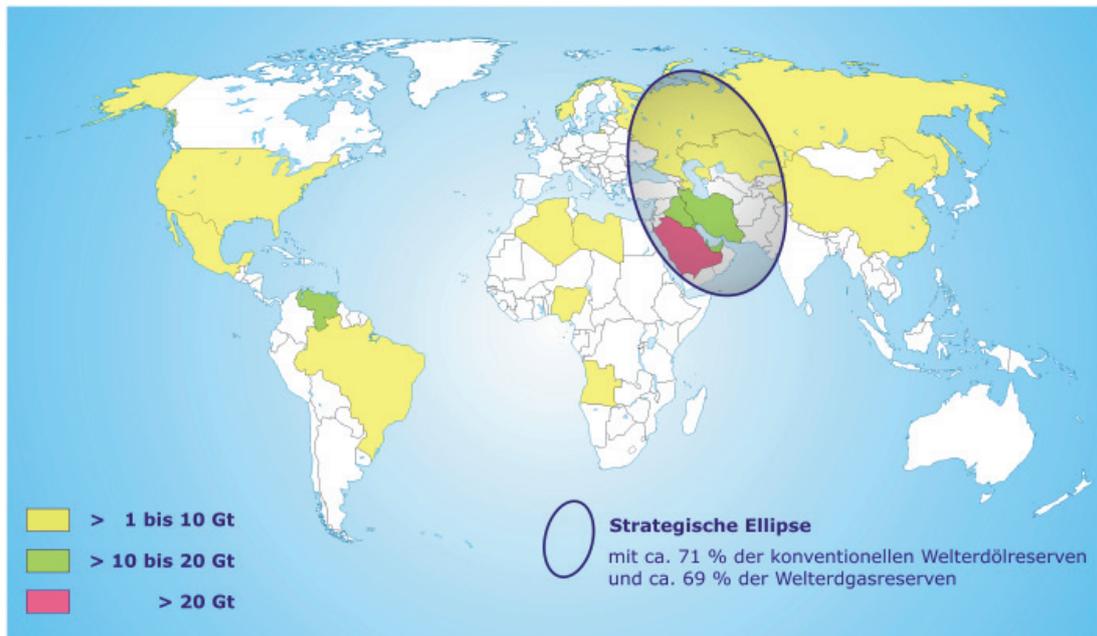
Reserven in Höhe 308 Gt wäre sogar bei ausbleibender Steigerung der Produktion bereits in wenigen Jahren der *Depletion Midpoint* überschritten, bei dem die Hälfte der bekannten Vorräte verbraucht ist (Abschnitt 9.1.2). Bezieht man zusätzlich die Ressourcen konventionellen Erdöls mit ein, so könnte dieser Zeitpunkt in 10 bis 20 Jahren erreicht sein. Bei einer jährlichen Steigerung der Produktion um 1 bis 2 %, die im Bereich der IEA-Prognose (IEA, 2007) liegt, würden innerhalb der nächsten 20 bis 25 Jahre etwa die Hälfte des verbleibenden konventionellen Erdöls gefördert und ein Großteil der jetzt bekannten Reserven aufgebraucht sein. Mit Förderprognosen befassten sich verschiedene Autoren. Ein unterschiedlicher Verlauf der Förderung resultiert dabei meist aus einer unterschiedlichen Bewertung des zur Verfügung stehenden Gesamtpotenzials an Erdöl und aus unterschiedlichen Modellansätzen. (Abb. 9.2, 9.3). Im Rahmen der BGR-Studie wird auf Basis der Daten der BGR eine eigene Projektion der künftigen Erdölförderung präsentiert (Abschnitt 9.6.3).



**Abbildung 9.10:** Weltweites Gesamtpotenzial von konventionellem Erdöl mit Reserven, Ressourcen und kumulativer Förderung sowie Ölsanden, Schwerstöl und Ölschiefer für 2007.

Neben der nicht vorhersehbaren Dynamik in der Bedarfsentwicklung und Änderungen des Weltmarktes für Erdöl werden verschiedene geologische und geotechnische Faktoren die künftige Förderentwicklung beeinflussen. So wird neben dem Gesamtpotenzial an gewinnbarem Erdöl und seiner regionalen Verteilung (Abschnitt 3.2.1) auch der Verteilung der Lagerstätten, hier insbesondere der verbliebenen und neu zu findenden großen Felder, der sogenannten *Giants*, *Supergiants* und *Megagiants*, eine besonders wichtige Rolle zukommen. Zum einen hat die Anzahl der Neufunde an großen Feldern in den zurückliegenden Jahren immer weiter abgenommen. In den vergangenen zehn Jahren wurde nur eine Menge an Erdölreserven in neu gefundenen *Giants* ausgewiesen, die einer derzeitigen weltweiten Jahresförderung an Erdöl entspricht. Zum anderen wird sich die Last der Erdölversorgung mit zunehmender Erschöpfung der größten Felder auf die wenigen großen Felder konzentrieren. Diese großen Felder befinden sich insbesondere in den wichtigen Förderregionen des Nahen Ostens und Russlands. Zusammengenommen lagern in dieser Region heute rund 70 % der

Reserven an konventionellem Erdöl und ebenfalls 70 % der Reserven an konventionellem Erdgas (Abb. 9.11). Diese regionale Konzentration der wichtigen Reserven lässt eine weiter fortschreitende Polarisierung der Welt in Produzenten- und Verbraucherländer erwarten (Abschnitt 3.2). Wegen ihrer strategischen Bedeutung für die künftige Versorgung der Welt mit Energierohstoffen und den daraus ableitbaren politischen Konsequenzen, wird diese Region als *Strategische Ellipse* bezeichnet.



**Abbildung 9.11:** Weltweite Verteilung von Ländern mit Reserven an konventionellem Erdöl größer als 1 Gt und Lage der *Strategischen Ellipse*, in der mehr als jeweils zwei Drittel der weltweiten Reserven an konventionellem Erdöl und Erdgas lagern.

Weitere Einflussgrößen auf die künftige Produktionsentwicklung weltweit sind die Förderverläufe großer Erdölfelder und wichtiger Förderregionen. Beschränkungen können zudem durch eine eingeschränkte Entwicklung von Feldern, beispielsweise aus Gründen des Umweltschutzes, oder eine Begrenzung der Fördermenge, beispielsweise im Rahmen der Quotierung von Förderraten durch die OPEC zur Stabilisierung des Ölpreises, eintreten.

**Zusammenfassend** ergeben sich für die geologische Verfügbarkeit von Erdöl und daraus ableitbare Konsequenzen folgende Aussagen:

Das verbleibende Potenzial an konventionellem Erdöl kann aus geologischer Sicht bei moderatem Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung für das kommende Jahrzehnt gewährleisten. Dabei nimmt der Anteil des Erdöls aus den OPEC-Ländern insbesondere in der Golfregion zu, die noch über bedeutende Reserven zur Ausweitung der Förderkapazitäten verfügen. Der Anteil an nicht-konventionellem Erdöl wird in den nächsten Jahren bei einem relativ hohen Ölpreisniveau zunehmen, vermutlich aber einen Anteil von 5 bis 10 % an der Gesamtförderung bis 2020 nicht übersteigen.

Zahlreiche Unsicherheitsfaktoren können die Verfügbarkeit von Erdöl zusätzlich beeinflussen. So könnte die Verfügbarkeit von Erdöl infolge einer Revision der Reserven durch die OPEC

(politisch motivierte Erhöhung zur Sicherung der Förderquoten in den Jahren 1986/88) verkürzt werden. Zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit könnte eine Grauzone bei der Reservenbewertung beitragen. So sind in der Regel in den Reservenzahlen die wahrscheinlichen und möglichen Reserven nicht enthalten. Selbst bei einer Diskontierung ergäbe sich ein größeres Potenzial an Erdöl als in dieser Studie ausgewiesen. Die Erfahrungen der zurückliegenden Jahre zeigen, dass Prognosen der Förderung ausgehend vom jeweils aktuellen Förderpotenzial zu niedrig angesetzt waren und in der Regel später nach oben revidiert werden mussten. Hier bewirkt der Reservenzuwachs (*Reserve Growth*) insbesondere durch verbesserte Fördertechnologien eine Erhöhung der produzierbaren Mengen über die heute ausgewiesenen Reserven hinaus (Abschnitt 9.6.3).

Trotz der aufgezeigten Optionen ist erkennbar, dass in absehbarer Zukunft die Produktion von Erdöl nicht mehr beliebig gesteigert werden kann. Deshalb ist es angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, notwendig, bereits heute Alternativen für Erdöl zu untersuchen und die Entwicklung entsprechender neuer Technologien zu fördern.

### 9.6.2 Zukunftspotenziale von Erdöl

Neben den nicht-konventionellen Erdölvorkommen gibt es weitere Optionen, die Vorrats-situation bei Erdöl künftig zu verbessern. Neben der Ausweitung der Nutzung von technischen Maßnahmen zur effektiveren Entölung von Erdölfeldern (EOR, Infobox 2) wird ein erhebliches zusätzliches Erdöl- aber auch Erdgaspotenzial in Frontiergebietern der Arktis und im Tiefwasserbereich an den Kontinenträndern erwartet. Hier ist die Exploration auf Erdöl heute gerade erst angelaufen.

Die Erkundung und Erschließung von Erdöl- und Erdgasfeldern im Tiefwasserbereich schreitet in dem Maße voran, wie es die Entwicklung der speziellen Tiefwassertechniken erlaubt. Dabei wird in diesem Zusammenhang unter Tiefwasser im Allgemeinen die Wassertiefe verstanden, in der ein normaler Bohrturm nicht mehr eingesetzt werden kann, entsprechend etwa 500 m. Bei Wassertiefen größer 1500 m wird üblicherweise von Tiefstwasser (*ultra deep water*) gesprochen. Für die Bildung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind ausreichende Sedimentmächtigkeiten (größer 2000 bis 3000 m) erforderlich. Diese Mächtigkeiten werden in der Regel nur in unmittelbarer Umrandung der Kontinente erreicht. Die weiten Tiefsee-ebenen zwischen den Kontinenten entfallen damit.

An einigen Kontinenträndern sind die geologischen Voraussetzungen jedoch ausgezeichnet und nur die große Wassertiefe hat bislang eine effektivere Erschließung von Lagerstätten verhindert. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Kontinentränder des Atlantiks, wobei derzeit die Tiefwassergebiete vor der brasilianischen Küste und am konjugierenden angolanischen Schelf im Mittelpunkt der Aktivitäten stehen. Aus erdölgeologischer Sicht herrschen hier außergewöhnlich günstige Bedingungen. Ein exzellentes Erdölmuttergestein mit über 400 m Mächtigkeit lagert unter einer mächtigen Salzschiefer. Zu Beginn der Entstehung des Atlantiks bildeten sich hier unter besonderen klimatischen Bedingungen ausgedehnte Flach-seen, die die Ablagerung des Muttergesteins als lakustriner Schwarzschiefer und Bildung mächtiger Karbonate als Speichergesteine ermöglichten. Durch die daran anschließende

Überdeckung mit einer mächtigen Salzschieht wurde eine sehr effektive Abdeckung für das später gebildete Erdöl geschaffen.

Im Santosbecken hat die staatliche brasilianische Ölgesellschaft Petrobras bereits mit der Erschließung von sehr großen Feldern begonnen. In einer Wassertiefe von rund 2000 m und unter Gesteins- und Salzschiehten von weiteren 4000 m wurden dort Erdöl- und Erdgasvorräte angetroffen, die zusammen auf 7 bis 15 Gtoe geschätzt werden. Aufgrund der großen Tiefe und der Herausforderung im Tiefwasser wird mit einer regulären Förderung nicht vor dem nächsten Jahrzehnt gerechnet. Allerdings beginnt voraussichtlich bereits 2009 eine Probeförderung im Tupi-Feld. Die Kosten für die Erschließung und spätere Förderung mit Bohrschiffen, halbtauchenden Bohrsinseln und Produktionssystemen sind immens. So werden Kosten für ein einziges der sieben geplanten Produktionssysteme auf mindestens USD 7 Mrd. veranschlagt.

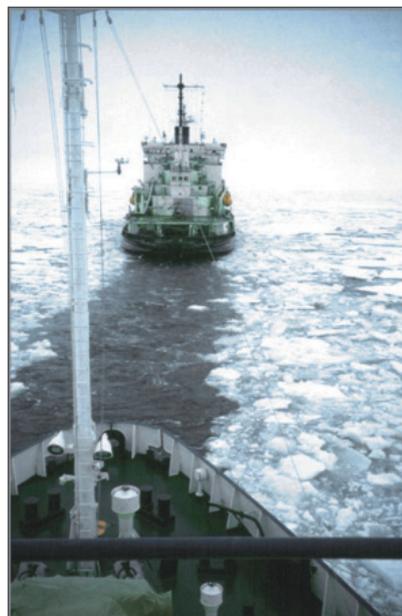
Möglich und wirtschaftlich interessant wurden die Tiefwasserfunde erst durch bedeutende wissenschaftliche und technologische Entwicklungen. So wurden gerade in den vergangenen Jahren die Methoden zur Abbildung von geologischen Strukturen im Untergrund (Infobox 5) erheblich verbessert. Dadurch konnten das Bohrrisiko vermindert, neue Explorationskonzepte entwickelt und eine effektivere Ausbeute einzelner Felder erreicht werden. Ein Durchbruch im Verständnis von Tiefwasserablagerungssystemen ging insbesondere einher mit der Entwicklung der dreidimensionalen Reflexionsseismik und Weitwinkelseismik und den sich daraus ergebenden Möglichkeiten, bislang für akustische Methoden *undurchsichtige* Gesteinsschichten wie Salzgestein transparent zu machen. Derartige Datensätze in Verbindung mit Fächerecholotdaten bieten tiefe Einsichten in komplexe Sedimentationssysteme, die typisch sind für Tiefwassergebiete. Zudem wurden und werden den Gegebenheiten im Tiefwasserbereich angepasste Bohr- und Produktionstechniken wie Förderinstallationen am Meeresboden, schwimmende Plattformen (*Floating Production, Storage and Offloading Vessel, FPSO*) und spezielle Richt- und Horizontalbohrverfahren entwickelt. In offshore-Feldern ist das Richtbohren heute die übliche Form der Erschließung. Angesichts dieser rasanten technologischen Fortschritte können die Tiefwasser- und Ultratiefwasserregionen künftig ein großes, bislang nicht abschätzbares Potenzial an Erdöl aber auch an Erdgas liefern. Auf Grund des notwendigen technologischen Aufwandes werden die Gewinnungskosten für Energierohstoffe aus den Tiefwasserregionen jedoch deutlich höher sein als für die meisten konventionellen Lagerstätten.

**Die Arktis** gilt als das wichtigste Frontiergebiet für die Exploration auf Erdöl und Erdgas. Die höffigen Sedimentbecken erstrecken sich insbesondere entlang der riesigen Schelfgebiete des Polarmeeres, an den Nordküsten des nordamerikanischen und des eurasischen Kontinents (Abb. 9.12). Auf der eurasischen Landmasse werden auch einige onshore-Sedimentbecken zu den arktischen Provinzen gezählt. Besonders erwähnenswert ist hier das Westsibirische Becken, dessen Nordteil als weltweit größte Erdgasprovinz bekannt ist und dessen südlicher Teil seit Jahrzehnten die ergiebigste Erdöl produzierende Region Russlands ist. Westsibirien ist auch Hauptliefergebiet für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas. Etwa ein Drittel des in Deutschland verbrauchten Erdgases stammt aus dieser Region. Die Erkundung der arktischen Sedimentbecken im europäischen Norden Russlands — Karasee, Timan-Petschora-Becken und Barentssee — ist bereits weit fortgeschritten. Neben den bereits nachgewiesenen Reserven ist ein erhebliches Potenzial insbesondere für Erdgas aber

auch für Erdöl zu erwarten. Beispielsweise wird das riesige Shtokman-Feld in der nördlichen Barentssee voraussichtlich in wenigen Jahren in Produktion gehen.



 **Arktische Erdöl-  
Erdgasprovinzen**



**Abbildung 9.12:** Links: Erdöl- und Erdgasprovinzen der Arktis (nach Daten des USGS); rechts: Forschungsschiff in Eisbrecherbegleitung bei einer seismischen Erkundung der sibirischen Laptev See durch die BGR.

Je weiter die höffigen arktischen Regionen von den großen Verbrauchszentren in Europa, Asien und Nordamerika entfernt sind, desto geringer ist ihr Erkundungsgrad. So sind weite Teile der sibirischen Küste im asiatischen Norden Russlands bislang kaum erdölgeologisch untersucht. In der ersten Abschätzung der Erdöl- und Erdgas-Höffigkeit des gesamten arktischen Raumes nördlich des Polarkreises weist der USGS (2008) ausdrücklich darauf hin, dass die Arktis, insbesondere der offshore-Bereich vom Standpunkt der Kohlenwasserstoffexploration aus, weitgehend unerforscht ist. Die Abschätzungen in der Studie resultieren weitgehend aus Analogieschlüssen mit bekannten, geologisch vergleichbaren Erdölprovinzen und sind nicht durch konkrete Funde belegt. Entsprechend gering ist der angegebene Grad der Aussagesicherheit. Außerdem enthält diese Bewertung der Arktis keine Prognose darüber, wie viele der möglicherweise vorhandenen Vorkommen letztlich tatsächlich entdeckt und gefördert werden können. Im Ergebnis werden für die Arktis im statistischen Mittel insgesamt 12 Gt Erdöl und 47 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas prognostiziert. Das entspricht etwa 30 % der Ressourcen an Erdgas und 13 % der Erdölressourcen. Zusammen mit dem Erdgas werden in der Arktis wirtschaftlich sehr bedeutende Mengen an Kondensat (NGL) vermutet. Der weitaus größere Teil der arktischen Erdöl- und Erdgasressourcen wird mit 84 % unter dem Polarmeer vermutet.

Die BGR führt geologische Forschungsarbeiten in verschiedenen Regionen der Arktis durch. Diese ermöglichen eigenständige Bewertungen einzelner Provinzen, die für die Westarktis und die westliche Barentssee im Wesentlichen mit den Einschätzungen des USGS übereinstimmen. Dagegen lassen die BGR-Daten Zweifel an der Aussage des USGS zu, dass die

tiefen Ozeanbecken des eurasischen Beckens und des amerasischen Beckens sowie das versunkene kontinentale Fragment des Lomonosov-Rückens höffiger sind als etwa die Kontinentschelfe der Ostsibirischen See oder der Tschuktschensee. Bei den Tiefwasserbecken kommen lediglich deren äußerste Bereiche, die Schelfregionen, als Kohlenwasserstoffprovinzen in Frage. Nach bisheriger Datenlage ist die Sedimentbedeckung des Lomonosov-Rückens kaum ausreichend zur Bildung von Kohlenwasserstoffen. Die russischen Randmeere jedoch und insbesondere die Ostsibirische See gelten auf Grundlage des geologischen Baus als durchaus prospektive Provinzen.

Insgesamt bleibt aber fraglich, in wie weit und wann die infrastrukturfernen offshore Erdöl- und Erdgasprovinzen der Arktis, insbesondere diejenigen, denen überwiegend ein Erdgaspotenzial angedacht ist, jemals in Produktion gehen. Die extremen Umweltbedingungen mit Kälte, Pack- und Treibeis während der überwiegenden Zeit des Jahres stellen eine sehr große Herausforderung an die Bohr-, Produktions-, Verarbeitungs- und Transporttechnologie dar. Eisdrift, Eisberge und die witterungsbedingte Vereisung von technischen Anlagen macht die Nutzung schwimmender oder an der Wasseroberfläche fest montierter Anlagen sehr aufwändig oder gar unmöglich. Eine Möglichkeit, diese Probleme zu umgehen, ist die Montage von Produktionsanlagen am Meeresboden, wie auf dem Snøhvit-Feld in der norwegischen Barentssee angewandt. In weiten Teilen des arktischen Schelfes sind aber auch derartige Installationen von der Zerstörung durch Eisberge bedroht. Aufgrund der großen Entfernungen zu den Verbrauchszentren muss auch Infrastruktur für den Transport bereit gestellt werden. Bei Erdgas wird dies voraussichtlich im Wesentlichen auf den Transport als LNG hinauslaufen. Russland erwägt in seiner Planung auch die Nutzung der Nordostpassage zur Erschließung der Erdöl- und Erdgasfelder der Arktis. Ein mögliches Rückweichen des polaren Meereises würde dieses Ansinnen erleichtern.

Um diese technischen Herausforderungen zu meistern, muss noch erhebliche Entwicklungsarbeit geleistet werden. Die IEA schätzt die Gewinnungskosten für arktisches Erdöl auf Grund des hohen technologischen Einsatzes auf bis zu USD 100/b (IEA, 2008). Entsprechende Investitionen in die Erschließung ferner arktischer Regionen würden danach erst bei einem über längere Zeit hohen Preisniveau für Erdöl getätigt. Sollte arktisches Erdöl vorgesehen sein, künftig eine sich öffnende Lücke in der Versorgung zu schließen, müssen entsprechende Investitionen jedoch sehr lange im Vorfeld angegangen werden.

### 9.6.3 Künftige Entwicklung der Erdölproduktion

Aus den in Abschnitt 9.1.3 dargestellten Zusammenhängen zwischen Stand der Produktion und Wissen um die Rohstoffvorräte ergibt sich, dass bei Erdöl die Abschätzung des Gesamtpotenzials im Vergleich mit den übrigen fossilen Energierohstoffen am besten abgesichert ist. Unter diesen Voraussetzungen können mit Hilfe einer Massenbilanz der Ressourcen, Reserven und kumulierten Förderung mögliche künftige Entwicklungen der Produktion von Erdöl untersucht werden.

Mit diesem Ansatz können zwei Schwierigkeiten bisheriger Modelle der Produktionsentwicklung von Erdöl umgangen werden: Durch die Vermeidung der Peak-Oil-Prämisse wird das Modell nicht primär auf ein baldiges Fördermaximum fixiert. Zudem bleiben durch die Konzentration auf vorratspezifische Größen und den historischen Produktionsverlauf di-

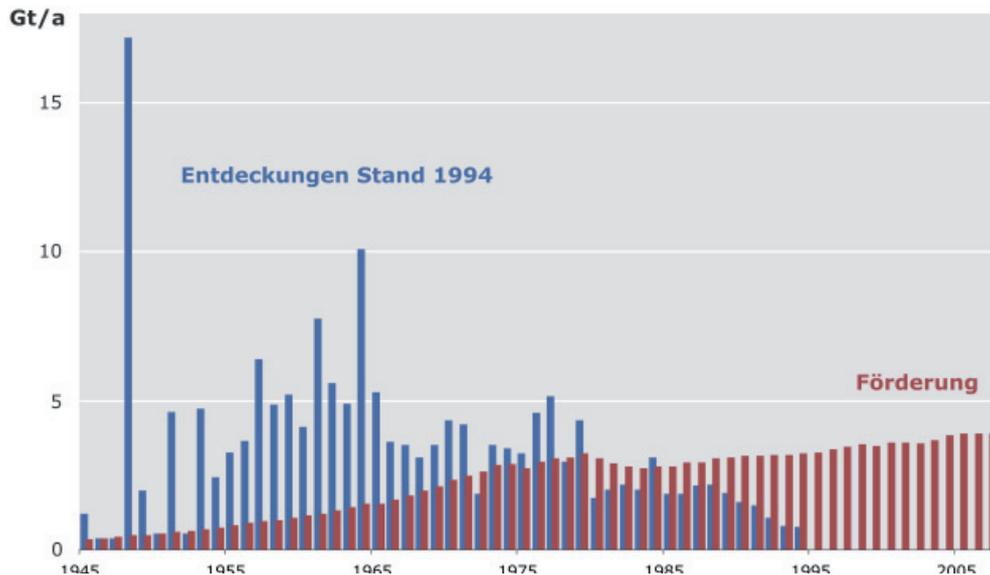
rekte wirtschaftliche Einflussgrößen wie die globale Bedarfsentwicklung unberücksichtigt. Somit wird die resultierende Projektion in ihrer Aussage unabhängig von der Entwicklung der Weltwirtschaft, kann aber natürlich im Lichte der erwarteten Wirtschaftsentwicklungen interpretiert werden.

Die grundsätzliche Vorgehensweise ist eine kontinuierliche Überführung von Ressourcen zu Reserven und die Produktion von Erdöl aus den Reserven auf jeweils jährlicher Basis. Reserven und Ressourcen basieren dabei auf den Daten dieser Studie. Die jeweiligen Übergänge werden nicht erzwungen und nicht konstant gesetzt, sondern ergeben sich durch die Berücksichtigung von Parametern, die das System Erdölproduktion und Vorratsdynamik in den vergangenen Jahrzehnten geprägt haben. So wird das als *Statische Reichweite* bekannte Verhältnis aus bekannten Vorräten zu aktueller Jahresproduktion (Abschnitt 9.1.1) von konventionellem Erdöl ohne Kondensat entsprechend der bekannten Entwicklung dieser Kenngröße (Abb. 9.1) für die Projektion mit 38 Jahren fest geschrieben. Aus geowissenschaftlicher Sicht besagt ein Quotient von 38 Jahren, dass ein optimaler Förderverlauf dann gegeben ist, wenn pro Jahr  $1/38$  der abbaubaren Reserven gefördert wird. In der Projektion wird der Wert als aus heutiger Sicht unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimales Förderverhältnis definiert. Durch diese Festlegung wird die Projektion eingeschränkt auf die aktuellen Rahmenbedingungen in einem offenen Weltmarkt, in dem die Erdölfirmen durch Investitionen die zur Deckung des Bedarfs notwendigen Reserven erschließen und produzieren können. Weitere in diesem Sinne definierte Parameter sind der Übergang von Ressourcen zu Reserven und Zuwächse an den bestehenden Reserven (*Reserve Growth*).

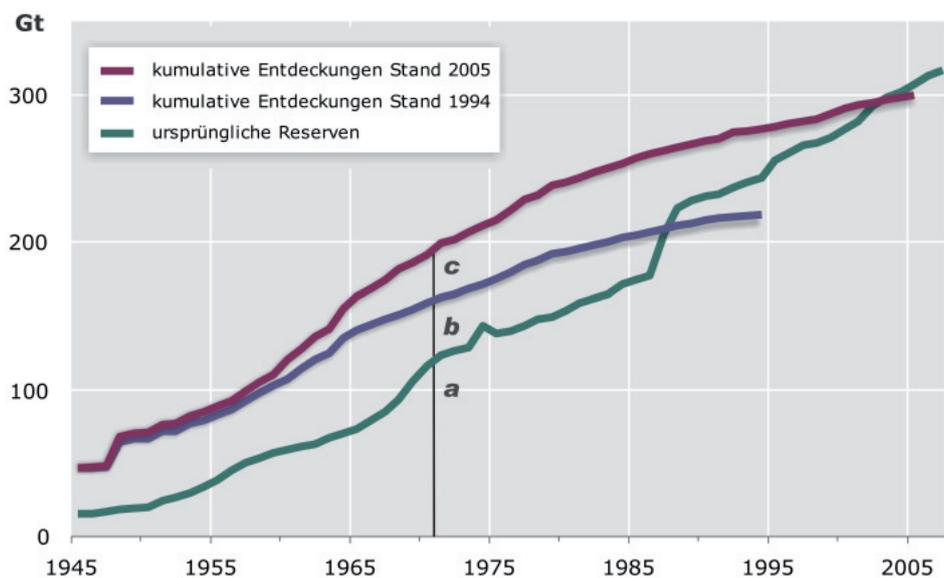
Dieser Prozess der Reservenzuwächse beschreibt die Beobachtung, dass Reserven von erschlossenen Lagerstätten im Verlauf der Produktionsgeschichte anwachsen. Ursache hierfür sind Neubewertungen der Lagerstätten, die auf Grund von besseren und effizienteren Explorations- und Gewinnungstechniken und fortgeschrittenem Kenntnisstand entweder mehr Erdöl in den Reservoirs als extrahierbar einstufen oder in der Lagerstätte neue Reserven an Erdöl zur Produktion lokalisieren. Offensichtlich wird dieser Prozess aus dem Vergleich des Verlaufs der globalen Jahresproduktion von Erdöl mit den durch Neufunde von Lagerstätten neu gemeldeten Reserven. In Abbildung 9.13 sind die Entdeckungen neuer Felder zwischen 1945 und 1994 mit ihren zurückdatierten, jahresbezogenen, ursprünglichen Reserven dargestellt (Robelius, 2007). Dabei wurden die Reservenzuwächse und andere Revisionen auf das Fundjahr der Lagerstätte zurückdatiert (*Back Dating*). Nur die Reserven aus Neuentdeckungen werden dem aktuellen Jahr zugeschrieben. Während die Jahresproduktion mit kurzen Unterbrechungen bis heute ansteigt, nehmen die Meldungen von Neufunden seit Anfang der 1960er Jahre ab. Ein Vergleich dieser Zeitreihe mit der in Abbildung 9.13 ebenfalls dargestellten Jahresproduktionen legt die Interpretation nahe, dass seit den 1980er Jahren mehr Erdöl verbraucht als neu hinzugefunden wird. Tatsächlich wachsen aber auch die Reserven bis heute an.

Der scheinbare Widerspruch löst sich bei dem Vergleich kumulierter, auf unterschiedliche Jahre rückdatierter Reservenzahlen auf (Abb. 9.14). Dabei wird deutlich, dass durch Neubewertung die ursprünglichen Reserven von Erdölfunden auch aus weiter zurückliegenden Jahren jährlich nach oben korrigiert werden. Wollte man die Entwicklung der ursprünglichen Reserven nach diesem differenzierten Verfahren analysieren, müsste für jede jährliche Revision eine neue Kurve zur Kurvenschar in Abbildung 9.14 hinzugefügt werden. Der USGS (2000) gab für die künftig zu erwartenden Reservenzuwächse (*Reserve Growth*) einen

Wert von insgesamt 46,1 Gt Erdöl an. Bis 2003 war davon mit gut 23 Gt bereits die Hälfte verwirklicht (Klett et al., 2005).



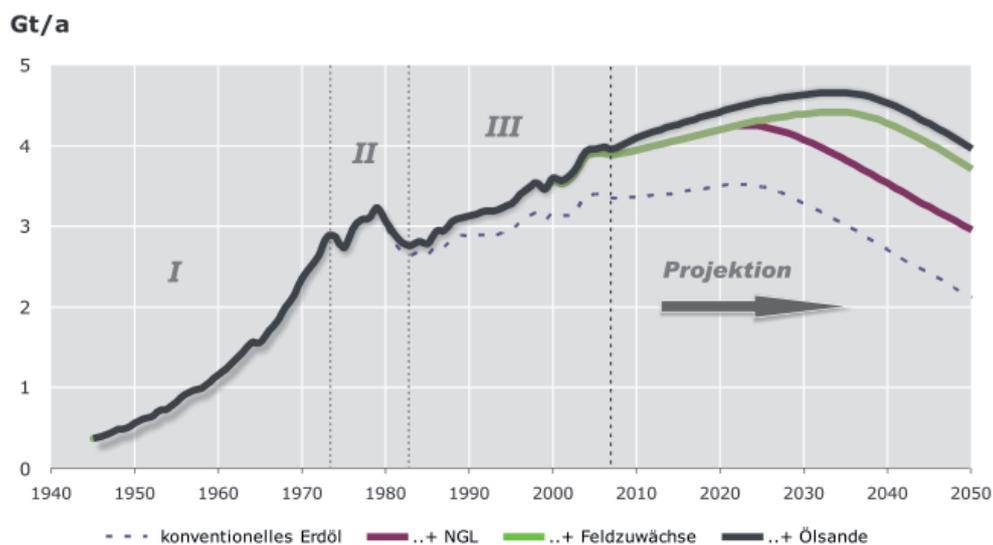
**Abbildung 9.13:** Jahresproduktion und auf das Jahr der Entdeckung der Felder rückdatierte Reserven der Neufunde von Erdöl (BGR-Datenbank; Robelius, 2007).



**Abbildung 9.14:** Vergleich der ursprünglichen kumulierten Reserven für Erdöl bis 2007 (grün) mit den rückdatierten Reserven mit Kenntnisstand 2005 (rot) und 1994 (blau), Daten aus (Robelius, 2007). Beispiel: 1971 betrug die ursprünglichen Reserven 123 Gt (a). Bis 1994 wurde diese Einschätzung über die bis 1971 entdeckten Lagerstätten auf 163 Gt korrigiert (b); 2005 wurden die bis 1971 entdeckten Lagerstätten erneut auf 200 Gt (c) revidiert.

Reservenangaben stellen also immer nur Momentaufnahmen dar, die sich definitionsgemäß im Verlauf der Zeit ändern. Damit sind sie allein gesehen nicht geeignet, Prognosen über die künftige Produktion zu erstellen. Hier muss das Gesamtpotenzial als ultimativ förderbare Menge herangezogen werden. Die Teilmengen des Gesamtpotenzials — Reserven, Ressourcen und kumulierte Förderung — entwickeln sich über den Lebenszyklus des Rohstoffes Erdöl dynamisch.

Basierend auf dem gewählten Ansatz kann die folgende Projektion andeuten, wie sich die Förderung unter Beibehaltung der bisherigen Dynamik entwickeln könnte, aber nicht wie sie später tatsächlich aussehen wird. Diese Einschränkung ist dringend geboten, da es im Erdölmarkt in der Vergangenheit wiederholt zu drastischen Veränderungen kam, die auch mit Hilfe der hier präsentierten Projektion nicht vorhersehbar gewesen wären. Ersichtlich sind diese Veränderungen aus dem historischen Produktionsverlauf von Erdöl. Dabei lassen sich drei Epochen unterscheiden: Die Epoche der internationalen Ölkonzerne mit einem beschleunigten Anstieg der Produktion, die Epoche der OPEC zu Zeiten der Ölkrisen mit wiederholten Einbrüchen der globalen Produktion und die gegenwärtige Epoche der Globalisierung mit einem annähernd linearen Anstieg (Abb. 9.15). Jeder dieser Epochen liegen spezifische Rahmenbedingungen zu Grunde, deren Änderungen in der Projektion nicht erfassbar sind. Die Grundlage der Projektion bilden ableitbare Gesetzmäßigkeiten der andauernden Epoche der Globalisierung.



**Abbildung 9.15:** Historische Entwicklung der Erdölproduktion und projizierter Produktionsverlauf für konventionelles Erdöl mit und ohne Kondensat (NGL) und mit Kondensat und Ölsanden unter Berücksichtigung von Reservenzuwächsen (*Field Growth*). Dargestellte Epochen der historischen Erdölproduktion: Epoche der internationalen Ölkonzerne (I), Epoche der OPEC (II), Epoche der Globalisierung (III).

**Im Ergebnis** bestätigt die Projektion im Wesentlichen die bisherige, auf den aktuellen Vorratsdaten basierende Aussage, dass bis 2020 mit einem Fördermaximum bei konventionellem Erdöl gerechnet werden kann (BGR, 2008). Danach ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine Steigerung der Produktion aus den heute bekannten Vorräten über 2023 hinaus nicht möglich (Abb. 1.3). Bei Berücksichtigung von Reservenzuwächsen, eines einhergehend mit der erwarteten Steigerung der Erdgasproduktion wachsenden Anteils

von Kondensat an der Erdölproduktion und der Entwicklung der Produktion von Erdöl aus Ölsanden und Schwerstölen (Abschnitt 3.3) ändert sich dieses Bild: Die Reservenzuwächse führen zu einer Verschiebung der maximalen Erdölförderung in die Zeit zwischen 2030 und 2035 (Abb. 9.15). Damit erwächst aus den Reservenzuwächsen das Potenzial, die Produktion von Erdöl um 10 bis 15 Jahre länger zu steigern.

Im Gegensatz dazu übt der Einfluss der Steigerung der Kondensatproduktion und der Produktion von Erdöl aus Ölsanden kaum einen Einfluss auf die projizierte zeitliche Lage des Maximums der Erdölförderung aus. Allerdings werden die nach der Projektion möglichen Wachstumsraten der Erdölförderung durch Kondensat (NGL) und Ölsandnutzung maßgeblich gesteigert. Ohne Kondensat und Ölsande werden in der Projektion maximal jährliche Förderraten von etwa 3,6 Gt erreicht. Bereits heute macht Kondensat aber schon mehr als 500 Mt der Jahresproduktion an Erdöl aus. Mit dem erwarteten Wachstum der Erdgasproduktion wird dieser Anteil weiter steigen. Laut Projektion wird 2030 ein Anteil von Kondensat von 800 Mt an der Jahresproduktion von Erdöl möglich. Mit der erwarteten Steigerung der Kondensatproduktion ließe sich die maximale Erdölförderung auf etwa 4,4 Gt steigern. Bei zusätzlicher Berücksichtigung von Erdöl aus Ölsand wird in der Projektion eine maximale Produktion von etwa 4,7 Gt erreicht (Abb. 9.15).

Die Projektion erlaubt keine Aussage über die Entwicklung der Erdölpreise, da diese im Wesentlichen von wirtschaftlichen Entwicklungen und weniger von der Vorratssituation abhängen. Wie geschildert stehen die Ergebnisse der Projektion zudem unter den Vorbehalten, die sich aus den definierten Randbedingungen ergeben. Die tatsächliche Produktionsentwicklung von Erdöl kann schon in den kommenden Jahren deutlich von dem projizierten Verlauf abweichen, wenn sich beispielsweise der durch die globale Wirtschaftskrise bedingte geringere Nachfrageanstieg bemerkbar macht. Zudem setzt die Projektion voraus, dass technologische Entwicklungen derart fortschreiten, dass die immer schwieriger zu lösenden Aufgaben bei der Erschließung und Produktion von Erdöl gemeistert werden können. Ebenso müssen die Voraussetzungen für die rechtzeitige Tüchtigkeit notwendiger Investitionen in Forschung, Entwicklung, Erschließung, Produktion und Infrastruktur gegeben sein. Wenn sich hier im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren wesentliche Einschränkungen ergeben, wird der projizierte Förderverlauf von Erdöl nicht eintreten.

Insgesamt ergibt die Projektion einen maximal möglichen Verlauf der Erdölförderung, wie er sich aus heutiger Sicht unter realistischen Annahmen entwickeln könnte. Alle oben angedeuteten vorstellbaren Änderungen im Erdölmarkt würden ein Unterschreiten dieser Projektion bewirken.

## 9.7 Energierohstoffe 2030, 2050

Die in dieser Studie bereitgestellten Daten zur Vorrats- und Verfügbarkeitssituation der Energierohstoffe und die zur künftigen Erdölproduktion erstellte Projektion (Abschnitt 9.6.3) ermöglichen einige Aussagen zu Trends für die kommenden Jahrzehnte, die im Folgenden für die Horizonte 2030 und 2050 zusammengefasst werden:

## 2030

Die Nutzung **geothermischer Energie** wird sich bei einem ausreichend hohen Energiepreisniveau bis 2030 voraussichtlich vervielfachen. Von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung der Geothermie wird dabei das Ergebnis der derzeit laufenden Pilotvorhaben zur breiteren Nutzung von tiefer Geothermie beispielsweise durch Einbohrloch-Verfahren und die HDR-Technologie sein.

Bei den **Kernbrennstoffen** wird bis 2030 kein Engpass in der geologischen Verfügbarkeit erwartet. Weitaus größeren Einfluss als die geologische Verfügbarkeit der Brennstoffe werden politische Entscheidungen darüber haben, ob und in welchem Umfang Kernenergie künftig zur Energieversorgung beiträgt. Bei einer Ausweitung der weltweiten Nutzung von Kernenergie werden bis 2030 neue Reaktortypen die Kernbrennstoffe effektiver nutzen. Auch eine Nutzung von Thorium könnte in diesem Fall anlaufen.

Für **Kohle** insgesamt wird von der IEA in ihrem Referenzszenario (IEA, 2008) eine Steigerung des Bedarfs um durchschnittlich 2 % pro Jahr von rund 5 Mrd. t SKE für 2007 auf 7 bis 7,3 Mrd. t SKE für 2030 erwartet. Weder bei Weichbraunkohle noch bei Hartkohle werden derartige Steigerungsraten in den kommenden Jahrzehnten zu Einschränkungen in der geologischen Verfügbarkeit führen. Abzusehen ist, dass die Ergebnisse der derzeit laufenden Pilotvorhaben zu CCS (Infobox 7) einen Einfluss auf die künftige Nutzung der Kohle ausüben werden. Sollte das Preisniveau bei Erdöl in den kommenden Jahren ausreichend hoch sein, würden wahrscheinlich zudem einige Großprojekte zur Kohleverflüssigung (Infobox 8) verwirklicht. Kohle würde dann, wenn auch global gesehen noch in geringem Ausmaß, als Substitut für Erdöl genutzt werden.

Bei **Erdgas** ist bis 2030 auch bei Bedarfssteigerung aus geologischer Sicht kein Engpass absehbar. Offen ist, in wie weit 2030 bereits die Konzentration der Erdgasreserven in der *Strategischen Ellipse* zu spürbaren Konsequenzen führen wird. Ein wichtiger Meilenstein für die Entwicklung der Erdgasproduktion bis dahin wird das Ergebnis der laufenden Forschungs- und Entwicklungsprogramme sein, die auf eine Förderung von Erdgas aus den großen offshore-Vorkommen an Gashydrat abzielen. Sollten diese Arbeiten erfolgreich sein und ausreichend hohe Energiepreise notwendige Investitionen in die Erschließung dieser Ressource ermöglichen, könnte die Erdgasförderung aus Gashydrat 2030 bereits angelaufen sein.

Ob die Produktion von **Erdöl** bis 2030 mit den Raten der vergangenen 20 Jahre gesteigert werden kann, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die aber nicht auf der geologischen Verfügbarkeit beruhen. Nach den Ergebnissen der Projektion dieser Studie wird bis 2030 eine derartige Steigerung möglich, wenn unter den derzeitigen Marktbedingungen eine optimale Nutzung der Vorräte, inklusive nicht-konventioneller Vorkommen erfolgt. Als maximale jährliche Erdölproduktion für 2030 ergeben sich etwa 4,6 Gt. Diese Projektion ist allerdings als optimistisch einzustufen, da viele Einflussfaktoren ein Unterschreiten der in der Projektion dargestellten Entwicklung bewirken würden. Mit Blick auf 2030 ist es daher wahrscheinlich, dass trotz der bereits jetzt anlaufenden Maßnahmen zur Substitution von Erdöl eine physische Verknappung spürbar sein wird. Eine höhere als die in der Prognose aufgezeigte Jahresförderung 2030 würde sich ergeben, wenn beispielsweise die Erdölindustrie in den

kommenden Jahrzehnten die Reservenbasis unverhältnismäßig rasant erhöhen würde. Dazu wären immense Investitionen in derzeit nicht absehbare Projekte notwendig.

## 2050

Begründbare Aussagen zur Verfügbarkeit von Geothermie, Kernbrennstoffen, Kohle und Erdgas für 2050 über die für 2030 gemachten Angaben hinaus sind auf Basis der vorliegenden Vorratsdaten und der absehbaren Entwicklungen nicht zu treffen.

Für **Erdöl** wird nach derzeitigen Erkenntnissen allerdings keine Möglichkeit der Steigerung bis 2050 gesehen (Abb. 9.15). Möglich und wahrscheinlich ist hier ein Bedarfsmaximum (*Peak Demand*) deutlich vor 2050 durch Substitution von Erdöl. Dazu muss die Hauptlast der heutigen Säule der Energieversorgung der Welt von Erdöl auf andere Energieträger umverteilt werden. In dem dann neuen Energiemix sollten ökonomisch sinnvolle regenerative Energien eine wichtige Rolle spielen. Erdöl wird voraussichtlich trotzdem für spezielle Anwendungen und insbesondere für die chemische Industrie weit über das Jahr 2050 hinaus produziert werden.

## 9.8 Literatur zu Verfügbarkeit der Energierohstoffe

- ASPO (The Association for Study of Peak Oil and Gas) (2008): Oil & Gas Production Profiles: 2008 Base Case. ASPO Newsletter No. 96. December 2008: 2.
- Bertani R. (2008): Geothermal Power Plants Commissioned in the Third Millenium, IGA News No. 72.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2008): ): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. 92 S. Hannover.
- Campbell, C.J (2002): Conventional Oil Endowment.- ASPO Newsletter No. 13: 8.
- Edwards, J.D. (2001): Twenty-first-century Energy: Decline of Fossil Fuel, Increase of Renewable Nonpolluting Energy Sources.- In: Downey, M.W., Threet, J.C., Morgan, W.A. (Eds.): Petroleum Provinces of the Twenty-first Century.- AAPG Memoir 74: 21-34.
- EID (2008): Energieinformationsdienst 24/08.
- Fattouh, B. (2007a): The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural Model, the Demand-Supply Framework and Informal Approaches. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 32.
- (2007b): How Secure are Middle East Oil Supplies? Oxford Institute for Energy Studies, WPM 33.
- Forseo GmbH (2008): The Investor's Guide to Geothermal Energy. How to capitalize on the Heat beneath your Feet. [www.forseo.eu](http://www.forseo.eu).
- Friedleifsson, I.B.; Bertani, R.; Huenges, E.; Lund, J.; Rangnarsson, A. & Rybach, L. (2008): The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.) IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Lübeck, Germany, 20-25 January 2008: 59-80.
- Gawell K. & Greenberg G. (2007): Update on World Geothermal Development. 2007 Interim Report.
- GEA Updates, US Geothermal Energie Association. [www.geo-energy.org](http://www.geo-energy.org).

- IEA (2008a): World Energy Outlook 2008.
- (2008b): World Energy Model-Methodology and Assumptions. [http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEM\\_Methodology\\_08.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEM_Methodology_08.pdf).
  - (2007): Renewables in Global Energy Supply, An IEA Fact Sheet.
  - (2006): World Energy Outlook 2006.- International Energy Agency, Paris.
- IEA (International Energy Agency) (2004): World Energy Outlook 2004. 570 S.- International Energy Agency, Paris.
- Jaffe A. (2007): The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. A comprehensive study providing an effective framework to analyze strategies, objectives and performance of NOCs. Baker Institute Policy Report 35: <http://www.rice.edu/energy/publications/nocs.html>.
- Klett, T.R.; Gautier, D.L. & Ahlbrandt, T.S. (2005): An evaluation of the U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. AAPG Bull. 89: 1033-1042.
- Kloppers, M. & Yaeger, J.M. (2008): Petroleum Customer Sector Group Briefing. Commission File No.: 001-10533 <http://newsstore.smh.com.au/apps/previewDocument.ac?docID=GCA00840163BHP&f=pdf>.
- Laherrere, J. (2005): Fossil fuels future production. Vortrag auf dem „Romania Oil & Gas Congress“. Bukarest, März 2005.
- NPC (2008): Update to the National Petroleum Council Report. Hard Truths: A Comprehensive View to 2030 of Global Oil and Natural Gas.
- Odell, P.R. (2000): The global energy market in long term: The continuing dominance of affordable non-renewable resources. Energy Exploration & Exploitation, 19, 2-3: 131-145.
- OPEC (2007): <http://www.opec.org/home/Production/ProductionLevels.pdf>.
- Robelius, F. (2007): Giant Oil Fields - The Highway to Oil. Giant Oil fields and their Importance for Future Oil Production. Acta Universitatis Upsaliensis. 168 pp - Uppsala.
- Rybach L. (2008): Geothermie weltweit – Stand und Perspektiven. Der Geothermiekongress 2008, Karlsruhe.
- Schollnberger, W. (2006): Who Shapes the Future Mix of Primary Energy? What Might It Be? OIL GAS European Magazine 1/2006, pp. 8-20.
- Uranium (2001): Resources, Production and Demand. OECD-NEA/IAEA.
- USGS (2008): Circum-arctic resource appraisal: estimate of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle. Fact Sheet 2008 – 3049, <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049>.
- (2000): World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results.- USGS Digital Data Series DDS-60.
- World Nuclear Association (WNA) (2008): [www.world-nuclear.org](http://www.world-nuclear.org).

## A

<b>AAPG</b>	American Association of Petroleum Geologists
<b>af</b>	aschefrei
<b>A : K Verhältnis</b>	Verhältnis Abraum [m <sup>3</sup> ] zu Kohle [t]
<b>angereichertes Uran</b>	Uran, bei dem der Prozentsatz des spaltbaren Isotops U-235 über den Gehalt von 0,7205 % im Natururan gesteigert ist. Kernreaktoren verwenden Anreicherungsgrade von 3 bis 4 % U-235.
<b>Antiklinale</b>	Eine durch Faltung erzeugte Aufwölbung mit allseits abfallenden Flanken.
<b>°API</b>	Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe, niedrige Grade entsprechen schwerem Öl (API = American Petroleum Institute).
<b>Aquifer</b>	Grundwasserleiter; Teile der Erde, die Grundwasser enthalten und geeignet sind, es weiterzuleiten.
<b>Aquifergas</b>	im Formationswasser gelöstes Erdgas
<b>Arbeitszahl</b>	Quotient aus gewonnener thermischer Energie und aufgewendeter elektrischer Energie.
<b>asso. Gas</b>	assoziiertes Erdgas; Erdgas, das mit Erdöl zusammen vorkommt und gefördert wird (auch Erdölbegleitgas).
<b>authigen</b>	Bezeichnung für Gesteine, deren Bestandteile an Ort und Stelle entstanden sind (z. B. aus einem Magma).

## B

<b>biogen</b>	von Lebewesen gebildet
<b>BSR</b>	(= bottom simulating reflector) seismischer Reflektor, der die Unterkante der Stabilitätszone der Gashydrate anzeigt
<b>BTL</b>	Biomass to Liquid (aus Biomasse hergestellte synthetische Kraftstoffe)
<b>Btu</b>	(= British thermal unit(s)) englische Energie-Maßeinheit → <i>s. Maßeinheiten</i>

## C

<b>CBM</b>	(= coalbed methane) Kohleflözgas; in Kohlen enthaltenes Erdgas
------------	--

<b>C/H</b>	Verhältnis von Kohlenstoff zu Wasserstoff
<b>cif</b>	(cost, insurance, freight) Kosten, Versicherung und Fracht. Im Überseege­schäft übliche Transportklausel, zu der der Verkäufer zusätzlich zur fob-Klausel (s. u.) die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt.
<b>CTL</b>	(Coal to Liquid) verflüssigte Kohle bzw. aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe.

## D

<b>depletion mid-point</b>	Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven bzw. des Gesamtpotenzials gefördert worden ist.
<b>depletion rate</b>	Entnahmerate (in Prozent der Reservenmenge).
<b>Direktwärmennutzung</b>	direkte Nutzung der Erdwärme (z. B. für Heizzwecke; d. h. keine Umwandlung in elektrische Energie). → s. <i>Geothermie</i>
<b>Diskordanz</b>	Bezeichnung für das winkelige oder unregelmäßige Aneinanderstoßen von Gesteinsschichten; z. B. kann ein Speicher­gestein von einer undurchlässigen Schicht gekappt werden.
<b>DOE</b>	Department of Energy (Energieministerium der USA).
<b>downstream</b>	Aktivitäten ab Bohrlochkopf wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf.
<b>dry gas</b>	Erdgas aus reinen Erdgaslagerstätten, sehr hoher Anteil an Methan.

## E

<b>EAR</b>	(= estimated additional resources) Definition von Vorräten, die nicht Reserven sind. Nomenklatur der NEA/IAEA-Arbeitsgruppe "Uranium, Resources, Production, and Demand". → s. <i>Uran</i>
<b>Enthalpie</b>	Zustandsgröße idealer Gase, [J]; Maß für die technische Arbeit, die eine gegebene Gasmenge verrichten kann; Symbol: J; J hängt von der Temperatur und vom Druck ab.
<b>Entölungsgrad</b>	bzw. Ausbeutegrad, prozentuale Menge des geförderten Erdöls vom Gesamtvorkommen einer Lagerstätte.
<b>EOR</b>	(= enhanced oil recovery) Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte, sekundäre und tertiäre Förderverfahren.

<b>Erdgas</b>	<p>natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung; in diesem Kontext verstanden als brennbare Gase.</p> <p><b>konventionell:</b> freies Erdgas und Erdölgas.</p> <p><b>nicht-konventionell:</b> Erdgas in dichten Speichern, Flözgas, Aquifergas und Gashydrate.</p>
<b>Erdöl</b>	<p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen.</p> <p><b>konventionell:</b> fließfähiges Erdöl in der Lagerstätte, API-Grad höher als 10°, Schweröl, Leichtöl, Kondensat.</p> <p><b>nicht-konventionell:</b> in der Lagerstätte nicht fließfähig API-Grad geringer als 10°, Schwerstöl, Rohöl aus Ölsand (Bitumen, Asphalt), Rohöl oder Schwelöl aus Ölschiefer.</p>
<b>Erdsonde</b>	<p>ein in ein Bohrloch eingebrachtes Rohr oder Rohrsystem, in dem eine Flüssigkeit zirkuliert und das zur Extraktion von Wärme aus dem Untergrund dient.</p>
<b>EU</b>	<p>Europäische Union (EU-27). → s. <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i></p>
<b>EUR</b>	<p>(= estimated ultimate recovery) geschätztes Gesamtpotenzial eines Energierohstoffes.</p>
<b>Exploration</b>	<p>Aufsuchung und Erschließung von Lagerstätten und Rohstoffvorkommen in der Erdkruste.</p>
<b>F</b>	
<b>Faziesfalle</b>	<p>Konfiguration einer Erdöl- oder Erdgaslagerstätte bei der das Speichergestein ausdünnt und in eine undurchlässige Schicht (z. B. Tonstein) übergeht.</p>
<b>Feldesabgaben</b>	<p>Proportional zur Fläche eines Erdölfeldes kann ein Staat sogenannte Feldesabgaben verlangen. Es wird hierbei zwischen Feldesabgaben für Explorationsgebiete (engl. exploration surface fees) und Fördergebiete (engl. exploitation surface fees) unterschieden.</p>
<b>field growth</b>	<p>Zunahme/Wachstum der Reserven in einem Öl-/Gasfeld durch erhöhte Ausbeutefaktoren, neue Bohrergebnisse.</p>
<b>fob</b>	<p>(= free on board) Lieferung frei Transportmittel. Im Übersee-geschäft übliche Transportklausel, bei der der Verkäufer verpflichtet ist, die Ware an Bord des Transportschiffes zu bringen. Ab hier ist der Käufer für die Ware verantwortlich.</p>

<b>Förderabgaben</b>	oder Förderzins (engl. royalties), sind die bekanntesten und häufigsten Abgaben in der Rohstoffindustrie. Sie sind sowohl in PSCs als auch in Konzessionssystemen üblich. Förderabgaben werden meistens als Prozentsatz auf den Marktwert der geförderten Erdöl- bzw. Erdgasmenge erhoben (nach Abscheidung von Wasser und Gasen).
<b>FPSO</b>	(= floating production, storage and offloading) Produktions-, Lager- und Verladeschiffe für Erdöl (FPSO-Anlagen sind schwimmende Fabriken zur Nutzung von offshore-Feldern).
<b>frac</b>	von einem Bohrloch ausgehender, künstlich erzeugter Riss zur Steigerung der Permeabilität und damit der Förderung fracen: „fracs“ erzeugen.
<b>frontier area</b>	(= Frontiergebiet) Gebiet, in dem z. B. aus klimatischen oder logistischen geographischen Gründen bislang kaum Explorationsarbeiten durchgeführt worden sind.
<b>FSR</b>	(= financial reporting system) System der EIA, das rund 30 US-Ölgesellschaften umfasst, die für ihre weltweiten Operationen Daten liefern.

## G

<b>Gashydrat</b>	feste (schneeartige) molekulare Verbindungen zwischen Gasen und Wasser, die unter bestimmten Druck/Temperatur-Bedingungen stabil sind.
<b>Gesamtpotenzial</b>	Kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen, engl.: estimated ultimate recovery
<b>Gewinnungskosten</b>	Kosten der bergmännischen Gewinnung und Erzaufbereitung bis zum Endprodukt (yellow cake). → s. Uran
<b>GECF</b>	(= gas exporting countries forum) Zusammenschluss von fünfzehn Erdgas exportierenden Länder (s. dazu Infobox 4).
<b>giant, supergiant megagiant oilfield</b>	Kategorien für Kohlenwasserstoff-Felder entsprechend ihrer Größe; mit Reserven größer 500, 5000 bzw. 50 000 Mb (68, 680, 6800 Mt) für Erdöl und größer 3, 30 bzw. 300 tcf (85, 850, 8500 Mr. m <sup>3</sup> ) für Erdgas.
<b>GIP</b>	(= gas in place) Gasmenge derzeit in der Lagerstätte
<b>GIIP</b>	(= gas initially in place) Gasmenge ursprünglich in der Lagerstätte.

<b>Grundwasser</b>	der Teil des unterirdischen Wassers, der sich in der wasser-gesättigten Zone befindet. Diese wird nach oben durch die Grundwasseroberfläche vom Kapillarsaum getrennt. Die Grundwasserzone reicht nach unten bis in Krustenbereiche hinein, in denen praktisch keine zusammenhängenden Kluft- und Porensysteme mehr existieren.
<b>GTL</b>	(= gas to liquid) Gewinnung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch.
<b>GUS</b>	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. → s. <i>Ländergruppen</i>

## H

<b>Hartkohle</b>	Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt der Kohle (aschefrei) > 16 500 kJ/kg.
<b>HDR-Verfahren</b>	(= Hot-Dry-Rock-Verfahren) In Gesteinen mit sehr geringer hydraulischer Durchlässigkeit und Temperaturen > ca. 150 °C werden zwischen Tiefbohrungen durch hydraulische Risserzeugung Fließwege geschaffen, die als Wärmetauscher dienen. Durch Wasserzirkulation wird Wärmeenergie gewonnen.
<b>HEU</b>	(= highly enriched uranium) hochangereichertes Uran (> 90 % U-235), vorwiegend für militärische Zwecke benutzt.
<b>HK</b>	Hartkohle (Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen), Energieinhalt der Kohle af > 16 500 kJ/kg.
<b>Hochtemperatur-Lagerstätte</b>	Geothermische Lagerstätte mit einer Temperatur von in der Regel über 150 °C.
<b>hydrostatisch</b>	dem Druck der darüber befindlichen Wassersäule entsprechend
<b>hydrothermale Hochenthalpie-Lagerstätte</b>	Dampf- oder Heißwasservorkommen mit einer Temperatur über 150 °C. → s. <i>Geothermie</i>
<b>hydrothermale Niedrigenthalpie-Lagerstätte</b>	Heiß- oder Warmwasservorkommen mit einer Temperatur unter 150 °C. → s. <i>Geothermie</i>

## I

<b>IAEA</b>	International Atomic Energy Agency, UN-Behörde Sitz: Wien (= Internationale Atomenergie Organisation, IAEO). → s. <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen und Uran</i>
<b>IEA</b>	International Energy Agency, zur OECD gehörend, Sitz: Paris.

<b>IGU</b>	International Gas Union.
<b>Inkohlung</b>	Umwandlung von organischem Ausgangsmaterial durch Temperaturerhöhung im Laufe geologischer Zeiträume.
<b>in place</b>	insgesamt in einem Vorkommen/einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff, auf Volumen bezogen.
<b>in-situ</b>	(= am Ort, am Platz) in der Lagerstätte befindlich; aber auch Bezeichnung einer Reaktion oder eines Prozesses am Entstehungsort, auch als Synonym für <i>in place</i> benutzt.
<b>IOC</b>	International Oil Companies, dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch plc, Total.
<b>IOR</b>	(= improved oil recovery) Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte (umfassender als EOR), beinhaltet u. a. zusätzliche Stimulierungsmaßnahmen, Reservoir Management, Kostenreduzierung.
<b>J</b>	
<b>J</b>	Joule → s. <i>Maßeinheiten</i>
<b>Jahresarbeitszahl</b>	Quotient aus der pro Jahr gewonnenen thermischen Energie und der pro Jahr aufgewendeten elektrischen Energie.
<b>K</b>	
<b>Kalina-Verfahren</b>	Stromerzeugung durch Verdampfung eines Ammoniak-Wasser-Gemisches. → s. <i>Geothermie</i>
<b>kcal</b>	Kilokalorie → s. <i>Maßeinheiten</i>
<b>kj</b>	Kilojoule → s. <i>Maßeinheiten</i>
<b>Kondensat</b>	unter Lagerstättenbedingungen gasförmige, unter Oberflächenbedingungen flüssige (kondensierte) Kohlenwasserstoffe, die zusammen mit Erdgas gefördert werden (Dichte: > 45°API oder < 0,80 g/cm <sup>3</sup> ).
<b>Kontinentalhang</b>	die an den Schelf anschließenden Meeresgebiete mit Wassertiefen bis teilweise über 2000 m.
<b>Konzession</b>	einer Firma/Unternehmen zu Explorations- und Produktionszwecken für eine bestimmte Zeit zur Verfügung gestelltes Gebiet.
<b>kumulierte Förderung</b>	Summe aller Jahresförderungen seit Förderbeginn.

**KW** Kohlenwasserstoffe: Chemische Verbindungen aus Kohlenstoff und Wasserstoff, in denen in geringen Mengen auch andere Elemente (z. B. Schwefel, Stickstoff, Sauerstoff, Metalle) chemisch gebunden sein können. Zu den KW gehören Erdöl, Kondensat und Erdgas.

**höhere KW:** KW mit mehr als einem Kohlenstoff-Atom

## L

**lb** Pfund (1 lb = 453,59 g).

**Leistungszahl** Quotient aus gewonnener thermischer Leistung und aufgewendeter elektrischer Leistung.

**lithostatisch** dem Druck der darüber befindlichen Gesteinsschichten entsprechend.

**Lizenzgebiet** einer Gesellschaft zu Explorations- und Produktionszwecken für eine bestimmte Zeit zur Verfügung gestelltes Gebiet.

**LNG** (liquified natural gas) verflüssigtes Erdgas (für Transportzwecke)  
(1 t LNG enthält ca. 1400 Nm<sup>3</sup> Erdgas,  
1 m<sup>3</sup> LNG wiegt ca. 0,42 t).

**LPG** (= liquified petroleum gas) Bestandteile des Rohgases, die auch unter Oberflächenbedingungen gasförmig bleiben, sich aber unter geringem Druck (bis 25 Bar) verflüssigen lassen (im Handel als "Flaschengas", Bestandteile sind überwiegend Propan und Butan).

## M

**Methan** einfachster Kohlenwasserstoff (CH<sub>4</sub>).

**Migration** unterirdischer Vorgang bei der Erdöl- und Erdgasentstehung, wobei das Erdöl bzw. Erdgas vom Muttergestein zum Speichergestein wandert.

**Mineralöl** Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte.

**MOX** Mischoxid; angereichertes Uranoxid mit Plutoniumoxid; wird als Kernbrennstoff eingesetzt.

**MS** Mann/Schicht, Bergleute pro Arbeitsschicht.

**Muttergestein** Gestein, mit hohem Anteil an organischem Material, in dem sich Erdöl bzw. Erdgas bilden kann.

**MW<sub>th</sub>** thermische Leistung in MW.

**MW<sub>e</sub>** elektrische Leistung in MW.

## N

**NAFTA** North American Free Trade Association.  
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

**Natururan (U<sub>nat</sub>)** Uran in der Isotopenzusammensetzung, in der es in der Natur vorkommt. Natururan ist ein Gemisch von U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %).

**NEA** Nuclear Energy Agency; zur OECD gehörend, Sitz: Paris.  
→ s. *Uran*

**NGL** (= Natural Gas Liquids) Bestandteile des Rohgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und vom Rohgas durch Abkühlung separiert werden können; Bestandteile: Ethan, Propan, Butan, Pentan und Kondensat (Begriff nicht genau definiert; Kondensat ist jedoch meist mit eingeschlossen).

**Niedrigtemperatur-Lagerstätte** geothermische Lagerstätte mit einer Temperatur von in der Regel unter 150 °C.

**NOC** National Oil Companies. Überwiegend in staatlicher Hand befindliche Ölgesellschaften, dazu zählen u. a. Saudi Aramco, Petrobras, China National Petroleum Company.

## O

**OECD** Organization for Economic Cooperation and Development  
Sitz: Paris.  
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

**offshore** vor der Küste liegende Gebiete, unter Meeresbedeckung.

**OGJ** Oil & Gas Journal (Fachzeitschrift).

**OIP** (= oil in place) Ölmenge derzeit in der Lagerstätte.  
→ s. *Erdöl*

**OIIP / OOIP** (= oil initially in place/oil originally in place)  
Ölmenge ursprünglich in der Lagerstätte.  
→ s. *Erdöl*

**OPEC** Organization of Petroleum Exporting Countries, Sitz: Wien.  
→ s. *Wirtschaftspolitische Gliederungen*

**ORC-Anlage** (= Organic-Rankine-Cycle-Anlage) Stromgeneratoren, deren Turbinen mit einem (organischen) Arbeitsmittel mit niedriger Siedetemperatur betrieben werden.

## P

- Permeabilität** Maß für die hydraulische Durchlässigkeit eines Gesteins; Maßeinheit: Darcy [D] bzw. Millidarcy [mD], [ $m^2 = 10^{12}$  Darcy]; Symbol: k.
- Plutonium** Spaltprodukt bei der Kettenreaktion; entsteht aus U-238, durch Neutroneneinfang wird Pu 239 gebildet.  
→ s. *Uran*
- Porosität** Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%].
- Potenzial**  
**technisches Potenzial:** pro Jahr unter Berücksichtigung aller technischen Restriktionen gewinnbare Wärmemenge eines geothermischen Lagerstättentyps in einem bestimmten Gebiet.  
→ s. *Geothermie*  
**theoretisches Potenzial:** pro Jahr dargebotene Wärmemenge eines geothermischen Lagerstättentyps in einem bestimmten Gebiet.  
→ s. *Geothermie*  
**Gesamtpotenzial:** kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen.  
**verbleibendes Potenzial:** Reserven plus Ressourcen.
- Primärenergienutzung** direkte Nutzung der Erdwärme (z. B. für Heizzwecke, d. h. keine Umwandlung in elektrische Energie).
- Primärenergieverbrauch (PEV)** der PEV bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge.
- PSC** oder PSA (engl. production sharing contract oder -agreement). Vertrag zwischen einem Staat und Erdöl-/Erdgasunternehmen der die geförderte Erdöl- bzw. Erdgasmenge nach einem bestimmten Schlüssel aufteilt.

## R

- RAR** (= reasonably assured resources) in der niedrigsten Kostenklasse: Reserven, sonst Ressourcen (s. *EAR*).  
→ s. *Uran*
- Reichweite** statische Reichweite: Quotient aus Reserven und letzter Jahresförderung.
- Reingas** normiertes Erdgas mit einem Heizwert von  $9,7692 \text{ kWh/Nm}^3$ .
- Reserven** nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte; ursprüngliche Reserven: kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.

<b>„reserve growth“</b>	oder field growth = Reservenzuwachs. Während der Förderung und weiteren Entwicklung eines Erdöl- oder Erdgasfeldes erhöhen sich erfahrungsgemäß die geschätzten ursprünglichen Reserven bzw. das Gesamtpotenzial durch besseres Verständnis der Lagerstätte.
<b>Ressourcen</b>	nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen.
<b>rezykliertes Uran</b>	nach dem Einsatz im Reaktor nicht verbrauchtes Uran; Rückführung in Brennelemente.
<b>Rohgas</b>	bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas.

## S

<b>scf</b>	standard cubic foot (feet).
<b>Schelf</b>	die Kontinente umgebende Meeresgebiete bis etwa 200 m Wassertiefe.
<b>SKE</b>	Steinkohleeinheit → s. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers.
<b>Speichergestein</b>	poröses und permeables Gestein (z. B. Sandstein, Kalkstein), in dessen Porenraum sich Flüssigkeiten (Erdöl, Wasser) oder Gase (Erdgas) befinden.
<b>Spotmarkt</b>	ein regionaler Markt (z.B. für Nordeuropa: Rotterdam), auf dem ein kurzfristiger Handel mit Mineralölprodukten und Rohölen erfolgt.
<b>Stimulation</b>	Verbesserung der Fördereigenschaften einer Bohrung durch technische Maßnahmen.
<b>Stockpunkt</b>	(engl.: pour point) Temperatur, bei der eine Flüssigkeit (hier: Erdöl) so viskos wird, dass sie gerade aufhört zu fließen.
<b>swing producer</b>	Produzent eines Rohstoffes, der aufgrund seiner großen Förderkapazität Nachfrageschwankungen ausgleichen kann.

## T

<b>Temperatur</b>	Kelvin (absolute Temperatur), [K]; $T [K] = T [^{\circ}C] + 273,2$ ; Symbol: T.
<b>Therm</b>	englische Energie-Maßeinheit, (1 Therm = 100 000 Btu = 1060 MJ; Pence/Therm etwa gleich 0,5 € cents/m <sup>3</sup> ). → s. <i>Geothermie</i>

<b>thermogen</b>	durch Temperatureinwirkung gebildet.
<b>toe</b>	(= ton(s) of oil equivalent) Tonne(n) Erdöläquivalent (ca. 1,428 t SKE).
<b>Träger</b>	(Trägergestein) Speichergestein.
<b>Transmissibilität</b>	Maß für die hydraulische Durchlässigkeit einer Gesteinsschicht; $1 \text{ m}^3 \cong 10^{12}$ Darcy m; Symbol: T.

## U

<b>UN-ECE</b>	United Nations Economic Commission for Europe, Sitz: Genf.
<b>upstream</b>	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus dem Bohrlochkopf: Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung/Produktion (exploitation).
<b>upgrading</b>	Qualitätsverbesserung, Erhöhung der API-Grade (bei Gewinnung von nicht-konventionellem Erdöl).
<b>USGS</b>	United States Geological Survey.

## V

<b>VAE</b>	Vereinigte Arabische Emirate. → s. <i>Ländergruppen</i>
<b>vertikaler Temperaturgradient</b>	Änderung der Temperatur mit der Tiefe; [K/m] oder [°C/m]; Symbol: dT/dz.

## W

<b>waf</b>	wasser- und aschefrei.
<b>Wärmeleitfähigkeit</b>	Maß für das Wärmeleitvermögen eines Stoffes; [W/(m · K)]; Symbol: $\lambda$ .
<b>Wärmekapazität</b>	Maß für das Wärmespeichervermögen eines Stoffes; [J/(K · kg)]; Symbol: c.
<b>Wärmepumpe</b>	technische Anlage, die unter Einsatz zusätzlicher Arbeit einem Wärmespeicher niedriger Temperatur Wärme entzieht und sie einem Wärmespeicher höherer Temperatur zuführt.
<b>Wärmestrom</b>	Wärmemenge, die pro Zeiteinheit durch eine Fläche von einem Quadratmeter in der Erdkruste strömt; [J/s · m <sup>2</sup> ] = [W/m <sup>2</sup> ]; Symbol: q.

<b>Wärmestromdichte</b>	Wärmemenge, die durch eine Fläche von 1 m <sup>2</sup> pro Sekunde fließt, [W/m <sup>2</sup> ]; (0,001 W/m <sup>2</sup> = 1 mW/m <sup>2</sup> ); Symbol: q
<b>WBK</b>	Weichbraunkohle, Energieinhalt der Rohkohle aschefrei < 16 500 kJ/kg
<b>WEC</b>	World Energy Council, Sitz: London
<b>WEK</b>	Welt-Energie-Konferenz
<b>Wirkungsgrad</b>	ist das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung. Wird im Bereich der Energiewandlung bzw. -übertragung verwendet
<b>WGC</b>	World Gas Conference
<b>WPC</b>	World Petroleum Council

# Ländergruppen (geographisch)

## Gliederung der Staaten dieser Welt

### Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer Inseln (zu Dänemark), Finnland, Frankreich, Gibraltar (zu GB), Griechenland, Großbritannien, Irland, Island, Isle of Man (zu GB), Italien, Kanalinseln (zu GB), Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Moldau (Moldawien), Monaco, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Zypern

### GUS (Gemeinschaft unabhängiger Staaten; 12 Länder)

Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldawien, Russland (Russische Föderation), Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland (Belarus)

### Afrika

Ägypten, Algerien, Angola (inkl. Cabinda), Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Dschibuti, Côte d'Ivoire (Elfenbeinküste), Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kap Verde, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik, ehemals Zaire), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte/Mahore, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, Sao Tome & Principe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena (zu GB), Sudan, Südafrika, Swasiland, Tansania, Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, West-Sahara (Demokratische Arabische Republik), Zentralafrikanische Republik

### Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate

## Ländergruppen (geographisch)

### Gliederung der Staaten dieser Welt - Fortsetzung

#### Austral-Asien

Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei, China (Republik; auch: Taiwan), China (Volksrepublik), Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik; auch Nordkorea), Korea (Republik; auch Südkorea), Laos, Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Neu-Kaledonien, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Thailand, Vietnam

Australien, Belau (Palau Inseln, zu USA), Cook Inseln (zu Neuseeland), Fidschi, Französisch Polynesien, Guam (zu USA), Kiribati (Gilbert Inseln), Marshallinseln, Mikronesien, Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Norfolk Inseln (zu Australien), Nördliche Marianen, Palau, Pazifische Inseln (zu USA), Pitcairn Insel (zu GB), Ryukyu Inseln, Salomonen, Samoa (Westsamoa), Samoa (zu USA), Tokelau Inseln (zu Neuseeland), Tonga, Tuvalu (Ellice Inseln), Vanuatu (Neue Hebriden), Wallis & Futuna (zu Frankreich)

#### Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, USA

#### Mittel- und Südamerika (Lateinamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua & Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien, Brasilien, Caiman-Inseln, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falkland Inseln (zu GB), Französisch Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Niederländische Antillen, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico (zu USA), St. Kitts & Nevis, St. Lucia, St. Pierre & Miquelon, St. Vincent & die Grenadinen, Suriname, Trinidad & Tobago, Turks & Caicos Inseln, Uruguay, Venezuela, Virgin Inseln (zu GB), Virgin Inseln (zu USA)

# Wirtschaftspolitische Gliederungen

## Europäische Union (EU-27)

Belgien, Bulgarien<sup>2</sup>, Dänemark, Deutschland, Estland<sup>1</sup>, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Lettland<sup>1</sup>, Litauen<sup>1</sup>, Luxemburg, Malta<sup>1</sup>, Niederlande, Österreich, Polen<sup>1</sup>, Portugal, Rumänien<sup>2</sup>, Schweden, Slowakei<sup>1</sup>, Slowenien<sup>1</sup>, Spanien, Tschechien<sup>1</sup>, Ungarn<sup>1</sup>, Zypern<sup>1</sup>

## IAEA (International Atomic Energy Agency; 129 Länder)

Ägypten, Äthiopien, Afghanistan, Albanien, Algerien, Angola, Argentinien, Armenien, Australien, Bangladesh, Belgien, Benin, Bolivien, Bosnien-Herzegowina, Brasilien, Bulgarien, Burkina Faso, Chile, China, Costa Rica, Dänemark, Deutschland, Dominikanische Republik, Ecuador, Elfenbeinküste, El Salvador, Estland, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Großbritannien, Guatemala, Haiti, Indien, Indonesien, Iran, Irak, Irland, Island, Israel, Italien, Jamaika, Japan, Jemen, Jordanien, Jugoslawien (Serbien), Kambodscha, Kamerun, Kanada, Kasachstan, Katar, Kenia, Kolumbien, Kongo, Kroatien, Kuba, Kuwait, Lettland, Libanon, Liberia, Libyen, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Madagaskar, Malaysia, Mali, Malta, Marshall Inseln, Mauritius, Marokko, Mazedonien, Mexiko, Moldawien, Monaco, Mongolei, Myanmar, Namibia, Neuseeland, Nicaragua, Niederlande, Niger, Nigeria, Norwegen, Österreich, Pakistan, Panama, Paraguay, Peru, Philippinen, Polen, Portugal, Rumänien, Russland, Sambia, Saudi Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, Sudan, Südafrika, Südkorea, Syrien, Tansania, Thailand, Tschechien, Türkei, Tunesien, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, USA, Usbekistan, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (VAE), Vietnam, Weißrussland, Zypern

## NAFTA (North American Free Trade Association, 1994)

Kanada, Mexiko, USA

## OECD (Organization for Economic Cooperation and Development, 1949; 30 Länder)

Australien (1971), Belgien (1949), Dänemark (1949), Deutschland (1949), Finnland (1969), Frankreich (1964), Griechenland (1964), Großbritannien (1964), Irland (1964), Island (1964), Italien (1964), Japan (1964), Kanada (1960), Luxemburg (1964), Mexiko (1994), Neuseeland (1973), Niederlande (1996), Norwegen (1996), Österreich (1996), Polen (1996), Portugal (1959), Schweden (1959), Schweiz (1959), Slowakei (2000), Spanien (1959), Südkorea (1996), Tschechien (1995), Türkei (1996), Ungarn (1996), USA (1960)

## OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 11 Länder)

Algerien, Angola (seit 1.1.2007), Ecuador (seit 1.1.2007), Gabun (bis 10.06.1996), Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate (VAE)

<sup>1</sup> seit 2004 Mitglied

<sup>2</sup> seit 2007 Mitglied

# Erdgasmärkte

## **Europäischer Erdgasmarkt**

Europa, Russland (westlicher Teil bis Jenissei), andere europäische Länder der GUS, Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko, Tunesien, Westsahara (Demokratische Arabische Republik)

## **Asiatischer Erdgasmarkt**

Austral-Asien, Russland (östlicher Teil ab Jenissei)

## **Übergangsbereich Europäischer/Asiatischer Markt**

Naher Osten, Zentralasiatische Länder der GUS (Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan, Tadschikistan, Kirgisistan)

## **Nordamerikanischer Erdgasmarkt**

Nordamerika

## **Südamerikanischer Erdgasmarkt**

Argentinien, Bolivien, Brasilien, Chile, Paraguay, Peru, Uruguay

# Maßeinheiten

<b>b, bbl</b>	barrel, Fass	1 bbl = 158,984 Liter
<b>Btu</b>	British thermal unit	1 Btu = 1060 Joule
		1000 Btu = ca. 1 cf Erdgas
<b>boe</b>	Barrel(s) Öl Äquivalent	(= barrel(s) of oil equivalent)
<b>bopd, b/d</b>	Barrel(s) Öl pro Tag	(= barrel oil per day)
<b>cal</b>	Kalorie	1 cal = 4,1868 J
<b>kcal</b>	Kilokalorie	1 kcal = 10 <sup>3</sup> cal
<b>bcf</b>	Milliarden Kubikfuß	(= billion cf) 10 <sup>9</sup> cf
<b>cf, cuft</b>	Kubikfuß	1 cf = 0,02832 m <sup>3</sup>
<b>cf/d</b>	Kubikfuß/Tag	1 cf/d entspricht etwa 10 m <sup>3</sup> /Jahr
<b>(m)mcf</b>	Millionen Kubikfuß	(= million cubic feet) gelegentlich steht ein „m“ für 1000 und zwei „m“ für Millionen
<b>tcf</b>	Billionen Kubikfuß	(= trillion cubic feet) = 10 <sup>12</sup> cuft
<b>D</b>	Darcy	Einheit zur Angabe der Permeabilität eines Gesteins. Auch in mD (milli Darcy) = 0,001 D
<b>J</b>	Joule	1 J = 0,2388 cal = 1Ws
<b>kJ</b>	Kilojoule	1 kJ = 10 <sup>3</sup> J
<b>MJ</b>	Megajoule	1 MJ = 10 <sup>6</sup> J
<b>GJ</b>	Gigajoule	1GJ = 10 <sup>9</sup> J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
<b>TJ</b>	Terajoule	1 TJ = 10 <sup>12</sup> J = 278 x 10 <sup>3</sup> kWh = 34,1 t SKE
<b>PJ</b>	Petajoule	1 PJ = 10 <sup>15</sup> J = 278 x 10 <sup>6</sup> kWh = 34,1 · 10 <sup>3</sup> t SKE
<b>EJ</b>	Exajoule	1 EJ = 10 <sup>18</sup> J = 278 x 10 <sup>9</sup> kWh = 34,1 · 10 <sup>6</sup> t SKE
<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter	
<b>Nm<sup>3</sup></b>	Norm-Kubikmeter	Gasmenge in 1 m <sup>3</sup> bei 0°C und 1013 mbar [auch m <sup>3</sup> (Vn) abgekürzt]
<b>Mio. m<sup>3</sup></b>	Millionen Kubikmeter	1 Mio. m <sup>3</sup> = 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Mrd. m<sup>3</sup></b>	Milliarden Kubikmeter	1 Mrd. m <sup>3</sup> = 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>
<b>Bill. m<sup>3</sup></b>	Billionen Kubikmeter	1 Bill. m <sup>3</sup> = 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>
<b>W</b>	Watt	
<b>kW</b>	Kilowatt	1 kW = 10 <sup>3</sup> W
<b>MW</b>	Megawatt	1 MW = 10 <sup>6</sup> W
<b>GW</b>	Gigawatt	1 GW = 10 <sup>9</sup> W
<b>kWh</b>	Kilowatt-Stunde	1 kWh = 3,6 x 10 <sup>6</sup> J
<b>MWh</b>	Megawatt-Stunde	1 MWh = 3,6 x 10 <sup>9</sup> J
<b>GWh</b>	Gigawatt-Stunde	1 GWh = 3,6 x 10 <sup>12</sup> J
<b>MWa</b>	Megawatt-Jahr	1 MWa = 3,15 x 10 <sup>13</sup> J

## Maßeinheiten - Fortsetzung

<b>Pa·s</b>	Pascal-Sekunde	= kg·m <sup>-1</sup> ·s <sup>-1</sup> Angabe zur Viskosität einer Flüssigkeit; z. B. Wasser hat bei 20°C eine Viskosität von 1 mPa·s
<b>ppm</b>	parts per million	= 10 <sup>-6</sup> = Teile pro Million = 0,0001 %
<b>t</b>	Tonne	1 t = 10 <sup>3</sup> kg
<b>t/a</b>	metrische Tonne(n) pro Jahr	
<b>tce</b>	tons of coal equivalent	= Tonnen Steinkohleneinheiten = t SKE
<b>kt</b>	Kilotonne	1 kt = 10 <sup>3</sup> t
<b>Mt</b>	Megatonne	1 Mt = 10 <sup>6</sup> t
<b>Gt</b>	Gigatonne	1 Gt = 10 <sup>9</sup> t
<b>Tt</b>	Teratonne	1 Tt = 10 <sup>12</sup> t

## Umrechnungsfaktoren<sup>1</sup>

<b>1 t Erdöl</b>	1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1101 m <sup>3</sup> Erdgas = 41,8 x 10 <sup>9</sup> J
<b>1 t LNG</b>	1380 m <sup>3</sup> Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 <sup>9</sup> J
<b>1000 Nm<sup>3</sup> Erdgas</b>	35 315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 <sup>9</sup> J
<b>1 t SKE</b>	0,70 toe = 770,7 m <sup>3</sup> Erdgas = 29,3 x 10 <sup>9</sup> J
<b>1 EJ (10<sup>18</sup> J)</b>	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m <sup>3</sup> Erdgas = 278 Mrd. kWh
<b>1 t Uran (nat.)</b>	14 000 bis 23 000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
<b>1 kg Uran (nat.)</b>	2,6 lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>

<sup>1</sup> Die fossilen Energierohstoffe sind als Naturprodukte Schwankungen in ihren Energieinhalten unterworfen; die angegebenen spezifischen Energieinhalte stellen Durchschnittswerte dar, von denen im Einzelfall auch deutliche Abweichungen möglich sind.  
Für Erdgas wurden die Umrechnungskoeffizienten den internationalen Werten angepasst, die deutlich über den bisher benutzten Werten für Deutschland liegen. Damit wird ein realistischerer weltweiter Vergleich des Erdgases zu anderen Energierohstoffen gesichert. Als Umrechnungskoeffizient wurde der vom BMWi in den Energie Daten 2003 (s. 52) enthaltene Wert von 38 MJ pro m<sup>3</sup> den in dieser Studie vorgenommenen Berechnungen zugrunde gelegt. Nach IEA Natural Gas Information 2006 (S. XXIX/XXX) liegen die Heizwerte je Kubikmeter Erdgas zwischen 33,32 MJ (Niederlande) und 43,717 (Tunesien). Deutschland liegt mit 33,337 MJ/m<sup>3</sup> im unteren Bereich. Der durchschnittliche Heizwert aus der Produktion der Top Ten des Jahres 2006 liegt bei 38,3 MJ/m<sup>3</sup>. Andere Umrechnungsfaktoren schwanken zwischen 37,68 MJ/m<sup>3</sup> (BP 2007) und 41,4 MJ/m<sup>3</sup> (E.ON Ruhrgas). Damit liegt der Wert von 38 MJ/m<sup>3</sup> im sicheren Bereich.

Stratigraphische Tabelle

Ära	System	Serie	Stufe	Zeit (Ma)		
Känozoikum	Quartär	Holozän		2,6		
		Pleistozän				
	Tertiär	Neogen	Pliozän	Gelasium	24	
				Piacenzium		
				Zancleum		
			Miozän	Messinium		
				Tortonium		
		Serravallium				
		Paläogen	Oligozän	Langhium		65
				Burdigalium		
			Aquitanium			
			Eozän	Chattium		
	Rupelium					
	Paleozän	Priabonium				
	Bartonium					
	Lutetium					
	Ypresium					
	Thanetium					
	Seelandium					
Danium						
Mesozoikum	Kreide	Ober	Maastrichtium	142		
			Campanium			
			Santonium			
		Unter	Coniacium			
			Turonium			
			Cenomanium			
	Jura	Ober (Malm)	Albium	200		
			Aptium			
		Mittel (Dogger)	Barrémium			
			Hauterivium			
		Unter (Lias)	Valanginium			
			Berriasium			
	Trias	Keuper	Tithonium	251		
			Kimmeridgium			
			Oxfordium			
	Muschelkalk	Callovium				
		Bathonium				
		Bajocium				
	Buntsandstein	Aalénium				
		Toarcium				
Pliensbachium						
Paläozoikum	Perm	Zechstein	Sinemurium	296		
			Rotliegend			
	Karbon	Pennsylvanium	Hettangium			
			Rhaetium			
			Norium			
		Mississippium	Karnium			
			Ladinium			
			Anisium			
	Devon	Ober	Olenekium	358		
			Indusium			
Thuringium						
Silur	Mittel	Zechstein	418			
		Rotliegend				
	Ober	Unter				
		Gzhelium				
Ordovizium	Ober	Kasimovium (Stefan)	443			
		Moskovium (Westfal)				
		Bashkirium (Namur)				
	Mittel	Serpukhovium				
		Viséum				
		Tournaisium				
Kambrium	Ober	Famennium	495			
		Frasium				
		Givetium				
Prä-Kambrium	Mittel	Eifellium	>3800			
		Emsium				
		Pragium (Siegen)				
Kambrium	Unter	Lochkovium (Gedinne)				
		Ludfordium				
		Homerium				
Ordovizium	Ober	Llandoverly				
		Telch/Aeron/Rhuddanium				
		Ashgillium				
Silur	Mittel	Cradocium				
		Llandeiliium				
		Llanvirium				
Devon	Ober	Arenigium				
		Tremadocium				
		Pridoli				
Karbon	Mittel	Ludlow				
		Wenlock				
		Llandoverly				
Perm	Ober	Ludlow				
		Wenlock				
		Llandoverly				





Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)  
Federal Institute for Geosciences and Natural Resources  
Stilleweg 2  
30655 Hannover  
Germany

Tel.: +49 (0)511 – 643-0  
Fax: +49 (0)511 – 643-23 04  
e-mail: [poststelle@bgr.de](mailto:poststelle@bgr.de)  
Internet: <http://www.bgr.bund.de>  
ISBN 978-3-9813373-1-0