

KURZSTUDIE



Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006

Stand 31.12. 2006



Redaktion:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Herausgeber:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

www.bgr.bund.de

Die letzte umfassende Studie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002“
ist zu beziehen bei: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele und Obermiller)
Johannesstraße 3A, 70176 Stuttgart, Telefon (0711) 781-96472, Internet: www.schweizerbart.de

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006

- Jahresbericht 2006 -

Quellen für Titelbilder:

Hilmar Rempel
Sandro Schmidt

Anschrift: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Referat für Schriftenpublikationen und Öffentlichkeitsarbeit
Stilleweg 2
30655 Hannover
Germany

Telefon: (0511) 643 – 3470
Telefax: (0511) 643 – 2304
e-mail: t.schubert@bgr.de

Autoren: Hilmar Rempel
Sandro Schmidt
Ulrich Schwarz-Schampera

unter Mitarbeit von Bernhard Cramer
Hans Georg Babies
Christian Dyroff

Layout: Gabriele Ebenhöch
Grafiken: Uwe Benitz

Fassung vom 23.11.2007
Korrigiert am 07.08.2008

Vorwort

In der vorliegenden Studie werden Reserven, Ressourcen, Produktion und Verbrauch der Energierohstoffe Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran und Thorium weltweit mit Stand Ende 2006 analysiert, bewertet und in einen regionalen Zusammenhang gestellt. Grundlage für diese Arbeiten bildet die Datenbank der BGR, die auf der Auswertung von Informationen in Fachzeitschriften bzw. Publikationen, Berichten von Fachorganisationen, von politischen Stellen und eigenen Erhebungen basiert. Als Spezialthema der Studie wird „Verflüssigtes Erdgas (LNG) im künftigen Erdgasmarkt“ präsentiert. Die Studie ist als jährliche Fortschreibung des gleichnamigen Berichtes aus dem Vorjahr Bestandteil der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie durch die BGR.



Generell sind alle hier betrachteten Energierohstoffe endlich. Deshalb ist im Sinne einer nachhaltigen Nutzung ein sparsamer Umgang mit diesen Rohstoffen geboten. Wegen möglicher zukünftiger Engpässe insbesondere bei Erdöl müssen Alternativen für unterschiedliche Anwendungsgebiete erschlossen und genutzt werden. Wichtigste Ergebnisse der Studie für die einzelnen Energierohstoffe sind:

- ◆ Der Höhepunkt der Förderung von konventionellem Erdöl („Peak Oil“) wird bis zum Jahr 2020 erwartet. Danach erfolgt ein Rückgang der Förderung.
- ◆ Erdgas ist in ausreichender Menge vorhanden, um noch über Jahrzehnte den absehbaren Bedarf zu decken. Damit ein Vergleich mit Erdgasdaten aus anderen Quellen möglich ist, sind in dieser Studie erstmals die Umrechnungskoeffizienten von Volumen in Energieeinheiten den internationalen Werten angepasst.
- ◆ Für die Nutzung von Kohle besteht im Vergleich zu den übrigen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen das größte Potenzial; der absehbare Bedarf kann über viele Jahrzehnte gedeckt werden. In dieser Studie werden bei Kohle bisher nicht berücksichtigte Ressourcen in China und den GUS-Staaten einbezogen, was zu signifikanten Höherbewertungen der Kohleressourcen führt.
- ◆ Bei Kernbrennstoffen ist in den kommenden Jahrzehnten kein Engpass in der geologischen Verfügbarkeit zu erwarten.

Inhalt

	Vorwort	
1	Einleitung	1
2	Globale Reserven, Ressourcen und Produktion	4
3	Regionale Verteilung und Verfügbarkeit	8
4	Die Energierohstoffe im Einzelnen	13
	Erdöl	13
	Erdgas	17
	Kohle	19
	Uran	23
	Thorium	24
5	Verflüssigtes Erdgas (LNG) im künftigen Erdgasmarkt	25
6	Zusammenfassung und Ausblick	29
	Literatur	31
	Glossar	33
	Anhang	43
	Erdöl	44
	Erdgas	55
	Kohle	66
	Uran	81

1 Einleitung

Energie ist ein wichtiger Motor unserer Gesellschaft und Industrie. Ihre Bereitstellung ist eine essentielle Voraussetzung für das Funktionieren des öffentlichen Lebens. Deutschland besitzt eine hohe Abhängigkeit von Importen an Energierohstoffen. Dies veranschaulicht Abbildung 1, die den Bedarf und die Importabhängigkeit Deutschlands bei den einzelnen Energierohstoffen für die Jahre 1996 und 2006

vergleicht. Eine steigende Abhängigkeit von Importen ist insbesondere bei Steinkohle und Erdgas zu verzeichnen; der Bedarf an Erdöl wird fast vollständig aus Importen gedeckt. Angesichts der schmalen eigenen Reservensbasis ist auch zukünftig mit einer Zunahme der Importabhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen zu rechnen.

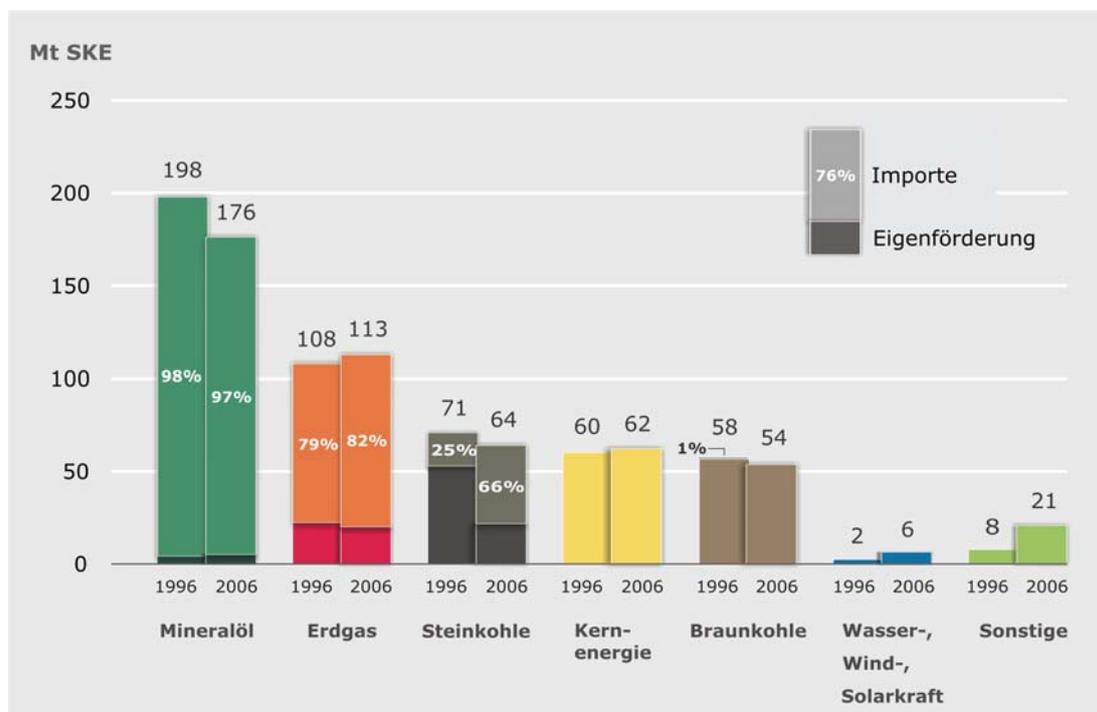


Abb. 1: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergieträgern in den Jahren 1996 und 2006 (Quelle: AGEB 2007, BGR-Datenbank)

Weltweit hat der Primärenergieverbrauch (PEV) in den letzten Jahrzehnten zugenommen (Abb. 2). In den vergangenen drei Jahrzehnten stieg der PEV um ca. 70 %. Dabei war der Zuwachs bei Erdöl und Erdgas besonders stark ausgeprägt, während der Verbrauch von Kohle bis 2002 stagnierte. In den Folgejahren verzeichnete die Kohle insbesondere durch den starken Verbrauchsanstieg in China die höchsten Zuwächse unter den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.

Zur Diskussion der möglichen künftigen Entwicklung der Energierohstoffe wird aus den publizierten Szenarien beispielhaft das Referenzszenario (RS) des „World Energy Outlook“ (WEO) der Internationalen Energieagentur in Paris vom November 2006 (IEA 2006a) betrachtet. Darin wird für das Jahr 2030 mit einem Energieverbrauch von 17,1 Gtoe gerechnet. Das bedeutet gegenüber dem Jahr 2004 einen Zuwachs von 53 %. Damit steigt die Nachfrage nach Energie in diesem Zeit-

raum jährlich um 1,6 %. Diese Steigerungsraten sind aber geringer als in den letzten drei Dekaden (+2,0 %). Ein besonders hohes Wachstum wird in den Entwicklungsländern erwartet, auf die über 70 % des Zuwachses entfallen. Für die Sicherung eines nach einer früheren Studie erwarteten Energiebedarfs rechnet die IEA in ihrem „World Energy In-

vestment Outlook 2003“ (IEA 2003) für den Zeitraum bis 2030 mit notwendigen Investitionen in Höhe von 16,5 Bill. \$, von denen über die Hälfte in Kraftwerksprojekte gehen soll. Für den Erdöl- und Erdgassektor werden davon jeweils 3,1 Bill. \$ benötigt, für Kohleprojekte weitere 0,4 Bill. \$.

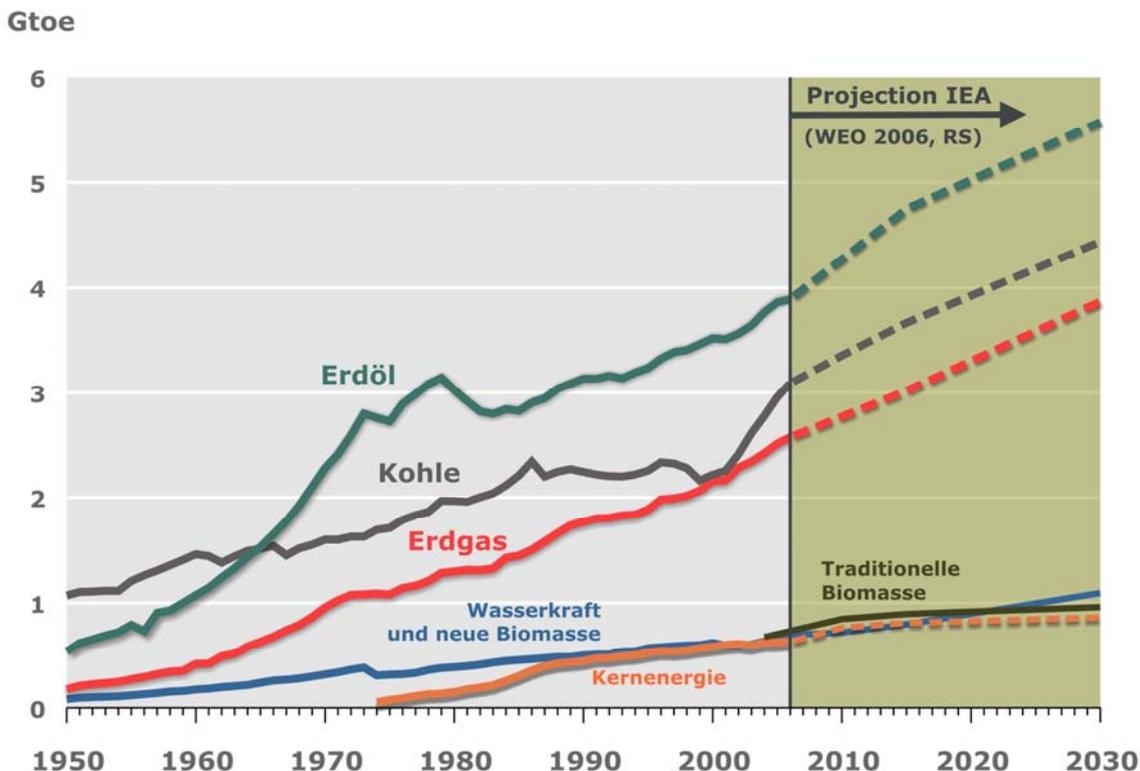


Abb. 2: Entwicklung des PEV weltweit nach BP (einzelne Energieträger ohne Biomasse) bis 2006 und Prognose der IEA (2006a) bis 2030

Die fossilen Brennstoffe werden laut IEA (2006a) auch in den kommenden drei Jahrzehnten die Hauptenergiequelle bleiben. Sie werden entsprechend dem Referenzszenario etwa 83 % des Verbrauchsanstieges zwischen 2004 und 2030 decken. So wird bei Erdöl ein jährlicher Anstieg des Bedarfs um 1,3 % prognostiziert, wobei der Transportsektor ein wesentlicher Wachstumsmarkt und mit jährlichen Steigerungsraten von 1,8 % auch die Achillesferse ist. Diese Wachstumsprognosen

sehen für das Jahr 2030 einen Bedarf von fast 5,6 Gt vor. Hier können Versorgungslücken auftreten.

Der Erdgasbedarf steigt laut der IEA Prognose überdurchschnittlich um 2,0 % pro Jahr und nimmt damit bis 2030 um zwei Drittel zu. Damit erhöht sich der Erdgasanteil am PEV von gegenwärtig 21 % auf 24 % im Jahr 2030.

Der Anstieg des Anteils der Kohle wird von der IEA gegenüber vorhergehenden Prognosen deutlich nach oben korrigiert mit jährlichen Steigerungen um 1,8 %. Dabei wird für 2030 die Kohle deutlich vor Erdgas gesehen (IEA 2006a, EIA 2006). Ursache hierfür war der in den letzten fünf Jahren überdurchschnittliche Anstieg des Kohleverbrauchs insbesondere in China.

Bei Kernenergie wird mit einer geringfügigen Steigerung um 0,7 % pro Jahr gerechnet. Von der IEA (2006a) wird dabei ein rapider Anstieg des Energiehandels erwartet, der sich insbesondere bei Erdöl und Erdgas mehr als verdoppelt. Zudem nimmt die Abhängigkeit der OECD-Staaten von Energieimporten weiter zu. Damit rückt die Versorgungssicherheit immer mehr in den Blickpunkt der Betrachtungen zur zukünftigen Energielage.

Mehr als ein Fünftel der Weltbevölkerung hat heute noch keinen Zugang zu Elektrizität und

zwei Fünftel der Menschheit nutzen hauptsächlich traditionelle Biomasse für die Befriedigung ihres Energiebedarfs. Unter diesem Aspekt bildet eine ausreichende und bezahlbare Energieversorgung bei gleichzeitiger Beachtung der Umweltverträglichkeit einen wichtigen Bereich der zukünftigen Energiepolitik.

Die Jahre seit 2004 waren durch einen drastischen Anstieg der Preise für Erdöl und andere Energierohstoffe gekennzeichnet (Abb. 3). Im Jahr 2006 lagen die Durchschnittspreise für Kohle in etwa doppelt so hoch wie 2002, für Erdöl und Erdgas um den Faktor 2,5 höher. Bei Uran war der Preisanstieg mit dem 4,6-fachen noch deutlich höher. Dieser Preisanstieg deutet auf eine Verknappung des Angebots an Energierohstoffen hin, ist jedoch durch eine Gemengelage aus unterschiedlichen Faktoren bedingt (siehe Kap. 4: Erdöl).

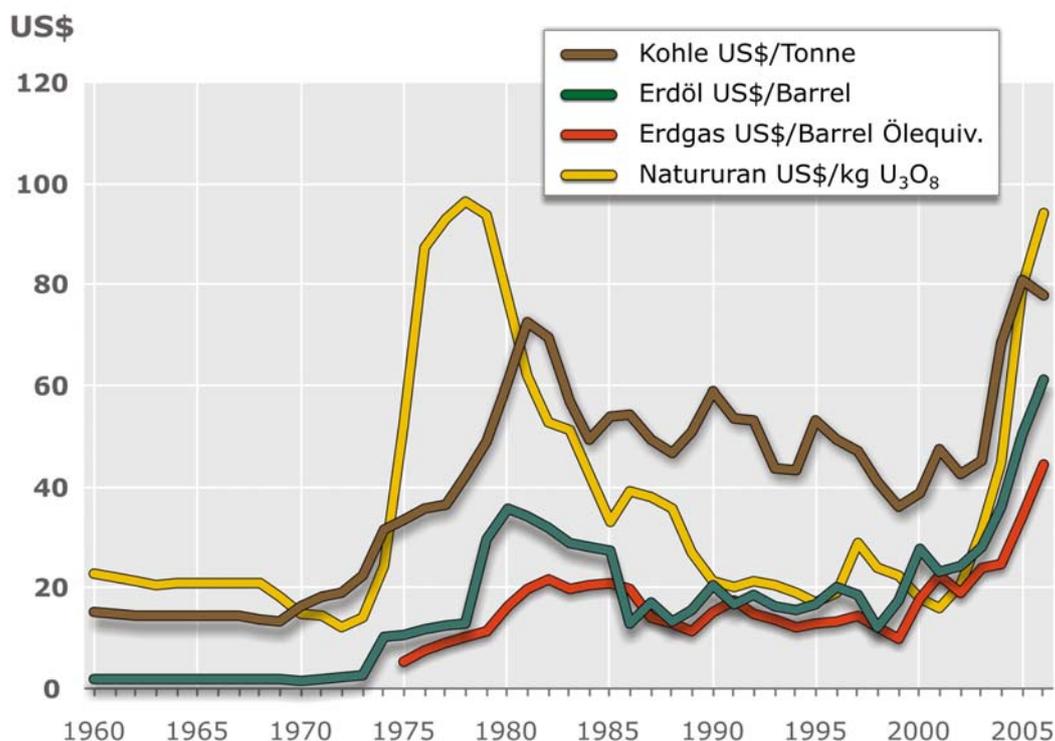


Abb. 3: Chronologische Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger (Jahresmittelwerte) seit dem Jahr 1960

2 Globale Reserven, Ressourcen und Produktion

Zum besseren Verständnis werden, soweit möglich, einheitliche Begriffe für Reserven und Ressourcen bei allen Energierohstoffen angewandt. Für die Kohlenwasserstoffe sind die Definitionen des Welterdölkongresses (WPC) und der Society of Petroleum Engineers (SPE) weltweit in Anwendung. Eine Gegenüberstellung aller verwendeten Definitionen für die einzelnen Rohstoffe enthält das Glossar.

Gegenüber den vorhergehenden Studien wurden Änderungen bei der Umrechnung von Erdgas in Energieäquivalente und bei der Bewertung der Kohleressourcen vorgenommen. Bei Erdgas wurden die Umrechnungskoeffizienten von Volumen- in Energieeinheiten den internationalen Werten angepasst, die deutlich über den bisher benutzten Werten für Deutschland liegen. Damit wird ein weltweiter Vergleich der Erdgasdaten zu anderen Energierohstoffen ermöglicht (siehe auch Bemerkungen zu Umrechnungskoeffizienten im Glossar).

Bei Kohle kam es durch die Einbeziehung von bisher nicht berücksichtigten Ressourcen vor allem in China und den GUS-Staaten zu signifikanten Erhöhungen der Werte für die Ressourcen sowohl bei Hartkohle als auch bei Weichbraunkohle.

In den Tabellen 1 und 2 werden die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe mit Stand Ende 2006 denen von Ende 2005 gegenübergestellt. Dabei sind die Mengen in den bei den einzelnen Rohstoffen gebräuchlichen Einheiten (Tab. 1) sowie umgerechnet in Gigatonnen Steinkohleeinheiten (Gt SKE) bzw. Exa-Joule (EJ) angegeben

(Tab. 2). An dieser Stelle werden die aus den Tabellen 1 und 2 ersichtlichen Veränderungen der Reserven und Ressourcen kurz vorgestellt und später im Zusammenhang mit den einzelnen Rohstoffen ausführlicher betrachtet (Kap. 4).

Die Reserven, d. h. die derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen entsprachen Ende 2006 insgesamt etwa 39.500 EJ bzw. 1.350 Gt SKE (Tab. 2). Die Steigerung um annähernd 900 EJ gegenüber dem Vorjahresniveau war dabei insbesondere durch eine Zunahme bei den Weichbraunkohlereserven bedingt.

Gemessen am gewinnbaren Energiegehalt ist die Kohle nach wie vor der beherrschende Energierohstoff. Ihr Anteil an den Reserven aller nicht-erneuerbaren Energierohstoffe beträgt etwa 54 % (Abb. 4). Mit ca. 24 % rangiert das Erdöl (konventionell und nicht-konventionell mit entsprechend 17,2 bzw. 7,0 %) an zweiter Stelle. Das Erdgas folgt mit knapp 18 %, die Kernbrennstoffe machen zusammen gut 4 % aus.

Die Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe betragen Ende 2006 etwa 341.550 EJ bzw. etwa 11.650 Gt SKE (Tab. 2). Das bedeutet eine Erhöhung um zwei Drittel gegenüber 2005. Diese Zunahme resultiert ausschließlich aus einer Verdoppelung der Kohleressourcen, die durch Einbeziehung der zusätzlichen Ressourcen zu einer deutlich höheren Bewertung für einige Länder führten (siehe Kap. 4: Kohle).

Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe: Vergleich 2005 und 2006
(in den für einzelne Energierohstoffe gebräuchlichen Einheiten)

Energieträger	Reserven		Ressourcen	
	2005	2006	2005	2006
Erdöl*	162 Gt	163 Gt	82 Gt	82 Gt
Erdgas*	180 T.m ³	181 T.m ³	207 T.m ³	207 T.m ³
Konventionelle Kohlenwasserstoffe*	326 Gtoe	328 Gtoe	270 Gtoe	270 Gtoe
Ölsand / Schwerstöl	65 Gt	65 Gt	66 Gt	66 Gt
Ölschiefer	1 Gt	1 Gt	184 Gt	184 Gt
Nicht-konventionelles Erdöl	66 Gtoe	66 Gtoe	250 Gtoe	250 Gtoe
Dichte Speicher	1 T.m ³	1 T.m ³	90 T.m ³	90 T.m ³
Kohle-Flözgas	1 T.m ³	1 T.m ³	143 T.m ³	143 T.m ³
Aquifere	-	-	800 T.m ³	800 T.m ³
Gashydrate	-	-	500 T.m ³	500 T.m ³
Nicht-konventionelles Erdgas	ca. 2 T.m ³	ca. 2 T.m ³	1.533 T.m ³	1.533 T.m ³
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	69 Gtoe	69 Gtoe	1.642 Gtoe	1.642 Gtoe
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt*	395 Gtoe	396 Gtoe	1.912 Gtoe	1.912 Gtoe
Hartkohle*	626 Gt SKE	627 Gt SKE	3.569 Gt SKE	7.613 Gt SKE
Weichbraunkohle*	70 Gt SKE	100 Gt SKE	348 Gt SKE	1.097 Gt SKE
KOHLE gesamt*	697 Gt SKE	726 Gt SKE	3.917 Gt SKE	8.710 Gt SKE
Uran	1,95 Mt U ¹⁾	1,95 Mt U ¹⁾	5,32 Mt U ²⁾ 7,54 Mt U ³⁾	5,32 Mt U ²⁾ 7,54 Mt U ³⁾
Thorium	2,16 Mt Th	2,16 Mt Th	2,35 Mt Th	2,35 Mt Th

* aktualisierte Daten für 2005

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

¹⁾ RAR gewinnbar bis 40 \$/kg U

²⁾ Summe aus RAR gewinnbar von 40-130 \$/kg U und IR

³⁾ spekulative Ressourcen

Tabelle 2: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe: Vergleich 2005 und 2006
 (in Gt SKE und EJ)

Energieträger	Reserven [Gt SKE]		Ressourcen [Gt SKE]		Reserven [EJ (10 ¹⁸ J)]		Ressourcen [EJ (10 ¹⁸ J)]	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006
Erdöl*	232	232	117	117	6.792	6.805	3.430	3.430
Erdgas*	234	235	268	268	6.845	6.891	7.866	7.866
Konventionelle Kohlenwasserstoffe*	465	468	385	385	13.637	13.695	11.295	11.295
Ölsand / Schwerstöl	93	93	94	94	2.720	2.720	2.761	2.761
Ölschiefer	1	1	263	263	42	42	7.699	7.699
Nicht-konventionelles Erdöl	94	94	357	357	2.761	2.761	10.460	10.460
Dichte Speicher	1	1	117	117	38	38	3.427	3.427
Kohle-Flözgas	1	1	185	185	38	38	5.445	5.445
Aquifere	-	-	1.038	1.038	-	-	30.462	30.462
Gashydrate	-	-	649	649	-	-	19.000	19.000
Nicht-konventionelles Erdgas	3	3	1.988	1.988	76	76	58.335	58.335
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	97	97	2.345	2.345	2.837	2.837	68.795	68.795
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt*	562	565	2.731	2.731	16.474	16.533	80.090	80.090
Hartkohle*	626	627	3.569	7.613	18.347	18.367	104.573	223.062
Weichbraunkohle*	70	100	348	1.097	2.062	2.919	10.185	32.132
KOHLE gesamt*	697	726	3.917	8.710	20.408	21.286	114.758	255.194
FOSSILE ENERGIE-TRÄGER*	1.259	1.291	6.647	11.440	36.882	37.819	194.849	335.284
Uran ¹⁾	27 ²⁾	27 ²⁾	74 ³⁾ 106 ⁴⁾	74 ³⁾ 106 ⁴⁾	799	799	2.180 3.091	2.180 3.091
Thorium ⁵⁾	30	30	33	33	908	908	996	996
KERNBRENNSTOFFE	58	58	213	213	1.707	1.707	6.235	6.235
NICHT ERNEUERBARE ENERGIEROHSTOFFE*	1.316	1.349	6.928	11.653	38.590	39.527	201.116	341.552

* aktualisierte Daten für 2005

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

¹⁾ 1 t U = 14.000 - 23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J

²⁾ RAR gewinnbar bis 40 \$/kg U

³⁾ Summe aus RAR gewinnbar von 40-130 \$/kg U und IR

⁴⁾ spekulative Ressourcen

⁵⁾ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

Die dominierende Rolle der Kohle ist bei den Ressourcen mit einem Anteil von knapp 75 % (Abb. 4) noch ausgeprägter als bei den Reserven. Mit gut 19 % rangieren die aggregierten Ressourcen des konventionellen und nicht-konventionellen Erdgases (2,3 % bzw. 17,1 %) an zweiter Stelle. Das Erdöl folgt mit gut 4 % vor den Kernbrennstoffen mit knapp 2 %.

Vergleicht man zusammengenommen für alle Energierohstoffe weltweit die Jahresförderung mit 433 EJ, die Reserven mit 39.527 EJ und die Ressourcen mit 341.552 EJ, so ergibt sich eine Relation von etwa 1 zu 90 zu 790. Damit lassen die globalen Reserven an Energierohstoffen mit Ausnahme des konventionellen Erdöls längerfristig eine ausreichende Deckung des Energiebedarfes erwarten.

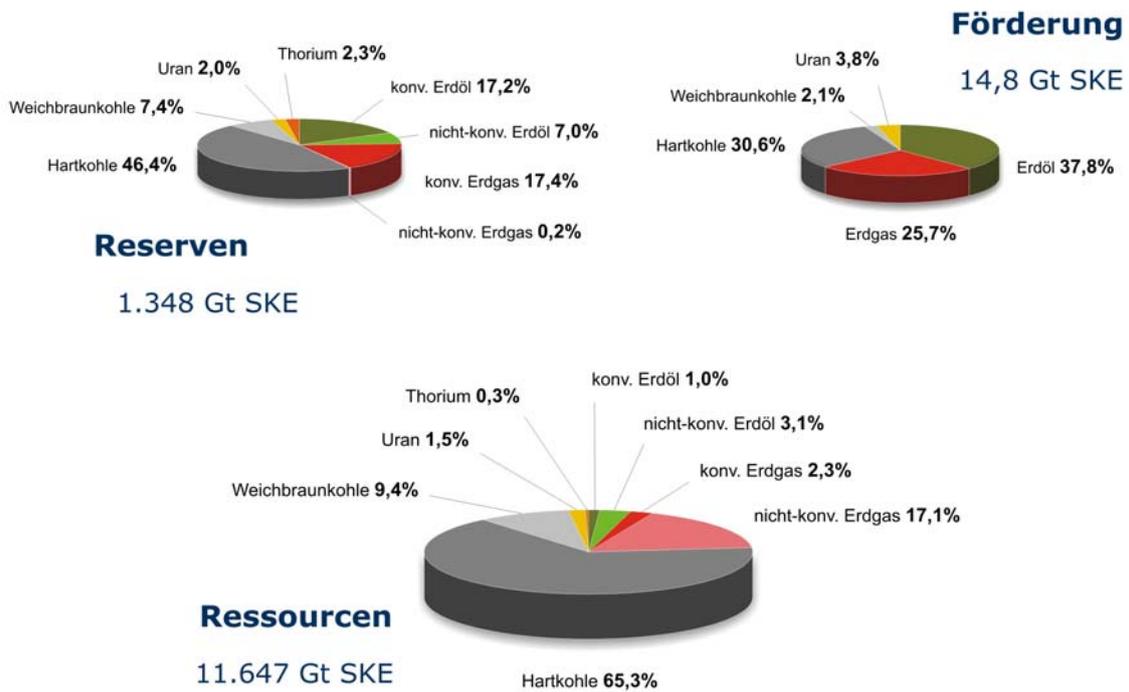


Abb. 4: Anteile der einzelnen Energierohstoffe an der Förderung, den Reserven und den Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe Ende 2006

3 Regionale Verteilung und Verfügbarkeit

Energierohstoffe sind nicht gleichmäßig auf der Welt verteilt. Regionen und Länder mit reichen Vorkommen an Energierohstoffen fallen häufig nicht mit den Regionen und Ländern mit einem hohen Energieverbrauch zusammen. Folglich ist der Handel mit Energierohstoffen von großer Bedeutung, nicht zuletzt für die Verfügbarkeit in den Verbraucherzentren. Abbildung 5 zeigt die regionale Verteilung von Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe. Dabei sind alle Rohstoffe auf Basis ihrer Energieinhalte aggregiert. Die entsprechenden Daten für die einzelnen Rohstoffe, inklusive Verbrauchszahlen sind in den Tabellen 3 bis 6 zusammengestellt.

Bei den Ressourcen dominiert insgesamt die Region Austral-Asien, bedingt durch die großen Mengen an Kohle, vor der GUS und Nordamerika mit jeweils hohen Kohleressourcen

aber auch bedeutenden Ressourcen an Erdgas und Erdöl.

Bei den Reserven liegt aufgrund der hohen Kohlereserven Austral-Asien vor Nordamerika. Es folgen unmittelbar die GUS und der Nahe Osten mit seinen immensen Erdöl- und Erdgasreserven.

Die Region Austral-Asien nimmt bei der Förderung von Energierohstoffen ebenfalls die erste Position ein, insbesondere durch die sehr hohe Kohleförderung speziell in China, bei vergleichsweise geringer Förderung von Erdöl und Erdgas. Nordamerika folgt dicht auf, mit hoher Förderung von Kohle, Erdöl und Erdgas. Etwas zurück liegen die GUS mit hoher Erdgas- und Erdölförderung und der Nahe Osten mit der höchsten Erdölförderung und mit vergleichsweise geringer Erdgasförderung.

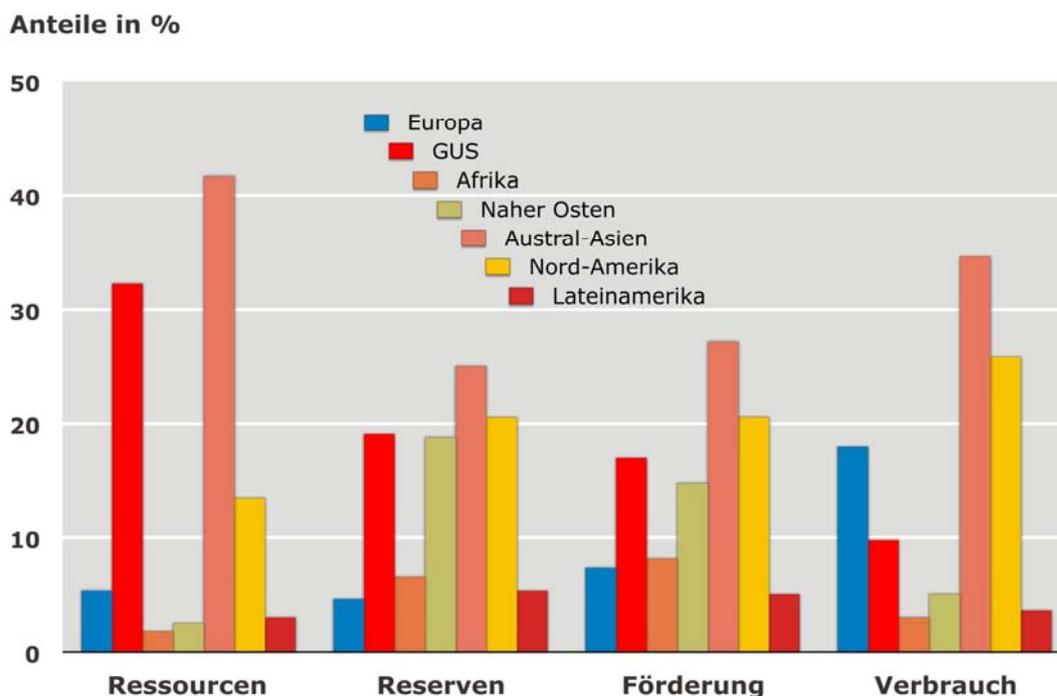


Abb. 5: Regionale Unterschiede von Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006 (aggregiert auf Basis des Energieinhaltes; Zuordnung der Länder zu den Regionen siehe Ländergruppen im Glossar)

Tabelle 3: Regionale Verteilung der Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	103	42	226	8	509	690	1	252	1.832	4,6%
GUS	709	397	2.212	4	2.972	1.080	174		7.548	19,1%
Afrika	670	21	536		1.230	2	133	21	2.612	6,6%
Naher Osten	4.197	418	2.783		11	0	12		7.421	18,8%
Austral-Asien	260	126	563	4	7.626	721	301	271	9.871	25,0%
Nordamerika	277	1.297	303	60	5.529	426	118	108	8.118	20,5%
Lateinamerika	589	460	268		490	1	59	256	2.124	5,4%
WELT	6.805	2.761	6.891	76	18.367	2.919	799	908	39.527	100,0%
OECD	419	1.736	605	66	7.106	1.306	406	498	12.142	30,7%
EU-25	50	13	111	4	461	481	0	0	1.119	2,8%
OPEC	5.125	837	3.408	4	98	59	0		9.531	24,1%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tabelle 4: Regionale Verteilung der Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ¹⁾	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	152	84	271	2.243	13.146	880	208	293	17.275	5,4%
GUS	881	1.255	3.654	7.288	75.507	14.319	1.115		104.020	32,2%
Afrika	413	251	426	3.317	495	2	770	176	5.849	1,8%
Naher Osten	857	502	1.238	4.379	1.134	0	42		8.153	2,5%
Austral-Asien	267	962	863	9.615	110.052	11.566	940	59	134.325	41,6%
Nordamerika	560	5.523	1.038	7.022	22.045	5.299	1.631	176	43.294	13,4%
Lateinamerika ²⁾	300	1.883	375	5.472	682	66	566	293	9.636	3,0%
WELT	3.430	10.460	7.866	39.335	223.062	32.132	5.271	996	322.552	100,0%
OECD	746	5.858	1.371	12.071	39.535	7.948	1.999	469	69.996	21,7%
EU-25	66	42	128	1.409	13.059	777	183		15.662	4,9%
OPEC	1.141	2.092	1.621	6.625	1.904	478	81		13.942	4,3%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

- ¹⁾ ohne Gashydrate (19.000 EJ), da regionale Aufteilung nicht möglich
²⁾ einschließlich Antarktis (Kohle)

Tabelle 5: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braun- kohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	10,1	11,8	4,8	4,9	0,2	31,8	7,4%
GUS	25,0	31,9	10,8	0,9	4,8	73,4	17,0%
Afrika	19,9	6,8	5,9	0,0	3,0	35,6	8,2%
Naher Osten	51,3	12,2	0,0	0,0		63,5	14,7%
Austral-Asien	16,0	14,4	81,6	2,2	3,6	117,8	27,2%
Nordamerika	27,0	28,7	27,0	1,2	4,7	88,6	20,5%
Lateinamerika	14,4	5,5	2,1	0,0	0,1	22,1	5,1%
WELT	163,7	111,2	132,4	9,1	16,4	432,8	100,0%
OECD	38,0	41,9	39,9	5,7	8,1	133,6	30,9%
EU-25	4,4	7,8	4,3	3,4	0,2	20,7	4,8%
OPEC	68,2	19,2	5,0	0,0	0,0	92,5	21,4%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tabelle 6: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006 Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	32,0	21,4	11,0	4,9	5,4	79,0	18,0%
GUS	7,8	23,4	8,6	0,9	0,8	43,0	9,8%
Afrika	5,5	3,0	4,6	0,0	0,0	13,1	3,0%
Naher Osten	11,9	10,4	0,3	0,0	0,0	22,6	5,1%
Austral-Asien	48,0	16,5	80,2	2,2	2,0	152,1	34,6%
Nordamerika	47,9	29,3	26,4	1,1	1,0	113,6	25,9%
Lateinamerika	9,9	4,8	0,8	0,0	0,0	15,7	3,6%
WELT	162,9	108,8	131,9	9,1	26,6	439,3	100,0%
OECD	94,4	55,0	45,5	5,7	22,8	223,4	50,9%
EU-25	28,7	19,0	10,1	3,5	9,2	70,4	16,0%
OPEC	14,5	13,3	1,0			28,8	6,5%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

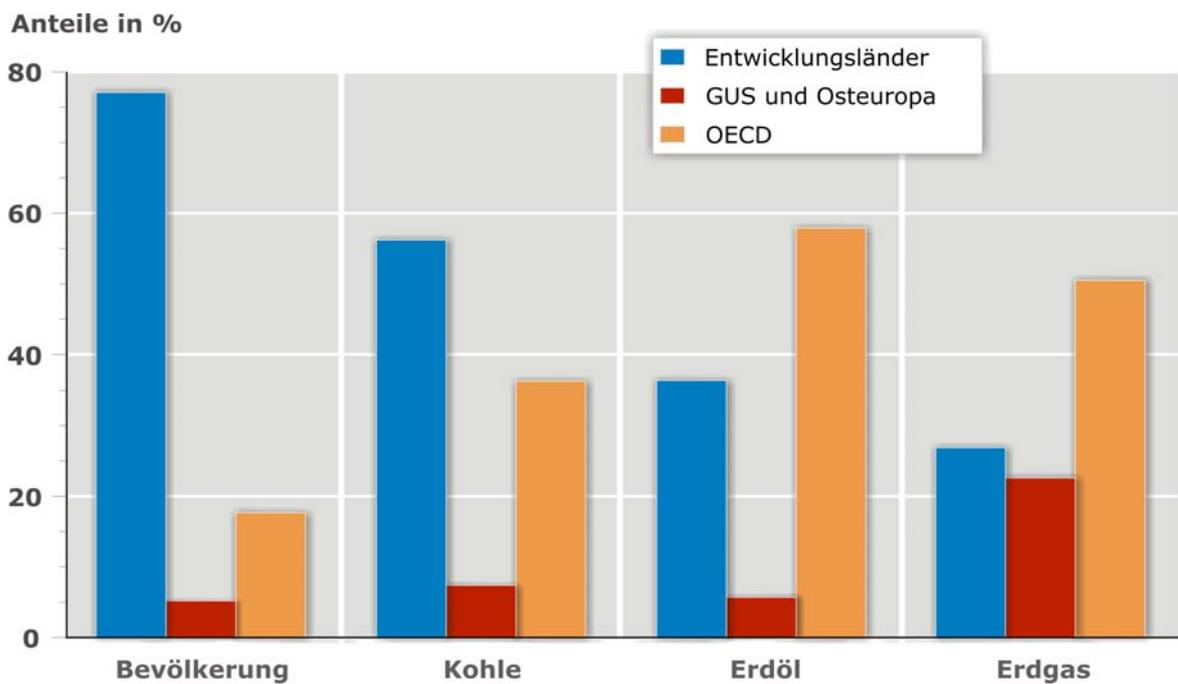


Abb. 6: Die Verteilung von Bevölkerung und Energieverbrauch

Beim Verbrauch baut die Region Austral-Asien ihre führende Stellung weiter aus mit dem höchsten Kohleverbrauch (China, Indien) und hohem Erdölverbrauch vor Nordamerika mit dem höchsten Verbrauch an Erdöl und Erdgas sowie einem hohen Kohleverbrauch. Europa fällt trotz eines hohen Erdöl- und Erdgasverbrauchs deutlich ab.

Erdöl deckt in vielen Regionen den Primärenergieverbrauch (PEV) zu knapp 40 %. Im Nahen Osten und in Lateinamerika liegt der Erdölanteil mit 53 % bzw. 45 % deutlich höher. Mit 19 % liegt er dagegen in der GUS extrem niedrig. Hier wird über die Hälfte des Primärenergieverbrauchs durch Erdgas gedeckt. Auch im Nahen Osten liegt der Erdgasanteil mit 44 % extrem hoch, wogegen er in den meisten anderen Regionen bei 20 % liegt. In Austral-Asien erreicht er nur 11 %. Hier entfällt auf die Kohle ein Anteil von etwa 48 %, in Afrika von 32 % und in Nordamerika, Europa sowie der GUS von je etwa 20 %. Mit einem Anteil von 12 % am PEV

spielt die Kernenergie in Europa eine wichtige Rolle – weltweit liegt ihr Anteil bei etwa 6 %. Wasserkraft erreicht, bezogen auf die Regionen, in Lateinamerika einen Anteil von 28 %, in allen anderen aufgeführten Regionen spielt sie mit weniger als 5 % eine untergeordnete Rolle.

Beim Verbrauch von Energierohstoffen (Abb. 6) gibt es große regionale Ungleichgewichte. So entfallen auf die Entwicklungs- und Schwellenländer mit einem Bevölkerungsanteil von fast 80 % nur etwa 56 % des Kohleverbrauchs, ein gutes Drittel des Erdölverbrauchs und lediglich ein gutes Viertel des Erdgasverbrauchs der Welt. Das unterstreicht die Bedeutung der Kohle speziell für die Entwicklungsländer. Demgegenüber verbrauchen die OECD-Länder mit einem Bevölkerungsanteil von knapp 18 % etwa 58 % des Erdöls und die Hälfte des Erdgases sowie etwa 36 % der Kohle.

Die regionale Verteilung der Energierohstoffe ist von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Vereinfacht gesagt, haben Länder mit einer großen Fläche in der Regel auch eine größere geologische Vielfalt, was ein Auftreten von Energierohstoffen begünstigt. Dabei ist die Dominanz der großen Flächenstaaten USA, Russland, China und Australien auffällig. Die Vormachtstellung des Nahen Ostens bei den Kohlenwasserstoffen ist bedingt durch die dortigen Sedimentationsbecken mit günstigen geologischen Bedingungen, die zur Bildung und insbesondere Konservierung von Erdöl- und Erdgasvorkommen führten. Dagegen fehlten dort größtenteils die Voraussetzungen zur Bildung von Kohlelagerstätten, wie sie z. B. in Eurasien, Nordamerika und Australien vorhanden sind.

Die Reihung der reservenreichsten Länder wird weitgehend von den Kohlereserven bestimmt, wie Abbildung 7 zeigt. Die USA und Russland dominieren deutlich. Bei den fünf führenden Ländern und Südafrika sind die Kohlereserven für die Platzierung bestimmend. Bei den anderen Ländern sind es die Reserven an Kohlenwasserstoffen. Im Fall Saudi-Arabien dominieren die Reserven an konventionellem Erdöl, beim Iran die Reserven an Erdgas neben beträchtlichen Reserven an konventionellem Erdöl, bei Katar die Erdgasreserven und bei Kanada die Reserven an nicht-konventionellem Erdöl. Bei Russland spielen die hohen Erdgasreserven ebenfalls eine wichtige Rolle. Nur drei OPEC-Länder sind unter den zehn an Energierohstoffen reichsten Ländern.

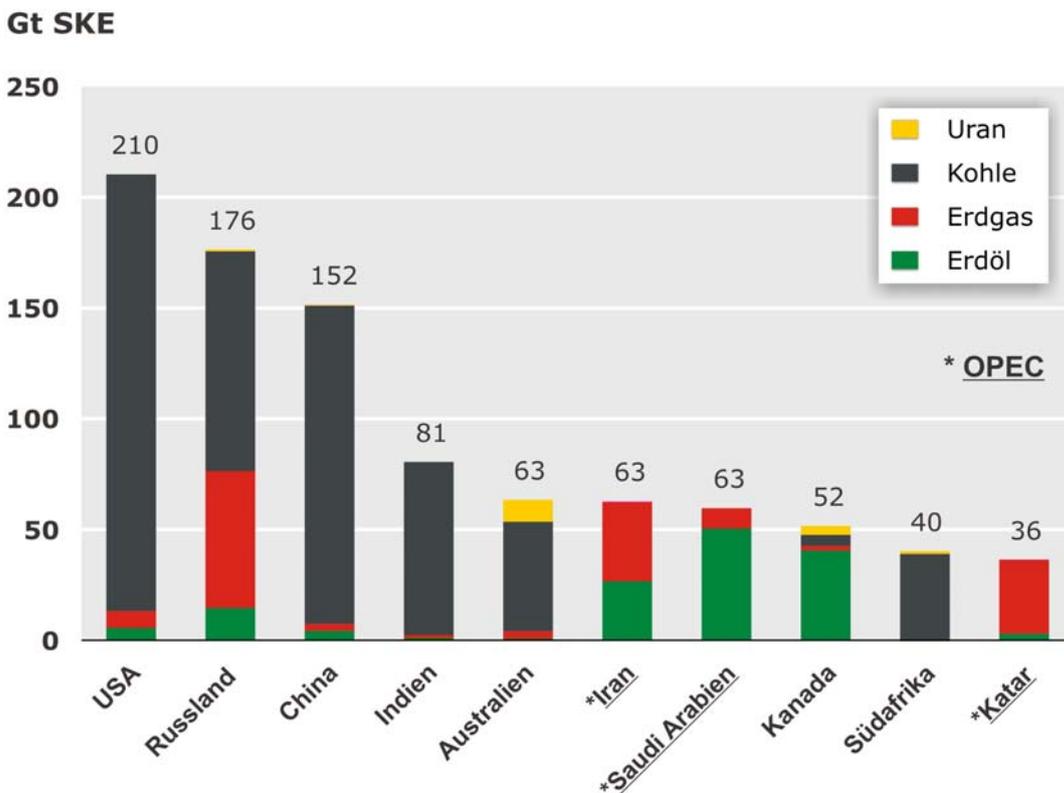


Abb. 7: Die 10 Länder mit den größten Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2006

4 Die Energierohstoffe im Einzelnen

Erdöl

Weltweit ist Erdöl mit einem Anteil von 35,8 % am Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) nach wie vor wichtigster Energieträger (BP 2007). Prognosen zur Entwicklung des Energieverbrauchs u. a. der IEA (IEA 2005a, 2006a) gehen davon aus, dass auch in den nächsten Jahrzehnten keine nennenswerten Änderungen in dieser Hinsicht zu erwarten sind.

Für Ende 2006 wird ein Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von 392 Gt ausgewiesen. Es liegt über dem Wert aus dem Jahr 2005 (BGR 2006) von ca. 387 Gt. Das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl, untergliedert in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen, ist regional sehr ungleichmäßig verteilt (Abb. 8, Tab. 7 im Anhang). Der Nahe Osten verfügt über das größte

Gesamtpotenzial, gefolgt von der GUS und Nordamerika. Dabei sind in Nordamerika fast zwei Drittel des erwarteten Gesamtpotenzials gefördert, während in der GUS dieser Anteil nur bei gut einem Drittel und im Nahen Osten nur bei einem knappen Viertel liegt. Bezogen auf die wirtschaftspolitischen Gruppierungen entfällt auf die OPEC mit etwa 208 Gt mehr als die Hälfte des Gesamtpotenzials, wobei hier erst gut ein Viertel des Erdöls gefördert ist, während die OECD-Staaten nur 75 Gt erreichen, von denen bereits über 62 % gefördert sind.

Die Welt-Erdölreserven erhöhten sich trotz einer Jahresförderung von knapp 4 Gt gegenüber 2005 auf 163 Gt. Die Reservenzuwächse resultieren überwiegend aus der Höherbewertung bekannter Felder und nur zum geringeren Teil aus Neufunden.

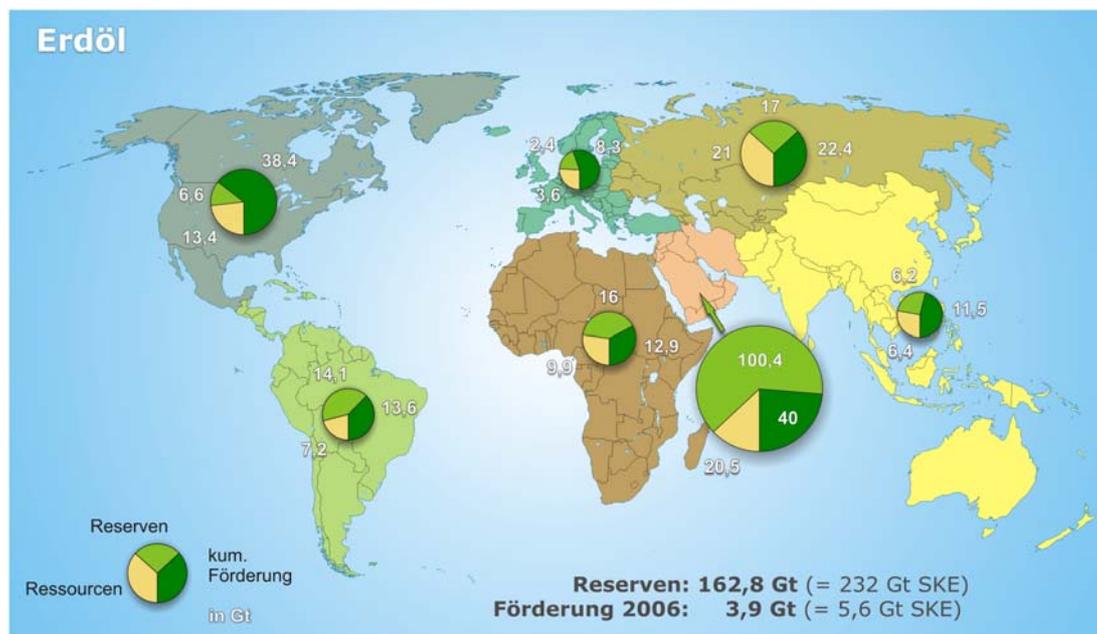


Abb. 8: Das Gesamtpotenzial konventionellen Erdöls 2006 (392 Gt) differenziert nach Regionen

Regional entfallen auf die Länder des Nahen Ostens etwa 62 % der Weltreserven, gut 10 % auf die GUS und knapp 10 % auf Afrika. Bei den wirtschaftspolitischen Gruppierungen ist die Verteilung noch ungleichmäßiger. Die OPEC verfügt über fast 76 % der Reserven, davon 61 % in der Golf-Region, die OECD nur über gut 6 %. Diese Zahlen unterstreichen die Sonderstellung der OPEC für die künftige Versorgung mit Erdöl.

Die Welt-Erdölförderung stieg 2006 moderat auf 3.918 Mt (Tab. 10 im Anhang). Damit wurde ein neues absolutes Fördermaximum erreicht. Wichtigste Förderregionen im Jahr 2006 waren der Nahe Osten, Nordamerika und die GUS. Insgesamt wurden bis Ende 2006 weltweit seit Beginn der industriellen Erdölförderung 147 Gt Erdöl gewonnen, die Hälfte davon innerhalb der letzten 22 Jahre. Damit wurde fast soviel Erdöl gefördert wie Reserven an konventionellem Erdöl ausgewiesen werden. Berücksichtigt man die Ressourcen von etwa 82 Gt, sind über 37 % des erwarteten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl bereits verbraucht. Der „depletion mid-point“ für konventionelles Erdöl, bei dem die Hälfte des Gesamtpotenzials gefördert ist, dürfte damit innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre erreicht werden. Ab diesem Zeitpunkt wird mit einem Rückgang der Förderung gerechnet.

Neben dem konventionellen Erdöl wird ein bedeutendes Potenzial an nicht-konventionellem Erdöl ausgewiesen. So erreichen die Reserven an nicht-konventionellem Erdöl etwa 41 % der Reserven an konventionellem Erdöl, die Ressourcen übersteigen die des konventionellen Erdöls um das Dreifache. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Großteil der Ressourcen (ca. 80 %) auf Ölschiefer entfällt. Diese dürften auf absehbare Zeit für eine wirtschaftliche Nutzung in größerem Maße nicht in Frage kommen. Ursachen dafür sind die vergleichsweise hohen Kosten und absehbare Umweltprobleme. Anders sieht es bei Ölsanden und Schwerstölen aus, bei denen in den letzten Jah-

ren zahlreiche Projekte in Kanada und Venezuela in Angriff genommen wurden. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Projekte trotz ihrer regionalen Bedeutung in absehbarer Zeit nur einen Bruchteil der Kapazität der Förderung von konventionellem Erdöl erreichen werden.

Der Mineralölverbrauch (Erdölprodukte) erhöhte sich 2006 um 50 Mt gegenüber 2005 und erreichte mit 3,9 Gt einen historischen Höchstwert. Der Welt-Mineralölverbrauch verteilt sich dabei sehr ungleichmäßig. Während die OECD-Länder mit 2,3 Gt etwa 59 % des Mineralöls verbrauchen, entfallen auf die OPEC-Staaten nur etwa 9 %. Regional konzentrierte sich der Verbrauch auf drei Regionen: Austral-Asien, Nordamerika und Europa (Tab. 11 im Anhang).

Von dem im Jahr 2006 geförderten Erdöl wurden etwa zwei Drittel grenzüberschreitend und z. T. über große Entfernungen per Tanker oder Pipeline gehandelt. Eine Übersicht zu den Exporten und Importen von Rohöl vermitteln die Tabellen 12 und 13 im Anhang. Bei Erdöl existiert ein Weltmarkt mit fast einheitlichen Preisen. Jedoch vergrößern sich die Preisunterschiede zwischen Ölsorten unterschiedlicher Qualität mit dem allgemeinen Preisanstieg. Der Erdölpreis erhöhte sich in den letzten vier Jahren deutlich (Abb. 9) und erreichte Anfang August 2006 mit fast 79 \$/b für die Sorte Brent sein bisher höchstes nominelles Niveau, lag damit aber real (inflationbereinigt) noch knapp unter dem Niveau von Ende 1979 mit etwa 80 \$/b. Nach einem Rückgang zum Jahresende 2006 setzte sich im Jahr 2007 der Aufwärtstrend mit Tagesnotierungen bis über 90 \$/b Mitte November fort. Aufgrund des in den letzten Jahren vergleichsweise niedrigen Dollarkurses wurden die Preise für Einfuhren des in Dollar gehandelten Erdöls für den Euro-Raum abgeschwächt.

Zu den Ursachen des zurzeit hohen Ölpreises, der nominal das Niveau nach den Ölpreiskrisen 1973 und 1979 deutlich übersteigt, gibt es unterschiedliche Interpretationen. So können darin Anzeichen einer nahenden Verknappung der Reserven gesehen werden („Peak Oil“-Diskussion). Andere Interpretationen machen für die Preissteigerungen mehrere Faktoren verantwortlich:

- ◆ die weltweit steigende Nachfrage nach Erdöl durch die Konjunkturlage in Europa und den USA sowie die stark steigende Nachfrage in China und Indien,
- ◆ die künstliche Verknappung des Ölangebots seitens der OPEC,
- ◆ die fehlenden Kapazitätsreserven in den meisten Förderländern,
- ◆ Lieferunterbrechungen durch Streiks in wichtigen Lieferländern (z. B. Nigeria, Venezuela), durch Anschläge im Irak sowie durch Unwetter (Hurrikans im Golf von Mexiko),
- ◆ politische Instabilitäten im Nahen Osten und die Angst vor Terroranschlägen,
- ◆ die Krise um das iranische Atomprogramm mit befürchteten Lieferunterbrechungen durch eine möglich Schließung der Straße von Hormus,
- ◆ einen schwachen US-Dollar,
- ◆ Spekulationen auf dem Erdölmarkt infolge geringer Zinsen auf den Kapitalmärkten.

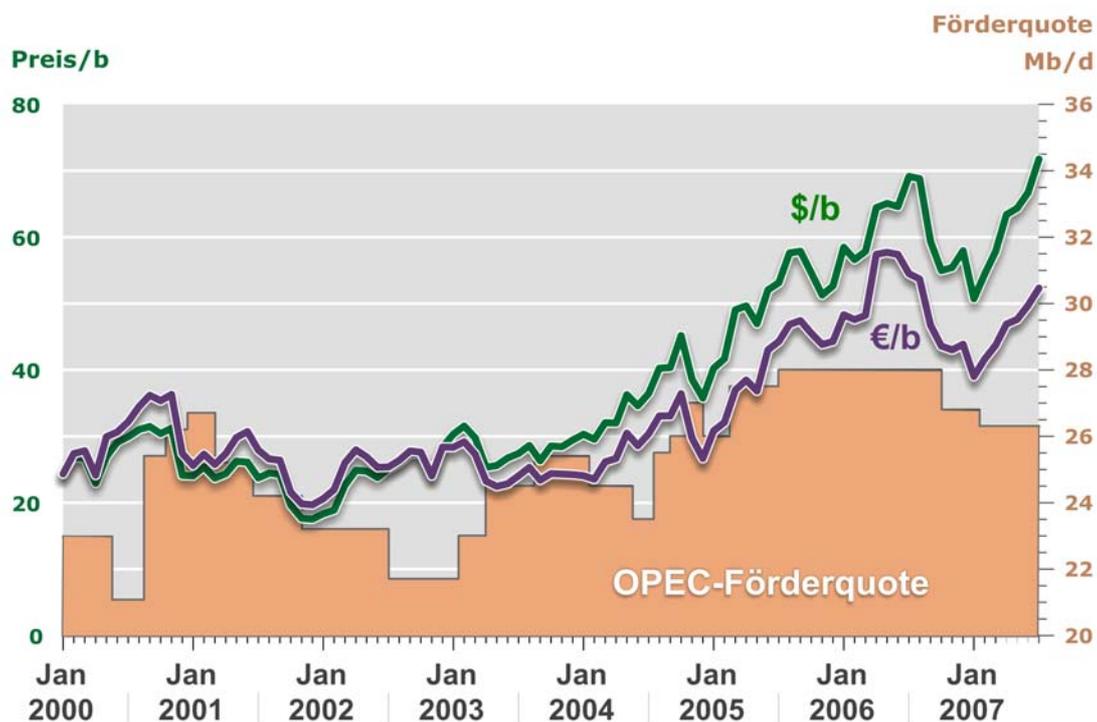


Abb. 9: Entwicklung der Erdölpreise für OPEC Basket in \$ und Euro je Barrel sowie der OPEC-10 Förderquote (Monatsmittel)

Zusammenfassend lassen sich für die weitere Entwicklung des Erdölmarktes folgende Aussagen treffen:

- ◆ Das verbleibende Potenzial an konventionellem Erdöl kann aus geologischer Sicht bei moderatem Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung mit Erdöl über einen Zeitraum von etwa 10 bis 15 Jahren gewährleisten. Nach diesem Zeitraum muss infolge des zu erwartenden Rückgangs der Erdölförderung nach Überschreiten der weltweit maximal möglichen Förderung mit einer Versorgungslücke bei Erdöl gerechnet werden, die durch andere Energieträger oder Erdölsubstitute (aus Erdgas, Kohle oder Biomasse) ausgeglichen werden müsste.
 - ◆ In den kommenden Jahrzehnten wird der Anteil des Erdöls aus den OPEC-Ländern (insbesondere OPEC-Golf) zunehmen.
 - ◆ Der Marktanteil an nicht-konventionellem Erdöl wird bei einem hohen Ölpreisniveau in den nächsten Jahren zunehmen, aber bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 5 bis 10 % an der Gesamtförderung wahrscheinlich nicht übersteigen. Die Energy Information Administration des US-Wirtschaftsministeriums (EIA) geht in ihrem „International Energy Outlook 2006“ (EIA 2006a) von einem Anteil des nicht-konventionellen Erdöls von 9,7 % für 2030 aus, wobei sie synthetische Kraftstoffe aus Erdgas (GTL), Kohle (CTL) und Biomasse (BTL) einbezieht. Die IEA (2005a) nimmt in ihrem „World Energy Outlook 2005“ einen Anteil von 8,9 % an. Sie erwartet hierbei einen Anteil synthetischer Kraftstoffe von 22,5 %.
 - ◆ Die Entwicklung des Ölpreises ist nicht vorhersagbar. Wichtige Einflussfaktoren dürften dabei weiterhin das Verhalten der OPEC, die Bereitstellung ausreichender Förder- und Raffineriekapazitäten und die Entwicklung der Weltwirtschaft sein. Schwankungen von einigen \$/b im Tagesab-
- stand sind auch in Zukunft angesichts der hohen spekulativen Anteile am Ölmarktgeschehen wahrscheinlich.
 - ◆ Zahlreiche Faktoren können die Verfügbarkeit von Erdöl beeinflussen. So kann die Höhe der OPEC-Reserven wegen der intransparenten Angaben angezweifelt werden. Ende der 1980er Jahre erfolgte beispielsweise eine drastische Erhöhung der Reservenangaben in diesen Ländern, die vermutlich politisch motiviert war, um sich die in Abhängigkeit von den Reserven festzulegenden Förderquoten zu sichern. Zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit könnten zudem Grauzonen bei der Reservenbewertung beitragen. So sind in der Regel in den Reservenzahlen die wahrscheinlichen und möglichen Reserven nicht enthalten. Die Erfahrungen der zurückliegenden Jahre zeigen auch, dass Prognosen der Förderentwicklung von Erdölfeldern auf Basis der ursprünglich ausgewiesenen Reserven oftmals zu niedrig angesetzt wurden. Sie mussten dann nach oben korrigiert werden. Hier spielt der Faktor „reserve growth“, insbesondere infolge verbesserter Fördertechnologien eine Rolle.
 - ◆ Die Diskussion zum Klimawandel und speziell zur Rolle der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger wird zu Konsequenzen bei der zukünftigen Nutzung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe führen.
 - ◆ Trotz der genannten Faktoren ist vorauszu- sehen, dass Erdöl in absehbarer Zukunft nicht mehr die erwartete Nachfrage decken kann. Deshalb ist es angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, bereits heute notwendig, nach Alternativen für Erdöl zu suchen.

Erdgas

Erdgas ist mit einem Anteil von knapp 24 % am Welt-Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittichtigster Primärenergieträger. Dabei weist Erdgas in den letzten Jahren hohe Steigerungsraten auf. Dieser Trend dürfte sich auch in Zukunft fortsetzen.

Das weltweite Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas wird auf etwa 472 T.m³ geschätzt. Das entspricht etwa 429 Gtoe und liegt damit um knapp 5 % über dem Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl. Dieser Wert ist um ca. 6 T.m³ (oder gut 1 %) höher als der Vorjahreswert (BGR 2006).

Die regionale Verteilung des Gesamtpotenzials, unterteilt nach kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen (Abb. 10, Tab. 14 im Anhang), ist wie beim Erdöl sehr ungleichmäßig. Über das bedeutendste Erdgaspotenzial verfügt die GUS, insbesondere Russland. Von großer Bedeutung ist auch der Nahe Osten. Obwohl Nordamerika ein bedeutendes Gesamtpotenzial aufweist, ist es hinsichtlich seines verbleibenden Potenzials von etwas geringerer Bedeutung, da speziell in den USA bereits etwa die Hälfte des gesamten Erdgases gefördert ist. Das Potenzial Europas ist mit knapp 5 % am Welterdgasgesamtpotenzial eher unbedeutend. Betrachtet man hingegen die Erdgasmärkte, so hat der Europäische Markt – dank Russland und Nordafrika – Zugang zu ca. 45 % des weltweiten Gesamtpotenzials. Rechnet man den Nahen Osten als potentielles Liefergebiet hinzu, ergibt sich sogar ein Zugang zu ca. 69 % des Welt-Gesamtpotenzials für konventionelles Erdgas. Damit verfügt der Europäische Erdgasmarkt über eine komfortable Position im Vergleich zu anderen Märkten, insbesondere dem Nordamerikanischen.

Die weltweiten Reserven an konventionellem Erdgas haben in den letzten Jahren trotz steigender Förderung weiter zugenommen und betragen am Jahresende 2006 ca. 181 T.m³. Ihr Energieinhalt liegt geringfügig über dem der

bekanntesten konventionellen Welt-Erdölreserven. Über die Hälfte der Erdgasreserven ist in drei Ländern konzentriert: Russland, Iran und Katar.

Als Ressourcen an konventionellem Erdgas werden ca. 207 T.m³ angegeben. Das weltweit verbleibende Potenzial addiert sich somit zu 388 T.m³; es liegt vom Energieinhalt her um etwa 44 % über dem verbleibenden Potenzial an konventionellem Erdöl.

Die Welt-Erdgasförderung hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen und erreichte 2006 mit 2.927 G.m³ seinen historisch höchsten Wert. Größte Förderregionen blieben die GUS und Nordamerika mit jeweils gut einem Viertel, mit weitem Abstand gefolgt von Europa mit einem Zehntel.

Der Welt-Erdgasverbrauch lag im Jahr 2006 bei knapp 2,9 T.m³. Größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, Deutschland, Großbritannien, Kanada, Iran und Japan (Tab. 18 im Anhang).

Im Jahr 2006 wurden ca. 855 G.m³ Erdgas (gut 29 % der Welt-Erdgasförderung) grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt (Tab. 19 und 20 im Anhang), davon knapp ein Viertel als verflüssigtes Erdgas (LNG) (siehe auch Kap. 5).

Die kumulierte globale Erdgasförderung erreichte bis Ende 2006 fast 84 T.m³ oder knapp 31 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven. Die Hälfte davon wurde allein innerhalb der letzten 17 Jahre gefördert. Rechnet man das bei der Produktion aus Erdölfeldern ohne Nutzwert abgefackelte Erdgas („Gas Flaring“) hinzu, so wurde bisher mehr als ein Drittel der ursprünglichen Reserven den Lagerstätten entnommen.

Weltweit bestehen vier großregionale Erdgasmärkte, in denen sich Produzenten und Abnehmer durch langfristige Lieferverträge aneinander gebunden haben: Der Europäische Markt mit den Hauptexporteuren Russland, Nordafrika, Norwegen und den Niederlanden; der Nordamerikanische Markt (NAFTA-Staaten); der Asiatische Markt, der durch große Entfernungen der Hauptverbraucher (Japan, Südkorea, Taiwan) zu den Lieferländern (i. W. Indonesien, Malaysia, Brunei, arabische Golfstaaten) gekennzeichnet ist und durch den Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) dominiert wird; sowie der sich entwickelnde Südamerikanische Markt.

Die nachgewiesenen Welt-Erdgasreserven würden - eine gleich bleibende Förderung vorausgesetzt - bis über die Mitte dieses Jahrhunderts hinaus reichen. Es ist zu erwarten, dass innerhalb dieses Zeitraumes ein Teil der konventionellen Ressourcen erschlossen wird und auch die Technologien zur Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözen und dichten Speicher-

gesteinen weiter verbessert werden, so dass auch ein steigender Bedarf bis über die Mitte des Jahrhunderts hinaus gedeckt werden kann.

Schätzungen der aus nicht-konventionellen Vorkommen gewinnbaren Erdgasmengen sind noch immer mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Reserven werden weltweit derzeit mit nur 2 T.m³ angegeben, da bislang lediglich Technologien für eine Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözen und dichten Speichergesteinen vorhanden sind. Zudem sind die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Förderung nur regional gegeben. Die Ressourcen (ohne Gashydrate und Aquifergas) werden auf ca. 220 T.m³ geschätzt, was etwa der Hälfte des Gesamtpotenzials an konventionellem Erdgas entspricht. Das Verhältnis von Reserven zu Ressourcen von etwa 1 zu 100 spiegelt den geringen Explorationsgrad wider. Zum Vergleich: Beim konventionellen Erdgas beträgt das Verhältnis etwa 1 zu 1,2 und bei konventionellem Erdöl etwa 1 zu 0,5.

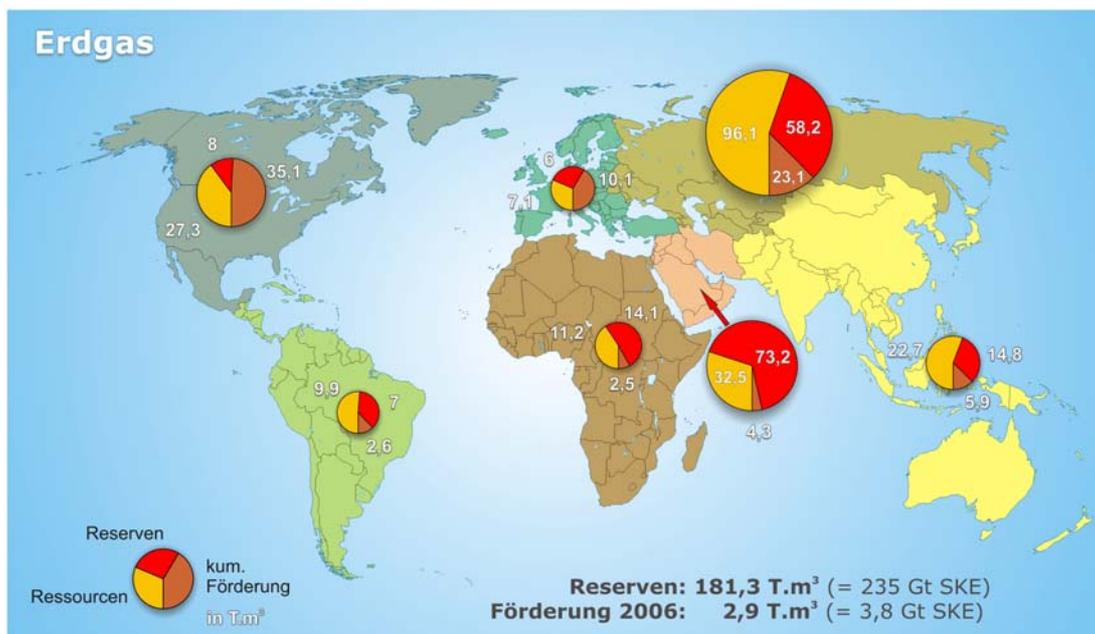


Abb. 10: Gesamtpotenzial konventionellen Erdgases 2006 (472 T.m³), differenziert nach Regionen

Die geschätzten Mengen an Gashydrat und Aquifergas in Höhe von 500 bzw. 800 T.m³ sind größer als das bekannte Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas. Eine nennenswerte kommerzielle Förderung von Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas ist in absehbarer Zukunft aber nicht wahrscheinlich.

Bezogen auf die weltweite Situation auf dem Erdgassektor kann man folgendes Fazit ziehen:

- ◆ Erdgas ist aus geologischer Sicht in ausreichender Menge vorhanden, um noch über Jahrzehnte die absehbare Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten.
- ◆ Aus heutiger Sicht kann ein moderat steigender Erdgasbedarf für die meisten Erdgasmärkte durch zusätzliche Lieferungen gedeckt werden. Voraussichtliche Engpässe auf dem Nordamerikanischen Erdgasmarkt müssten über LNG-Lieferungen aus anderen Märkten gedeckt werden.
- ◆ Der Erdgaspreis wird maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten bei z. T. großen Entfernungen zwischen Produzenten und Verbrauchern beeinflusst.
- ◆ Der Transport von Erdgas wird auch zukünftig zum größten Teil per Pipeline erfolgen. Mit einem überproportionalen Anstieg des LNG-Transports und mit der Etablierung eines Spotmarktes für Erdgas ist zu rechnen. Die IEA (2004a) schätzt für 2030 den LNG-Anteil am Erdgashandel auf über 50 %.
- ◆ Die wachsenden LNG-Kapazitäten werden zu einer Entspannung des Erdgasmarktes beitragen, da auf diese Weise auch infrastrukturferne Erdgaslagerstätten für den Weltmarkt erschlossen werden können.
- ◆ Die wachsenden Aktivitäten zur Produktion synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas (GTL – gas to liquid) werden dem Erdgasmarkt ein gewisses Potenzial entziehen.
- ◆ Die Schaffung neuer notwendiger Kapazitäten in Produktion und insbesondere

Transport erfordert eine langfristige Bindung große Finanzmittel.

Kohle

Im Gegensatz zu der häufig angewendeten Unterteilung von Kohle in Weichbraun-, Hartbraun-, Steinkohle und Anthrazit wird Kohle in dieser Studie in Weichbraun- und Hartkohle unterschieden. Hartkohle mit einem Energieinhalt von > 16.500 kJ/kg umfasst Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit. Diese sind günstig zu transportieren und werden weltweit gehandelt. Dagegen wird Weichbraunkohle (Energieinhalt < 16.500 kJ/kg) aufgrund des geringen Energie- und hohen Wassergehaltes in erster Linie für eine lagerstättennahe Verstromung eingesetzt.

Für Kohle werden weltweit im Vergleich der Energierohstoffe die größten Reserven und Ressourcen ausgewiesen. Insgesamt nahm Kohle im Jahr 2006 mit einem Anteil von rund 30 % (Hartkohle 28 %, Weichbraunkohle ca. 2 %) am weltweiten Primärenergieverbrauch (PEV) die zweite Stelle hinter Erdöl ein. Bei der weltweiten Stromerzeugung war Kohle mit einem Anteil von 37 % der wichtigste Energierohstoff.

Ende 2006 waren weltweit Kohlereserven in Höhe von 1.019 Gt nachgewiesen, davon 736 Gt Hartkohle und rund 283 Gt Weichbraunkohle. Bei den Ressourcen ergaben sich gegenüber der vorigen Studie (BGR 2006) gravierende Veränderungen. Insbesondere durch die Einbeziehung von bisher unberücksichtigten prognostischen Ressourcen in China und den GUS-Staaten erhöhten sich die Hartkohleressourcen gegenüber dem Vorjahr um rund 4.718 Gt (+ 115 %) auf 8.818 Gt und die Weichbraunkohleressourcen von 1.025 Gt auf 3.075 Gt (+ 200 %).

Die Welt-Kohleförderung 2006 betrug rund 6.323 Mt. Davon entfiel mit 5.356 Mt (84,7 %) der überwiegende Anteil auf Hartkohle und die restlichen 967 Mt auf Weichbraunkohle.

Im Gegensatz zum Erdöl sind die Kohlevorkommen regional weniger konzentriert. Die Hartkohleproduktion ist auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Rund 55 % der weltweiten Hartkohleproduktion stammen jedoch aus Ländern mit staatlich gelenkter Kohlewirtschaft wie etwa der VR China, Indien und Polen. Die acht größten privatwirtschaftlichen Unternehmen erbringen lediglich 16 % der weltweiten Hartkohleproduktion. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen 21 bis 32 im Anhang.

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Produktion ab 1950 zeigt Abbildung 11. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle mit 4.697 Gt verfügt Asien, gefolgt von der GUS mit 2.917 Gt und Nordamerika mit 1.079 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlereserven verfügen die USA mit 213 Gt (ca. 29 % Weltanteil). Die VR China folgt mit ca. 167 Gt (ca. 23 %) vor Indien mit 95 Gt (ca. 13 %). Die weiteren Plätze belegen Russland (Reservenanteil von rund 10 %), Südafrika (rund 7 %) und Australien (rund 6 %). Die bis 2012 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen 0,1 Gt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügt allein die VR China mit 4.200 Gt über 47,6 % der weltweiten Hartkohleressourcen, gefolgt von Russland mit 2.662 Gt (30,2 %) und den USA mit 719 Gt (8,2 %).

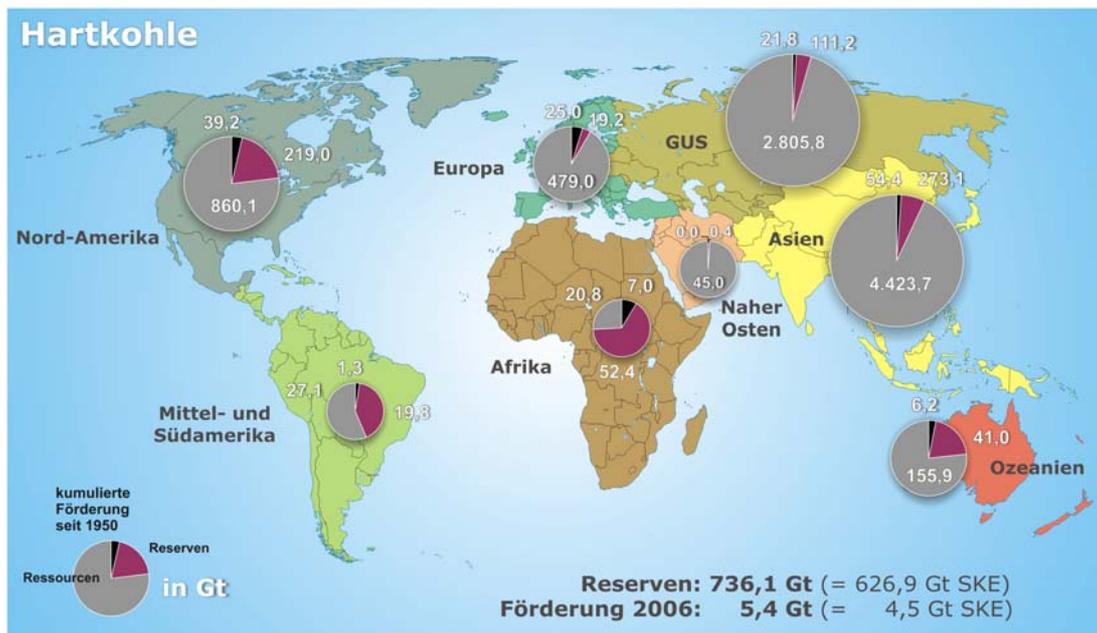


Abb. 11: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2006

Die drei größten Hartkohleförderer im Jahre 2006 waren die VR China mit einem Anteil von 44,5 % (2.381 Mt), die USA mit 18,7 % (999 Mt) und Indien mit 7,4 % (rund 399 Mt). Während die VR China und Indien ihre Produktion um rund 13 % bzw. rund 4 % steigerten, verringerte sie sich in den USA um 1,3 %. Mit 867 Mt wurden etwa 16 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 782 Mt seewärtig (VDKI 2007). Damit expandierte der Hartkohleweltmarkt um rund 7 % gegenüber dem Vorjahr. Australien dominierte wie schon in den Vorjahren den Hartkohleweltmarkt mit Hartkohleexporten von 235 Mt (28 %), gefolgt von Indonesien mit 160 Mt (19,1 %) und Russland mit 91,4 Mt (10,9 %). Die drei größten Hartkohleimporteure mit einem Volumen von zusammen 322 Mt (38,6 %) befinden sich mit Japan, Südkorea und Taiwan in Asien. Auf den weiteren Plätzen folgen Großbritannien (51 Mt; 6,1 %) und Deutschland (42,2 Mt; 5,1 %). Die nach Deutschland importierte

Hartkohle stammte dabei vor allem aus Russland (9,3 Mt), Polen (rund 9 Mt) und Südafrika (8,7 Mt). Mit 243,8 Mt entfielen knapp 30 % der weltweiten Hartkohleimporte auf die Europäische Union (EU-25).

Weichbraunkohle

Aus Abbildung 12, welche die regionale Verteilung der Weichbraunkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Förderung ab 1950 beinhaltet, wird ersichtlich, dass die GUS mit 1.384 Gt (incl. Hartbraunkohle) das größte verbleibende Potenzial aufweist. Die folgenden Plätze belegen Asien (1.092 Gt) und Nordamerika (481 Gt). Von den weltweit bekannten 283,2 Gt an Weichbraunkohlereserven im Jahre 2006 lagert nahezu ein Drittel in Russland (32,3 % Weltanteil; 91,6 Gt incl. Hartbraunkohle), gefolgt von Deutschland (14,4 %; 40,8 Gt), Australien (13,3 %; 37,7 Gt), den USA (11,8 %; 33,3 Gt) und der VR China (8,8 %; 25 Gt).

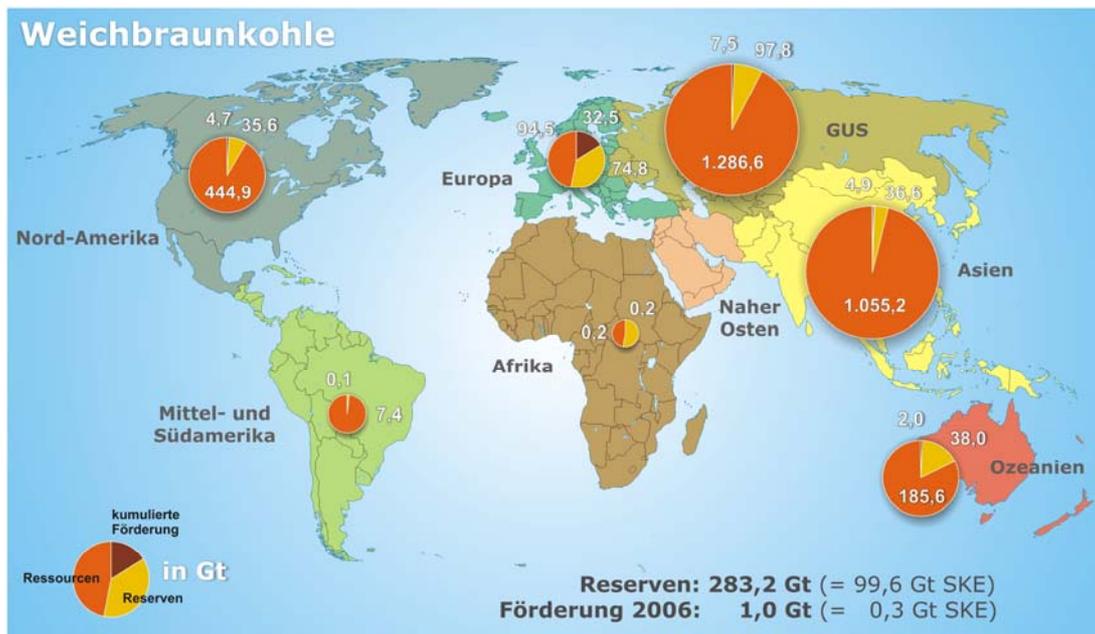


Abb. 12: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2006

Bei den Weichbraunkohleressourcen besitzt Russland mit 1.280 Gt (Weltanteil von 41,6 %) die größten Ressourcen vor der VR China mit 627 Gt (20,4 %) und den USA mit 394 Gt (12,8 %). Aus nur zehn von 43 Förderländern wurde im Jahre 2006 rund 80 % (774 Mt) der Welt-Weichbraunkohleförderung (967 Mt) erbracht. Deutschland war mit einem Anteil von 18,2 % (176,3 Mt) der größte Weichbraunkohleproduzent vor der VR China (10,3 %; 100 Mt) und den USA (7,9 %; 76 Mt).

Die Rolle der Kohle und die künftige Entwicklung auf dem Hartkohlemarkt lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ◆ Kohle verfügt von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen mit einem Anteil von 54 % (726 Gt SKE) an den Reserven und 75 % (8.710 Gt SKE) an den Ressourcen über das größte Potenzial. Das verbleibende Potenzial an Hartkohle und Weichbraunkohle ist ausreichend, um den absehbaren Bedarf für viele Jahrzehnte zu decken.
- ◆ Bei der Nutzung von Kohle wird in erheblichen Mengen das Treibhausgas CO₂ freigesetzt. Die zukünftige Verwendung von Kohle wird voraussichtlich auch davon abhängen, inwieweit es möglich sein wird, die hohen spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle durch die Anwendung von „Clean Coal“-Technologien im Strom- und Stahlsektor zu reduzieren.
- ◆ Auf Kohle entfallen derzeit 30 % (rund 4,8 Gt SKE) des globalen Energieverbrauchs. Davon werden 68 % in der Verstromung eingesetzt. Auch zukünftig wird Kohle diese bedeutende Rolle in der weltweiten Energieversorgung einnehmen. Nach den Referenzszenarien der EIA (2006) und IEA (2006a) wird Kohle auch im Jahre 2030 mit einem PEV-Anteil von 27 bzw. 26 % der zweitwichtigste Energieträger nach dem Erdöl bleiben. Demzufolge sollen der weltweite Kohleverbrauch und dementsprechend auch die Förderung auf 8,9 Gt (IEA 2006a) bis 9,6 Gt (EIA 2006) im Jahre 2030 ansteigen. Vor dem Hintergrund der überdurchschnittlichen Zuwachsraten in den letzten Jahren und einer Kohleförderung von bereits 6,3 Gt im Jahre 2006 könnten diese Werte deutlich übertroffen werden.
- ◆ Bedingt durch die gestiegenen Preise von Erdöl und Erdgas ist das Interesse an Kohleflözgas- (coalbed methane/CBM) und Kohleverflüssigungsprojekten (coal-to-liquid/CTL) international in den vergangenen Jahren merklich gestiegen. Dieser Trend wird sich voraussichtlich fortsetzen.
- ◆ Der Weltmarkt für Hartkohle wird weiter wachsen. Die Steigerungsraten der letzten zwei Jahre von durchschnittlich 7 % jährlich (VDKI 2007) könnten vor dem Hintergrund der weiteren Reduzierung der Hartkohleförderung in Europa und des wachsenden Bedarfs in der VR China und Indien in naher Zukunft noch überschritten werden. Lieferengpässe treten immer wieder vor allem durch die begrenzten Kapazitäten für den Kohleumschlag in den Häfen und die begrenzten Frachtkapazitäten auf.
- ◆ Ein großes Exportpotenzial für Hartkohle aufgrund kostengünstig produzierender Gruben, ausreichender Lagerstättenvorräte sowie relativ geringen Eigenbedarfs besitzen vor allem Australien, Indonesien, Russland und Kolumbien.
- ◆ Die aktuellen Entwicklungen auf dem Kohlesektor in der VR China weisen darauf hin, dass sich das Land vom zweitgrößten Hartkohleexporteur im Jahre 2001 vermutlich noch vor dem Jahre 2010 zu einem Nettoimporteur entwickeln wird. Dieser Umstand würde einen starken Einfluss auf den Weltmarkt ausüben, da die Deckung von nur 2 % bis 3 % (50 Mt bis 70 Mt) des chinesischen Kohleverbrauchs über Importe schätzungsweise 6 % bis 8 % der weltweit gehandelten Hartkohlen entspräche.

- ◆ Nach einer kurzen Unterbrechung des Höhenflugs der (Spotmarkt-)Preise für Kesselkohle im Jahre 2005 steigen diese seit Anfang 2006 nahezu kontinuierlich an. Die nordwesteuropäischen Kesselkohlepreise (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) stiegen im Oktober 2007 erstmals über 100 \$/t. Dies entspricht 70 bis 80 \$/t für Kohle ab den Häfen (fob) in Südafrika bzw. Australien und stellt ein neues Allzeithoch (nominal) dar. Die hohen Kohlepreise sind dabei vor allem dem ungebrochen hohen asiatischen Bedarf und den gestiegenen Frachtraten zuzuschreiben. Vor diesem Hintergrund erscheint die von verschiedenen Institutionen prognostizierte deutliche Verringerung der Kesselkohlepreise auf 40 bis 50 \$/t (fob) in naher Zukunft unwahrscheinlich.

Uran

Mit Uranreserven von etwa 1,95 Mt steht für die nächsten Jahrzehnte ein ausreichendes Potenzial zur weltweiten Versorgung der Kernkraftwerke zur Verfügung. Im Jahr 2006 verbrauchten die Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 389,5 GW_e rund 66.500 t Natururan (U_{nat}), wovon 40.039 t aus der Bergwerksproduktion stammten.

Die Reserven und Ressourcen an Uran sind weltweit auf eine begrenzte Anzahl von Ländern verteilt (Abb. 13 und Tab. 33 bis 35 im Anhang). Die bis 40 \$/kg U gewinnbaren Reserven liegen zu über 96 % in 10 Ländern (Tab. 33 im Anhang), angeführt von Australien (701.000 t U, ca. 36 %), gefolgt von Kanada (287.200 t U, ca. 15 %), Kasachstan (278.840 t U, ca. 14 %) und Niger (172.866 t U, ca. 9 %). In diesen 4 Ländern sind etwa 74 % der Reserven konzentriert.

Im Gegensatz zu den fossilen Energierohstoffen besteht bei Uran seit mehreren Jahren eine Lücke zwischen der Förderung und dem

Verbrauch. Die Weltbergwerksförderung lag in den letzten fünf Jahren zwischen 32.200 t U und 41.870 t U, bei einem jährlichen Verbrauch von über 60.000 t U. Die Lücke wurde aus früher angelegten zivilen Lagerbeständen und aus strategischen (militärischen) Lagerbeständen insbesondere Russlands und der USA gedeckt. Die Lager wurden in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches und auch unter militärischen Gesichtspunkten angelegt und werden jetzt sukzessiv abgebaut. Für den künftigen Verbrauch spielt aus der Abrüstung von Kernwaffen verfügbar werdendes Uran sowie aus der Wiederaufarbeitung von Brennelementen verfügbares Uran und Plutonium eine gewisse Rolle, die beide jedoch von politischen Entscheidungen abhängig sind.

Bei der Versorgung aus der Bergwerksförderung stellen wenige Länder den Hauptteil für die Deckung des weltweiten Bedarfs (Tab. 36). Kanada lieferte 24,6 % (9.862 t U) der Weltförderung. Australien, Kasachstan und Russland produzierten insgesamt weitere 40 % der Weltförderung. Die Großverbraucher USA, Frankreich, Japan, Deutschland und Großbritannien haben nur eine beschränkte Eigenförderung (USA) oder sind ganz auf Importe angewiesen. Bei anhaltend steigenden Preisen wird sich die Tendenz der Förderkonzentration auf wenige Länder mit kostengünstigen Lagerstätten (Kanada, Australien, Kasachstan, Usbekistan) vermutlich nicht fortsetzen. In der Folge kann auf Grund der Reservensituation von einer weiteren Diversifizierung der Produzentenländer ausgegangen werden. Lediglich 18 Bergwerksgesellschaften produzierten im Jahr 2006 ca. 83,2 % des Urans.

Der weltweite Uranspotmarktpreis setzte seinen Anfang 2003 begonnen Anstieg von 37,05 \$/kg U auf 52,65 \$/kg U im Jahr 2004, über 94,25 \$/kg U im Jahr 2005 bis auf 187,20 \$/kg U im Jahr 2006 fort. Dies führte nach dem Preisverfall auf unter 26 \$/kg U seit 1997 zu einer deutlichen und nachhaltigen Marktbelebung. Im ersten Halbjahr 2007 kam

es zu weiteren Preisanstiegen, auf 353,60 \$/kg U im Juli 2007 (Abb. 3). Eine detaillierte Zusammenstellung der Länder mit den größten Uranreserven, Uranressourcen, Uranförderung und Uranverbrauch enthalten die Tabellen 34 bis 37 im Anhang.

Thorium

Thorium spielt derzeit für die Energieerzeugung keine Rolle, da weltweit keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb sind. Diese Technologie wird derzeit in Indien und Südafrika vorangetrieben. Sollte in Zukunft eine Nutzung beginnen, sind Reserven von mehr als 2 Mt Thorium als Ausgangsbasis vorhanden.

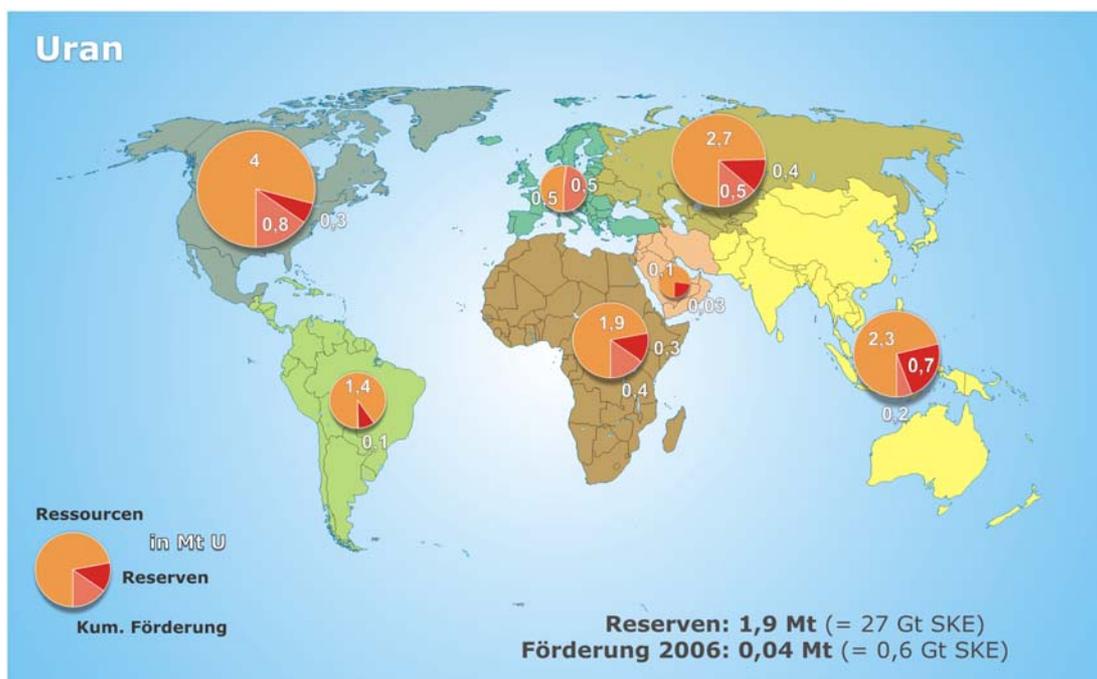


Abb. 13: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Uran 2006

5 Verflüssigtes Erdgas (LNG) im künftigen Erdgasmarkt

LNG (liquefied natural gas) steht für Erdgas, das überwiegend aus Methan und Ethan besteht und für Transportzwecke durch Abkühlung unter atmosphärischem Druck auf -162°C verflüssigt wird. Dabei verringert sich das Volumen des Erdgases auf 1/670. LNG wird in speziellen LNG-Hochseetankerschiffen transportiert. Es ist damit nicht, wie oftmals irrtümlich verstanden, eine Alternative zum Erdgas, sondern eine Transportoption neben dem traditionellen Transport von Erdgas per Pipeline.

Da zur Verflüssigung von Erdgas erheblich Energie benötigt wird, sind die spezifischen Transportkosten auf kurze Entfernungen deutlich höher als beim Transport per Pipeline. Erst ab einer Entfernung von etwa 3000 km ist der Transport von LNG günstiger als der Pipelinetransport. Der Transport als LNG bietet den Vorteil der größeren Flexibilität, da er nicht an ein starres Leitungssystem mit festen Ausgangs- und Endpunkten wie beim Pipelinetransport gebunden ist. Sofern nicht vertraglich Richtungsklauseln festgelegt sind, können LNG-Tanker zwischen beliebigen Verlade- und Anlandeterminals verkehren. Damit wird auch die Möglichkeit der Herausbildung eines größeren Spotmarktes für Erdgas eröffnet. Andererseits ist der LNG-Handel an die Weltmeere gebunden und damit existieren zwei große Märkte im Atlantischen und Pazifischen Bereich. Für die Belieferung des LNG-Marktes kommen daher bevorzugt küstennahe oder offshore-Felder in Frage.

Zur LNG-Kette gehören

- Abscheideanlagen für höhere Kohlenwasserstoffe,
- Anlagen zur Kühlung und Verflüssigung des Erdgases,
- LNG-Lagertanks,
- Verladeterminals für das LNG,
- LNG-Tanker,
- Anlandeterminals,
- LNG-Lagertanks und
- Anlagen zur Verdampfung (Regasifizierung) des verflüssigten Erdgases, bevor es in das normale Pipelinetz wieder gasförmig eingespeist werden kann.

Die Kosten für die Errichtung einer kompletten LNG-Kette gibt Darley (2004) mit 3 bis 10 Mrd. \$ an. Der spezifische Energieverbrauch innerhalb der LNG-Kette beträgt z. B. für den Transport von Katar an die Ostküste der USA etwa 15 % bezogen auf die transportierte Gesamtmenge.

Das erste verflüssigte Erdgas wurde 1964 von Algerien nach Großbritannien geliefert. Seitdem hat sich der Handel mit LNG sprunghaft entwickelt. Von den im Jahr 2006 weltweit grenzüberschreitend gehandelten 855 G. m³ Erdgas – (rund 29 % der Nettoförderung) - wurden 24 % (211 G.m³) per LNG-Tanker transportiert. Im Jahr 2006 waren 13 Länder am LNG-Export beteiligt. Größter Exporteur war Katar, das Indonesien vom ersten Platz verdrängte (Abb. 14). Über 40 % der Exporte kamen aus Austral-Asien, wurden aber im eigenen regionalen Markt gehandelt. Afrika folgt mit 27,5 % vor dem Nahen Osten mit 23,6 %. Die OPEC nimmt mit 52,5 % Anteil am LNG-Export eine ähnlich führende Stellung ein wie beim Erdöl (54 %). 2006 importierten 17 Länder LNG. Japan dominiert hier eindeutig mit einem Anteil von knapp 39 % (Abb. 15). Aus regionaler Sicht ist hier der Asiatische Erdgasmarkt als fast reiner LNG-Markt vorherrschend, der 64 % der Importe aufnimmt. Europa folgt mit einem Anteil von gut 27 %.

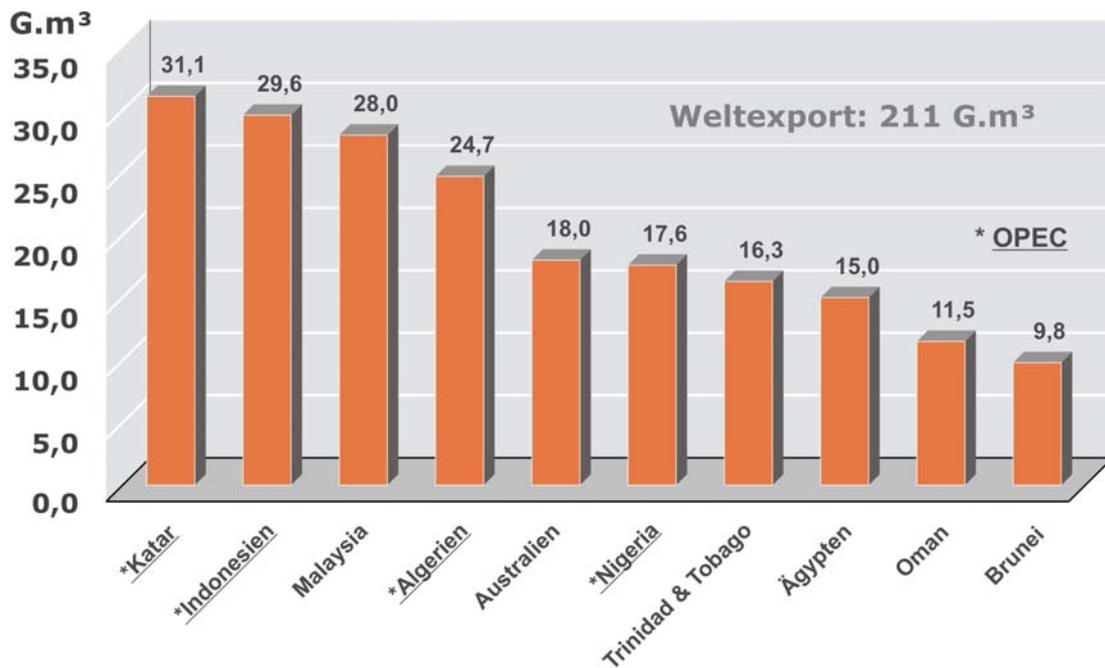


Abb. 14: Exporteure von LNG 2006: Top Ten

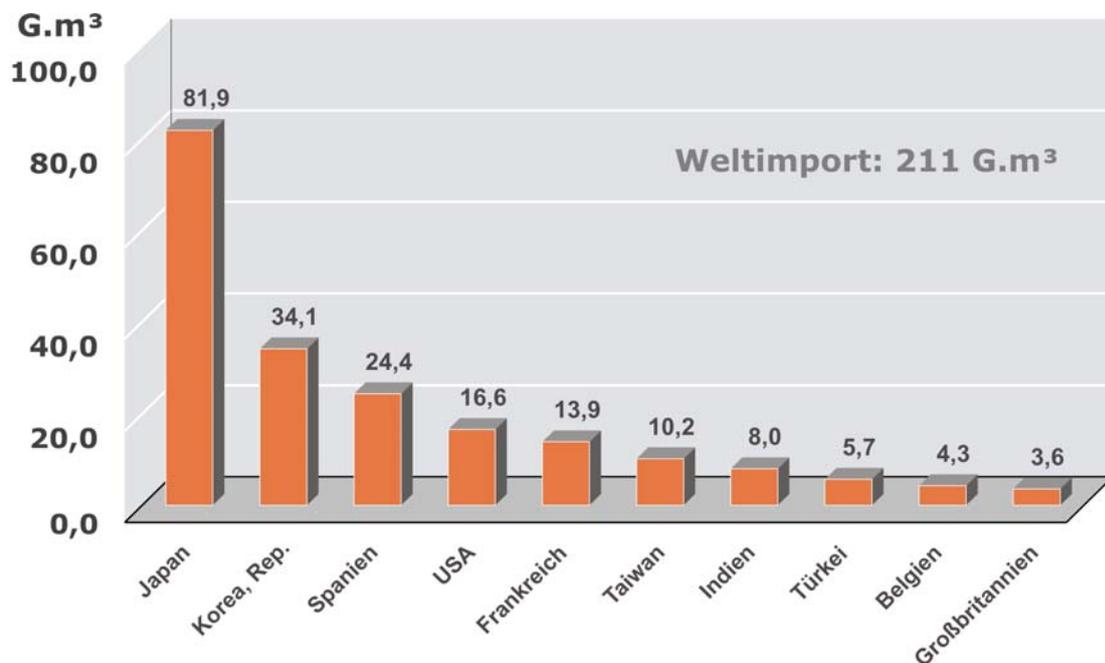


Abb. 15: Importeure von LNG 2006: Top Ten

Für die Versorgung des europäischen Marktes ergibt sich ein differenziertes Bild bezogen auf die Anteile von LNG an den Gesamt-

importen an Erdgas. Am Handel mit LNG sind nur acht Länder beteiligt. Alle anderen europäischen Länder werden ausschließlich

über Pipelines versorgt. Einen hohen LNG-Anteil (>25 %) weisen die Atlantikanrainer Spanien, Portugal und Frankreich auf, etwas geringer (>15 %) ist er bei den Mittelmeerrainern Türkei und Griechenland sowie bei Großbritannien und Belgien. Bei Italien liegt der Anteil unter 4 %. Der generelle Trend sieht eine Erhöhung des Anteils von LNG am importierten Erdgas. Das 2006 in Europa angelandete LNG stammte (bezogen auf das Erdgasvolumen) mit 32,7 G.m³ zu über 50 % aus Nordafrika (Algerien, Ägypten, Libyen).

Ein Ausbau bzw. Neubau von Anlandekapazitäten ist sowohl im Atlantik- und Mittelmeerraum vorgesehen als auch in der Nord- und Ostsee. Für Deutschland besteht bisher keine direkte Möglichkeit zum Bezug von LNG, allerdings ist der Bau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven vorgesehen, der voraussichtlich 2010 in Betrieb gehen soll. Neben Anlandeterminals ging im September 2007 im norwegischen Hammerfest eine Verflüssigungsanlage mit Verladeterminal in Betrieb, die mit dem Erdgas aus dem Snøhvit-Feld in der Barentssee beliefert wird.

Trends beim LNG

Ausgehend von den bisherigen Entwicklungen wird mittelfristig eine starke Zunahme des Handels mit LNG erwartet. Allein in den nächsten fünf Jahren wird mit einer Verdoppelung der Verflüssigungskapazitäten gerechnet. Eine ähnliche Entwicklung ist auch beim Ausbau der Anlandeterminals zu erwarten. Die IEA (2006a) geht für diesen Zeitraum von Investitionen in Höhe von fast 100 Mrd. \$ aus. Die Investitionen für neue LNG-Tanker werden auf 32 Mrd. \$, für Regasifizierungsanlagen auf weitere 31 Mrd. \$ beziffert. Für das Jahr 2030 rechnet die IEA (2004a) mit einem LNG-Anteil am Erdgas-handel von über 50 %.

Ein Trend der letzten Jahre ist der Bau größerer Einheiten bei Verflüssigungsanlagen und Tankern, die zu einer Kostenreduzierung

führten und damit zum Anwachsen des LNG-Handels. Daneben gibt es einige technische Entwicklungen insbesondere im offshore-Bereich, die eine Erweiterung des LNG-Handels positiv beeinflussen können (Cox 2006). Zu nennen sind hier:

- FPSO (floating, production, storage and offloading units) für LNG (FLNG) für größere Wassertiefen, die zur Förderung, Verflüssigung, Lagerung und Verladung offshore dienen,
- LNG-Plattformen für Wassertiefen von 20 bis 50 m, die Erdgas von Förderplattformen übernehmen und verflüssigen,
- FSRU (floating, storage and regasification units), die das verflüssigte Erdgas an Bord verdampfen,
- GBS (gravity based structures) für die Lagerung und Regasifizierung in Wassertiefen kleiner 30 m.

Einher gehen diese Entwicklungen mit dem Eintreten neuer Anbieter und Abnehmer. So kommen mit Russland, Iran, Norwegen, Angola, Elfenbeinküste, Jemen und Peru neue Anbieter auf den Markt. Als Abnehmer könnten Pakistan, Chile, Brasilien, Jamaika, aber auch europäische Länder wie Kroatien, Polen und Deutschland sowie Israel hinzukommen. Besonders große Zuwächse bei der Nachfrage sind von Indien und China aber auch Großbritannien und den USA zu erwarten. Zur Deckung ihres steigenden Energiebedarfs sind die USA zukünftig verstärkt auf LNG angewiesen, da die Erdgasproduktion im eigenen Land und Importe aus Kanada stagnieren werden oder sogar rückläufig sein dürften.

Damit wird längerfristig der Anteil von LNG an der Erdgasversorgung der Europäischen und Nordamerikanischen Erdgasmärkte zunehmen. Generell ist aber damit zu rechnen, dass für Europa die Versorgung mit Pipeline-gas aus Russland, Norwegen, Nordafrika und

möglicherweise dem Iran bestimmend bleibt. LNG wird jedoch einen Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung leisten.

Im Asiatischen Erdgasmarkt wird trotz absoluten Anstiegs der Anteil von LNG am Erdgashandel zurückgehen, bedingt durch die Aufnahme von Lieferungen per Pipeline aus Russland nach China und möglicherweise andere ostasiatische Länder, von Indonesien, Malaysia und Myanmar nach Singapur und Thailand und vom Iran nach Pakistan und Indien.

Mit der Zunahme des LNG-Handels bildete sich nach und nach ein Spotmarkt für Erdgas aus. Allerdings ist sein Anteil am gesamten LNG-Markt noch gering und die meisten Verträge werden langfristig geschlossen. In den kommenden Jahren soll er bis auf 20 % ansteigen. Damit könnte zukünftig eine gewisse Entkoppelung des Erdgaspreises vom Erdölpreis auftreten, wobei die Spotmarktpreise für Erdgas der gleichen Volatilität unterliegen dürften wie gegenwärtig die Erdölpreise. Es könnte auch zu einer Flexibilisierung der Verträge für LNG-Lieferungen kommen, die von der bisherigen Praxis der Richtungsbindung zunehmend abgehen werden und damit die von der EU geforderte Liberalisierung u. a. durch „Third-party access“ ermöglichen dürften.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Aus der dargestellten Bewertung der aktuellen Zahlen zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit der nicht-erneuerbaren Energieträger Erdöl, Erdgas, Kohle und der Kernbrennstoffe werden zusammenfassend die folgenden Schlussfolgerungen gezogen:

Erdöl

Aus geologischer Sicht ist bei moderatem Verbrauchsanstieg eine ausreichende Versorgung mit konventionellem Erdöl bis etwa 2020 gewährleistet. Bis zu diesem Zeitpunkt wird ein Höhepunkt der Förderung von konventionellem Erdöl („Peak Oil“) erwartet. Danach erfolgt ein Rückgang der Förderung. Der Anteil der Erdölförderung aus der OPEC und speziell aus der Region am Persischen Golf wird zukünftig steigen. Die Konzentration der konventionellen Erdölreserven und auch der Erdgasreserven innerhalb der sogenannten „Strategischen Ellipse“, die sich vom Nahen Osten über den Kaspischen Raum bis in den Hohen Norden Russlands erstreckt, birgt dabei Konfliktpotenzial. Diese Ellipse fällt teilweise mit politisch instabilen Regionen zusammen.

Das nicht-konventionelle Erdöl kann zu einer Milderung des zu erwartenden Abfalls nach „Peak Oil“ beitragen, aber die danach entstehende Lücke zwischen Nachfrage und Angebot nicht schließen. Zahlreiche Faktoren können dieses Bild in die eine oder andere Richtung verändern. So können die Unsicherheiten bei der Reservenbewertung in den OPEC-Ländern zu einer Verschärfung der Situation führen, technologische Neuerungen mit höherem Ausbringen in den bekannten Feldern zu einer Entspannung. Unklar sind auch die Auswirkungen der gegenwärtigen Klimadebatte auf den zukünftigen Erdölverbrauch.

Erdgas

Die Reserven- und Ressourcenlage für Erdgas ist günstiger als für Erdöl. Erdgas kann daher voraussichtlich für Jahrzehnte in den erforderlichen Mengen zur Verfügung gestellt werden.

Die Verteilung der Erdgasreserven auf die einzelnen Märkte ist sehr unterschiedlich. Der Europäische Erdgasmarkt befindet auf Grund seiner Nähe zu erdgasreichen Regionen in Russland und den anderen GUS-Staaten sowie in Nordafrika und dem Nahen Osten in einer komfortablen Situation. Neben der Versorgung Europas über Pipelines wird zukünftig die Versorgung mit LNG zunehmen und in gewissem Maß zur Diversifizierung der Erdgasversorgung beitragen. Mit dem steigenden Anteil von LNG am weltweiten Erdgashandel können sich verstärkt Spotmärkte herausbilden. Die im Vergleich zum Erdöl hohen spezifischen Transportkosten für Erdgas stellen jedoch einen begrenzenden Faktor dar.

Kohle

Kohle ist der Energierohstoff mit der größten Verfügbarkeit. Die gegenwärtig ausgewiesenen Reserven sichern bei Hartkohle mehr als 140 heutige Jahresproduktionen, bei Weichbraunkohle mehr als 200. Zudem weist Kohle unter den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen das günstigste Verhältnis Ressourcen zu Reserven auf.

Andererseits ist Kohle der fossile Energierohstoff mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen. Derzeit wird an Lösungen zur Reduzierung bzw. Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle gearbeitet. Die Abtrennung von CO₂ und seine Speicherung im Untergrund könnten hier eine Lösung sein. Sofern die klimarelevanten Nachteile der Kohle in den kommenden Jahren ausgeräumt werden können, ist anzunehmen, dass dieser Rohstoff mittel- bis langfristig eine be-

deutende Rolle bei der Energieversorgung spielen wird. Zudem können mittels Vergasung oder Verflüssigung der Kohle (CTL) Substitute insbesondere auch für den Transportsektor zur Verfügung gestellt werden. Hier sind aktuell umfangreiche Initiativen in China angelaufen.

Kernbrennstoffe

Bei Kernbrennstoffen wird aus geologischer Sicht in absehbarer Zeit kein Engpass erwartet. Neben den wachsenden Reserven aus stark zunehmender Explorationstätigkeit gibt es ausreichend Ressourcen, die eine Versorgung über Jahrzehnte sichern können. Neben der bergmännischen Gewinnung von Uran spielt die Nutzung von Sekundärquellen wie Lagerbestände, Kernwaffen und Wiederaufbereitung eine wichtige Rolle. Durch eine effizientere

Nutzung der Kernbrennstoffe in modernen Reaktoren kann die Verfügbarkeit weiter erhöht werden. Bedingt durch den geringen Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten könnten zukünftig bei Bedarf auch Uranressourcen genutzt werden, die zu deutlich höheren Kosten gewinnbar sind.

Die Nutzung von Kernenergie ist auch in Zukunft nicht durch die Verfügbarkeit der Kernbrennstoffe limitiert. Von größerer Bedeutung sind hier andere Faktoren wie die öffentliche Akzeptanz der Kernenergie, die Lösung der Endlagerungsproblematik für hoch radioaktive Abfälle oder die Entwicklung neuer Technologien zur effizienteren Nutzung der Kernbrennstoffe.

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2007): Primärenergieverbrauch in Deutschland 2006 auf Vorjahresniveau. Berlin. <http://www.ag-energiebilanzen.de/daten//inhalt1.php#a1>
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2006): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005. 82 S.; Hannover.
- BP (versch. Jahrgänge): BP Statistical Review of World Energy. Jg. 1995 bis 2006; London.
- (2007): BP Statistical Review of World Energy. June 2007, 48 S.; London. <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>
- COX, P. (2006): The rise of offshore LNG technology. Offshore Engineer. H. 9, S. 83-90.
- DARLEY, J. (2004): High noon for natural gas: the new energy crisis. 266 S.; Chelsea Green Publishing Company, Vermont
- EIA (Energy Information Administration) (2006): International Energy Outlook 2006, 202 S.; US Department of Energy, Washington D.C.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2006): URANIUM 2005: Resources, Production and Demand. 391 S.: OECD, Paris.
- IEA (International Energy Agency) (2003): World Energy Investment Outlook. 516 S.; Paris.
- (2004a): World Energy Outlook 2004. 570 S.; Paris.
- (2004b): Security of gas Supply in Open Markets. LNG and Power at Turning Point. 494 S.; Paris.
- (2005a): World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights. 629 S.; Paris.
- (2005b): Coal Information 2005. 487 S.; Paris.
- (2006a): World Energy Outlook 2006. 596 S.; Paris.
- (2006b): Natural Gas Market Review 2006. Towards a global gas market. 134 S.; Paris.
- VDKI (2007): Verein der Kohlenimporteure – Jahresbericht 2006. 91 S.; Hamburg.

GLOSSAR

Abkürzungen und Definitionen

A

- API** American Petroleum Institute. Interessenverband der Erdöl-, Erdgas- und petrochemischen Industrie der USA. Hier: °API, Bezeichnung für das spezifische Gewicht von Erdöl (s. u. Physikalisch-chemische Definition von Kondensat, Rohöl, Schweröl, Schwerstöl und Ölsand etc.).
- ARA** Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen

B

- b, bbl** Barrel (englisch für Fass) ist eine (amerikanische) Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte (1 bbl = 158,984 Liter).
- boe** barrel(s) oil equivalent (englisch für Barrel Öläquivalent). Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Barrel Erdöl frei wird (1 boe entspr. 0,136 toe, s. u.).
- BP** British Petroleum, international tätiges Energieunternehmen mit Hauptsitz in London.
- BTL** Biomass to liquid (englisch für synthetische Kraftstoffe aus Biomasse). Herstellung über Synthesegas und Fischer-Tropsch-Synthese.
- Btu** British thermal unit (englisch für die Bezeichnung einer Energieeinheit). 1 Btu entspricht ca. 1060 J.

C

- cif** cost, insurance, freight (englisch für Kosten, Versicherungen und Fracht). Im Überseegeschäft übliche Transportklausel, entspricht der fob-Klausel (s. u.), zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt.
- CTL** coal to liquid (englisch für synthetische Kraftstoffe aus Kohle). Herstellung entweder über Synthesegas und Fischer-Tropsch-Synthese oder direkt im Bergius-Pier-Verfahren.

D

- depletion mid-point** Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven bzw. des Gesamtpotenzials gefördert worden ist.

E

Erdgas	natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung, in diesem Kontext verstanden als brennbare Naturgase.
Erdöl	natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen.
Erdöl, konventionell	fließfähiges Erdöl in der Lagerstätte, API-Grade höher als 20° - 25°.
Erdöl, nicht-konventionell	Schweröl, Schwerstöl, Ölsand (Bitumen, Asphalt), Ölschiefer, in der Lagerstätte bedingt oder nicht fließfähig.
EU-15, -25	<i>s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
EUR	<u>E</u> stimated <u>U</u> ltimate <u>R</u> ecovery: engl.: geschätztes Gesamtpotenzial eines Energierohstoffes.

F

fob	<u>f</u> ree <u>o</u> n <u>b</u> ord (englisch für frei an Bord). Im Überseege­schäft 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.
------------	--

G

Gesamtpotenzial	Kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen, auch Estimated Ultimate Recovery.
GTL	<u>g</u> as <u>t</u> o <u>l</u> iquid (englisch für synthetische Kraftstoffe aus Erdgas). Herstellung über Synthesegas und Fischer-Tropsch-Synthese.
GUS	<i>s. u.: Ländergruppen (regional)</i>

H

Hartkohle	Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt der Kohle (aschefrei) > 16.500 kJ/kg.
Hydrat	feste (schneeartige) physikalische Verbindungen zwischen zwei Stoffen (hier: Gas und Wasser), die unter bestimmten Druck-Temperaturbedingungen stabil sind.

I

IEA	<u>I</u> nternational <u>E</u> nergy <u>A</u> gency (Sitz: Paris), Organisation der OECD.
IR	<u>I</u> nferred <u>R</u> esources. Ressourcen von Uran, entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (= estimated additional resources)

J

J	<u>J</u> oule (0,2388 Kalorien)
----------	---------------------------------

K

kumulierte Förderung Summe aller Jahresförderungen seit Förderbeginn

L

LNG Liquefied Natural Gas (englisch für verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162°C verflüssigtes Erdgas. (1 t LNG enthält ca. 1.400 Nm³ Erdgas, 1 m³ LNG wiegt ca. 0,42 t).

N

N.m³ Norm-Kubikmeter: Gasmenge in 1 m³ bei 0 °C und 1.013 mbar [auch m³ (Vn) abgekürzt]; 1 Nm³ = 35,315 scf.
siehe Umrechnungsfaktoren

O

OECD Organization for Economic Cooperation and Development (englisch für Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung) mit Sitz in Paris. Mitgliedsländer: *s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen*

offshore vor der Küste liegende Gebiete, unter Wasserbedeckung.

OPEC Organization of Petroleum Exporting Countries (englisch für Organisation Erdöl exportierender Länder) mit Sitz in Wien; Mitgliedsländer: *s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen*

OPEC-10 Opec-Mitgliedsländer ohne Irak

OPEC Basket Preiskorb aus OPEC-Referenzölen ab 1.1.1987 (arithmetisches Mittel) bis 15.6.2005: Saharan Blend (Algerien, Minas (Indonesien), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Saudi-Arabien), Dubai (V.A.E.), Tia Juana Light (Venezuela) und Isthmus (Mexiko); ab 16.6.2005: Saharan Blend (Algerien, Minas (Indonesien), Iran Heavy (Iran), Basrah Light (Irak), Kuwait Export (Kuwait), Ess Sider (Liyen), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Katar), Arab Light (Saudi-Arabien), Murban (V.A.E.) und BCF-17 (Venezuela).

P

PEV Primärenergieverbrauch: (volkswirtschaftlich) die gesamte zugeführte bzw. verbrauchte Menge an Primärenergie in einem Land in Form von Energierohstoffen.

Peak Oil Zeitpunkt, bei dem das Maximum der Förderung von konventionellem Erdöl erreicht ist.

R

RAR (Uran:) Reasonably assured resources (englisch für einigermaßen gesicherte Ressourcen). In der niedrigsten Kostenklasse: Reserven, sonst Ressourcen.

reserve growth	Zunahme/Wachstum der Reserven in einem Öl-/Gasfeld durch erhöhte Ausbeutefaktoren infolge Nutzung verbesserter Fördertechnologien und bessere Kenntnis der Lagerstätte und Abbauprozesse.
Reserven	zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte, <i>s. u.: Definitionen Reserven und Ressourcen.</i>
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen, <i>s. u.: Definitionen Reserven und Ressourcen.</i>
S	
SKE	<u>Steinkohleeinheit</u> , entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird, <i>siehe Umrechnungsfaktoren.</i>
SPE	<u>Society of Petroleum Engineers</u> (engl.), Vereinigung der Erdöl-Ingenieure.
T	
t SKE:	<u>Tonne Steinkohleneinheiten</u> (siehe SKE, hier: in Tonnen) entspricht ca. $29,308 \times 10^9$ Joule), <i>siehe Umrechnungsfaktoren.</i>
toe	<u>Ton(s) oil equivalent</u> : englisch, Tonne(n) Erdöläquivalent, Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird (entspricht ca. $41,8 \times 10^9$ Joule oder 7,35 boe).
U	
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.
V	
verbleibendes Potenzial	Reserven plus Ressourcen.
W	
WBK	<u>Weichbraunkohle</u> , Energieinhalt der Rohkohle (aschefrei) < 16.500 kJ/kg.
WPC	<u>World Petroleum Congress</u> (englisch für Welt-Erdöl-Kongress).
\$	US\$, Währung der Vereinigten Staaten von Amerika

Definitionen Reserven und Ressourcen

Reserven sind die Mengen eines Rohstoffes, die mit den derzeitig verfügbaren technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbar sind. Das bedeutet, dass die Höhe der Reserven von den Preisen abhängt, aber auch vom Stand der Technik.

Die Abhängigkeit der Höhe der Reserven vom Preis wird besonders beim Uran deutlich, dem einzigen Energierohstoff, dessen Reserven und Ressourcen seit langer Zeit nach Gewinnungskosten unterteilt werden. Die bei Uran darstellbaren Fluktuationen der Reserven und Ressourcen würden sich bei den anderen Energierohstoffen in ähnlicher Weise auswirken, wenn man über entsprechendes belastbares Zahlenmaterial weltweit verfügen würde.

Zur Vermeidung von Missverständnissen bei der Angabe von Vorratsmengen wurde die einheitliche Definition der Begriffe Reserven und Ressourcen aus der vorhergehenden Studie (BGR 2006) übernommen und z. T. aktualisiert. Der Vergleich der einzelnen Termini ist unten dargestellt. Hiernach finden für die Studie folgende Begriffe Anwendung:

Reserven:

Diejenigen Mengen eines Energierohstoffes, die mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können. Synonym gebräuchlich sind: bauwürdig ausbringbare Reserven, sicher (und wahrscheinlich) gewinnbare Vorräte.

Bei Uran wird die eingeführte Bezeichnung „reasonably assured resources“ (RAR) verwandt, wobei nur die Kostenklasse gewinnbar bis 40 \$/kgU zu den Reserven zählt.

Ressourcen:

Diejenige Mengen eines Energierohstoffes, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber die Mengen, die auf Basis geologischer Indikatoren noch erwartet werden und mittels Exploration nachgewiesen werden können. Bei Kohlenwasserstoffen wird dabei, ähnlich wie bei den Reserven, nur der als gewinnbar eingeschätzte Teil berücksichtigt. Bei der Kohle sind es „in situ“-Mengen, d. h. die Gesamtmenge unabhängig von ihrer Gewinnbarkeit.

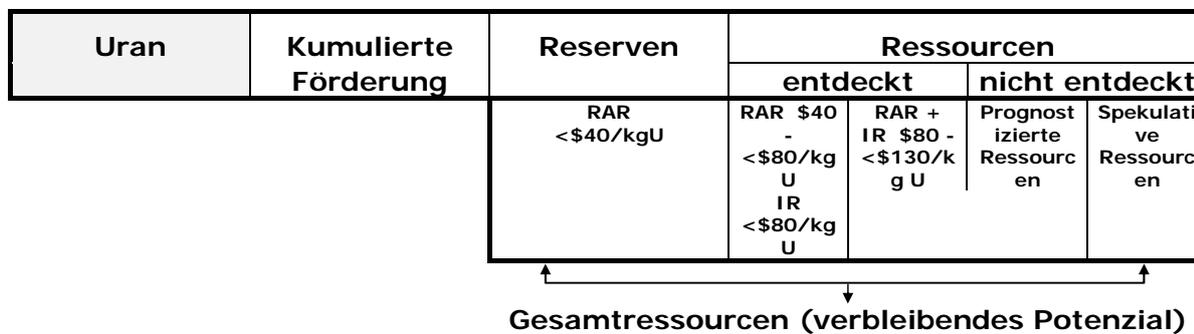
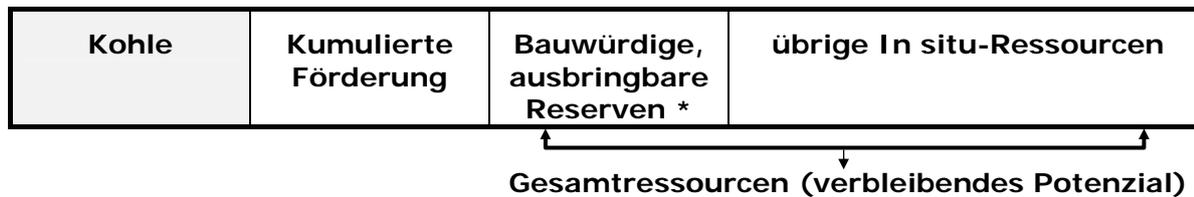
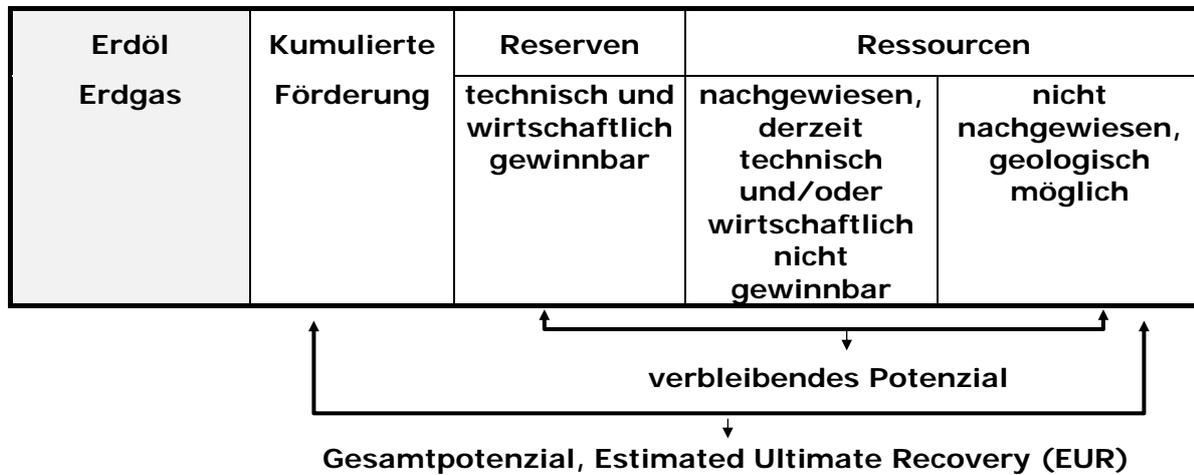
Gesamtressourcen (GR) bei Kohle und Uran, identisch mit verbleibendem Potential bei Erdöl und Erdgas:

Die Summe aus Reserven plus Ressourcen. Zu beachten ist, dass jeweils Reserven nicht in den Ressourcen enthalten sind.

Gesamtpotenzial, Estimated Ultimate Recovery (EUR):

Es schließt neben den Reserven und Ressourcen die bisherige kumulierte Förderung ein und ist vorwiegend bei den Kohlenwasserstoffen gebräuchlich. Da diese Bezeichnung bei anderen Energierohstoffen nicht gebräuchlich ist, wurde auf eine Übertragung verzichtet.

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



RAR = Reasonably Assured Resources

IR = Inferred Resources (früher EAR I)

unter derzeitigen landesüblichen Bedingungen

Ländergruppen (regional)

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, Jugoslawien (mit Kosovo, Montenegro, Serbien, Wojwodina), Kanalinseln (zu GB), Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Moldau (Moldawien), Monaco, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Zypern

GUS (Gemeinschaft unabhängiger Staaten; 12 Länder)

Armenien, Aserbaidtschan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorial Guinea, Äthiopien, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cabinda (zu Angola), Dschibuti, 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, Mauritien, 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, Westsahara (Demokratische Arabische Republik), Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

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

Austral-Asien

„Austral“-Anteil: 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, Ost-Timor, 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), West-Timor (zu Indonesien)

„Asien“-Anteil: 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,

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, USA

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

Anguilla (zu GB), Antigua & Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien, Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falkland Inseln (zu GB), Französisch Guyana (zu Frankreich), Grenada, Guadeloupe (zu Frank-

reich), Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Kaiman-Inseln (zu GB), Kolumbien, Kuba, Martinique (zu Frankreich), Montserrat (zu GB), Nicaragua, Niederländische Antillen (zu NL), Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico (zu USA), St. Kitts & Nevis, St. Lucia, St. Vincent & die Grenadinen, Suriname, Trinidad & Tobago, Turks & Caicos Inseln (zu GB), Uruguay, Venezuela, Virgin Inseln (zu GB), Virgin Inseln (zu USA)

Wirtschaftspolitische Gliederungen

Europäische Union (EU-15)

Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien

Europäische Union (EU-25)

Europäische Union (ab 1.5.2004): EU-15 plus neue Mitgliedsländer: Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern.

OECD (gegr. 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 (Stichtag 31.12.2006)

Algerien, Ecuador (bis 31.12.1992), Gabun (bis 10.06.1996), Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate

Erdgasmärkte

Europäischer Erdgasmarkt

Europa, GUS, Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko, Tunesien, Westsahara (Demokratische Arabische Republik)

Asiatischer Erdgasmarkt

Austral-Asien, Naher Osten

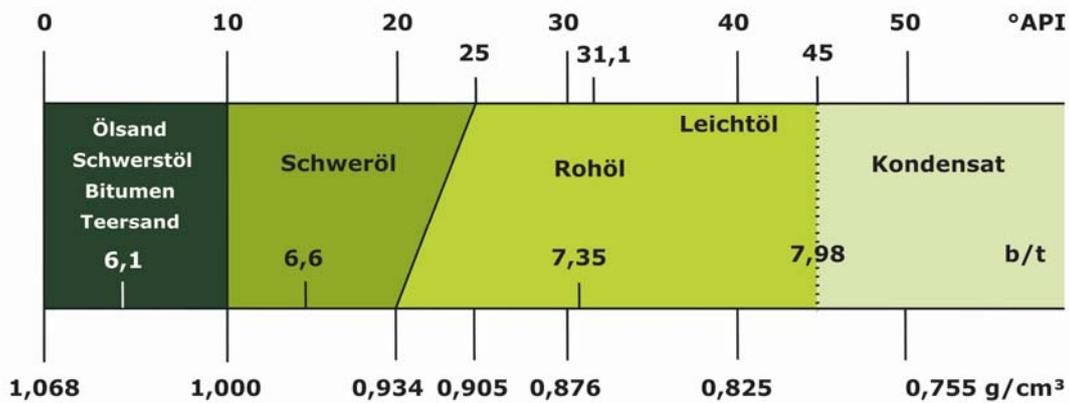
Nordamerikanischer Erdgasmarkt

Nordamerika

Lateinamerikanischer Erdgasmarkt

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

Physikalisch-chemische Definitionen von Kondensat, Rohöl, Schweröl, Schwerstöl und Ölsand etc.



Viskosität

Schweröl, Schwerstöl < 10.000 mPas. (cp)

Bitumen, Öl-/Teersand > 10.000 mPas. (cp)

Maßeinheiten

J	Joule	1 J = 1Ws (Wattsekunde)
GJ	Gigajoule	1GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278·10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278·10 ⁶ kWh = 34,1·10 ³ t SKE
EJ	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278·10 ⁹ kWh = 34,1·10 ⁶ t SKE
m ³	1 Kubikmeter = 1000 Liter	
M.m ³	1 Megakubikmeter = 10 ⁶ m ³	
G.m ³	1 Gigakubikmeter = 10 ⁹ m ³	
T.m ³	1 Terakubikmeter = 10 ¹² m ³	
t	1 Tonne = 1000 kg	
kt	1 Kilotonne = 1000 t	
Mt	1 Megatonne = 10 ⁶ t	
Gt	1 Gigatonne = 10 ⁹ t	
Tt	1 Teratonne = 10 ¹² t	

Umrechnungsfaktoren*

1 t Erdöl:	1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1 t LNG:	1.380 m ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J
1000 m ³ Erdgas:	35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
1 t SKE:	0,70 toe = 770,7 m ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J):	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. t Erdöl = 26,3 Mrd. m ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh
1 t Uran (nat.):	14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
1 kg Uran (nat.):	2,6 lb U ₃ O ₈

* 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 m³ 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/m³ im unteren Bereich. Der durchschnittliche Heizwert aus der Produktion der Top Ten des Jahres 2006 liegt bei 38,3 MJ/m³. Andere Umrechnungsfaktoren schwanken zwischen 37,68 MJ/m³ (BP 2007) und 41,4 MJ/m³ (E.ON Ruhrgas). Damit liegt der Wert von 38 MJ/m³ im sicheren Bereich.

Anhang

Tabelle 7: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2006 [in Mt]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressour- cen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Albanien	0,4	51,0	27	20	98	47
Bulgarien	0,1	8,8	2	5	16	7
Dänemark	17,1	253,9	206	50	510	256
Deutschland	3,5	275,7	41	20	337	61
Frankreich	1,1	119,0	17	70	206	87
Griechenland	0,1	16,0	1	20	37	21
Großbritannien	71,4	3.156,1	750	1.100	5.006	1.850
Irland				10	10	10
Italien	5,8	149,1	82	120	351	202
Kroatien	0,8	97,6	10	20	128	30
Litauen	0,2	3,3	2	20	25	22
Malta				5	5	5
Niederlande	1,9	133,6	14	60	207	74
Norwegen	129,5	2.809,3	1.063	1.750	5.622	2.813
Österreich	0,9	115,9	7	10	133	17
Polen	1,1	58,2	50	40	148	90
Rumänien	5,0	736,7	125	160	1.022	285
Serbien & Montenegro	0,8	38,8	11	20	69	31
Slowakei	0,2	1,5	1	5	8	6
Spanien	0,2	36,7	20	20	77	40
Tschechische Republik	0,2	9,1	2	10	21	12
Türkei	2,1	126,4	41	70	237	111
Ungarn	0,8	94,4	3	20	117	23
Aserbaidshjan	32,3	1.485,7	1.350	1.200	4.036	2.550
Belarus (Weißrussland)	1,8	125,5	27	30	182	57
Georgien	0,1	23,3	5	50	78	55
Kasachstan	65,0	1.080,6	4.800	4.000	9.881	8.800
Kirgisistan	0,1	11,0	5	10	26	15
Moldau (Moldawien)				10	10	10
Russland	480,0	18.691,0	10.238	13.500	42.429	23.738
Tadschikistan	0,0	7,7	2	30	39	32
Turkmenistan	8,4	458,4	250	1.700	2.408	1.950
Ukraine	4,5	338,0	110	150	598	260
Usbekistan	5,4	168,5	175	400	743	575
Ägypten	31,9	1.347,6	503	500	2.351	1.003
Äquatorialguinea	17,7	101,8	245	350	697	595
Äthiopien				10	10	10
Algerien	86,2	2.390,7	1.669	1.200	5.260	2.869
Angola	69,4	843,9	1.224	2.000	4.068	3.224
Benin	0,0	4,2	1	10	15	11
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	1,5	19,6	39	120	179	159

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 7: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2006 [in Mt]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Eritrea				50	50	50
Gabun	11,6	452,2	286	700	1.438	986
Ghana	0,3	3,9	2	40	46	42
Kamerun	3,2	158,8	54	200	413	254
Kongo, Rep.	13,5	256,4	259	600	1.115	859
Kongo, DR (Zaire)	1,0	36,7	24	50	111	74
Libyen	85,6	3.364,5	5.646	1.000	10.011	6.646
Madagaskar		0,0		20	20	20
Marokko	0,0	1,6	0	30	32	30
Mauretanien	2,0	2,0	14	10	26	24
Mosambik				20	20	20
Namibia				20	20	20
Nigeria	119,2	3.560,1	4.928	2.200	10.688	7.128
Südafrika, Rep.	1,0	11,7	2	20	34	22
Senegal				10	10	10
Seychellen				5	5	5
Simbabwe				10	10	10
Somalia				20	20	20
Sudan	19,6	94,3	871	250	1.215	1.121
Tansania				20	20	20
Tschad	8,0	25,9	204	100	330	304
Tunesien	3,3	177,0	54	300	531	354
Afrika ungegliedert				13	13	13
Bahrain	8,6	177,1	17	200	394	217
Irak	98,1	4.074,0	15.646	3.800	23.520	19.446
Iran	209,8	8.176,9	18.707	3.900	30.784	22.607
Israel	0,0	2,0	0	5	7	5
Jemen	18,0	309,0	408	500	1.217	908
Jordanien	0,0	0,0	0	5	5	5
Katar	50,6	1.112,1	2.069	700	3.881	2.769
Kuwait	133,2	5.192,4	13.810	700	19.702	14.510
Oman	36,7	1.111,5	748	700	2.560	1.448
Saudi-Arabien	514,6	15.709,0	35.347	8.700	59.756	44.047
Syrien	20,0	638,1	340	300	1.278	640
Vereinigte Arabische Emirate	138,3	3.512,0	13.306	1.000	17.818	14.306
Afghanistan	0,0	0,0		40	40	40
Australien	22,9	864,9	520	1.000	2.385	1.520
Bangladesch	0,2	1,8	4	30	36	34
Brunei	10,8	457,0	150	200	807	350
China, VR	183,8	4.694,0	3.000	2.200	9.894	5.200
Indien	37,4	998,3	765	400	2.164	1.165

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 7: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2006 [in Mt]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressour- cen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Indonesien	51,9	3.025,7	585	1.100	4.711	1.685
Japan	0,8	46,1	8	10	64	18
Kambodscha				20	20	20
Malaysia	36,9	838,4	571	600	2.010	1.171
Mongolei	0,0	0,7	2	50	53	52
Myanmar (Burma)	0,7	49,5	7	150	206	157
Neuseeland	0,7	43,3	7	50	101	57
Pakistan	3,2	76,0	39	150	265	189
Papua-Neuguinea	2,8	54,3	33	50	137	83
Philippinen	0,8	9,9	19	40	69	59
Taiwan	0,1	4,5	0	5	10	5
Thailand	11,8	94,8	68	100	263	168
Vietnam	17,8	205,0	449	200	854	649
Grönland				500	500	500
Kanada	151,3	4.293,5	558	2.000	6.851	2.558
Mexiko	183,1	5.297,1	2.150	2.900	10.347	5.050
USA	311,8	28.810,3	3.910	8.000	40.720	11.910
Argentinien	35,8	1.313,0	336	500	2.149	836
Barbados	0,1	2,0	0	100	102	100
Belize	0,1	0,1	1	3	4	4
Bolivien	2,3	63,8	60	200	324	260
Brasilien	89,2	1.313,4	1.602	1.400	4.315	3.002
Chile	0,1	60,6	20	75	1.737	1.677
Ecuador	27,8	550,6	615	150	1.315	765
Guatemala	0,8	16,2	11	10	37	21
Guyana				100	100	100
Kolumbien	27,5	917,5	198	700	1.815	898
Kuba	2,0	40,4	100	60	200	160
Paraguay				100	100	100
Peru	5,1	333,5	150	500	983	650
Surinam	0,6	8,5	15	50	74	65
Trinidad & Tobago	8,4	472,8	109	200	782	309
Uruguay				20	20	20
Venezuela	145,1	8.470,9	10.886	3.000	22.357	13.886
WELT	3.916,7	146.975,3	162.807	82.056	391.838	244.863

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 7: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2006 [in Mt]

Region	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressour- cen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6=3+4+5</i>	<i>7=4+5</i>
Europa	242,8	8.290,9	2.473	3.625	14.389	6.098
GUS	597,5	22.389,6	16.962	21.080	60.431	38.042
Afrika	475,0	12.852,8	16.027	9.878	38.757	25.905
Naher Osten	1.227,9	40.014,1	100.399	20.510	160.923	120.909
Austral-Asien	382,5	11.464,0	6.225	6.395	24.084	12.620
Nordamerika	646,2	38.400,9	6.618	13.400	58.419	20.018
Lateinamerika	344,8	13.563,1	14.102	7.168	34.833	21.270
WELT	3.916,7	146.975,3	162.807	82.056	391.838	244.863
OPEC	1.632,6	58.588,3	122.600	27.300	208.488	149.900
OPEC-Golf	1.144,6	37.776,4	98.885	18.800	155.462	117.685
OECD	910,0	46.718,3	10.026	17.835	74.579	27.861
EU-25	104,2	4.422,4	1.195	1.460	7.077	2.655

Tabelle 8: Ressourcen konventionelles Erdöl 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	13.500	16,5%	16,5%
2	Saudi-Arabien	8.700	10,6%	27,1%
3	USA	8.000	9,7%	36,8%
4	Kasachstan	4.000	4,9%	41,7%
5	Iran	3.900	4,8%	46,4%
6	Irak	3.800	4,6%	51,1%
7	Venezuela	3.000	3,7%	54,7%
8	Mexiko	2.900	3,5%	58,3%
9	Nigeria	2.200	2,7%	60,9%
10	China, VR	2.200	2,7%	63,6%
11	Angola	2.000	2,4%	66,1%
12	Kanada	2.000	2,4%	68,5%
13	Norwegen	1.750	2,1%	70,6%
14	Turkmenistan	1.700	2,1%	72,7%
15	Brasilien	1.400	1,7%	74,4%
16	Aserbaidshjan	1.200	1,5%	75,9%
17	Algerien	1.200	1,5%	77,3%
18	Großbritannien	1.100	1,3%	78,7%
19	Indonesien	1.100	1,3%	80,0%
20	Libyen	1.000	1,2%	81,2%
...				
81	Deutschland	20	0,0%	
...				
	WELT	82.056	100,0%	
	Europa	3.625	4,4%	
	GUS	21.080	25,7%	
	Afrika	9.878	12,0%	
	Naher Osten	20.510	25,0%	
	Austral-Asien	6.395	7,8%	
	Nordamerika	13.400	16,3%	
	Lateinamerika	7.168	8,7%	
	OPEC	27.300	33,3%	
	OPEC-Golf	18.800	22,9%	
	OECD	17.835	21,7%	
	EU-25	1.460	1,8%	

Tabelle 9: Reserven konventionelles Erdöl 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	35.347	21,7%	21,7%
2	Iran	18.707	11,5%	33,2%
3	Irak	15.646	9,6%	42,8%
4	Kuwait	13.810	8,5%	51,3%
5	Vereinigte Arabische Emirate	13.306	8,2%	59,5%
6	Venezuela	10.886	6,7%	66,2%
7	Russland	10.238	6,3%	72,4%
8	Libyen	5.646	3,5%	75,9%
9	Nigeria	4.928	3,0%	78,9%
10	Kasachstan	4.800	2,9%	81,9%
11	USA	3.910	2,4%	84,3%
12	China, VR	3.000	1,8%	86,1%
13	Mexiko	2.150	1,3%	87,5%
14	Katar	2.069	1,3%	88,7%
15	Algerien	1.669	1,0%	89,7%
16	Brasilien	1.602	1,0%	90,7%
17	Aserbaidshon	1.350	0,8%	91,6%
18	Angola	1.224	0,8%	92,3%
19	Norwegen	1.063	0,7%	93,0%
20	Sudan	871	0,5%	93,5%
...				
54	Deutschland	41	0,0%	
...				
WELT		162.807	100,0%	
	Europa	2.473	1,5%	
	GUS	16.962	10,4%	
	Afrika	16.027	9,8%	
	Naher Osten	100.399	61,7%	
	Austral-Asien	6.225	3,8%	
	Nordamerika	6.618	4,1%	
	Lateinamerika	14.102	8,7%	
	OPEC	122.600	75,3%	
	OPEC-Golf	98.885	60,7%	
	OECD	10.026	6,2%	
	EU-25	1.195	0,7%	

Tabelle 10: Erdölförderung 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	514,6	13,1%	13,1%
2	Russland	480,0	12,3%	25,4%
3	USA	311,8	8,0%	33,4%
4	Iran	209,8	5,4%	38,7%
5	China, VR	183,8	4,7%	43,4%
6	Mexiko	183,1	4,7%	48,1%
7	Kanada	151,3	3,9%	51,9%
8	Venezuela	145,1	3,7%	55,6%
9	Vereinigte Arabische Emirate	138,3	3,5%	59,2%
10	Kuwait	133,2	3,4%	62,6%
11	Norwegen	129,5	3,3%	65,9%
12	Nigeria	119,2	3,0%	68,9%
13	Irak	98,1	2,5%	71,4%
14	Brasilien	89,2	2,3%	73,7%
15	Algerien	86,2	2,2%	75,9%
16	Libyen	85,6	2,2%	78,1%
17	Großbritannien	71,4	1,8%	79,9%
18	Angola	69,4	1,8%	81,7%
19	Kasachstan	65,0	1,7%	83,4%
20	Indonesien	51,9	1,3%	84,7%
...				
50	Deutschland	3,5	0,1%	
...				
WELT		3.916,7	100,0%	
Europa		242,8	6,2%	
GUS		597,5	15,3%	
Afrika		475,0	12,1%	
Nahe Osten		1.227,9	31,4%	
Austral-Asien		382,5	9,8%	
Nordamerika		646,2	16,5%	
Lateinamerika		344,8	8,8%	
OPEC		1.632,6	41,7%	
OPEC-Golf		1.144,6	29,2%	
OECD		910,0	23,2%	
EU-25		104,2	2,7%	

Tabelle 11: Mineralölverbrauch im Jahr 2006 [in Mt]: Die wichtigsten Länder (> 5 Mt) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	958,4	24,6%	24,6%
2	China, VR	349,8	9,0%	33,6%
3	Japan	235,0	6,0%	39,6%
4	Russland	136,0	3,5%	43,1%
5	Indien	120,3	3,1%	46,2%
6	Deutschland	113,2	2,9%	49,1%
7	Brasilien	104,2	2,7%	51,7%
8	Korea, Rep. (Südkorea)	100,0	2,6%	54,3%
9	Kanada	100,0	2,6%	56,9%
10	Frankreich	92,8	2,4%	59,3%
11	Saudi-Arabien	89,6	2,3%	61,6%
12	Mexiko	87,8	2,3%	63,8%
13	Italien	85,7	2,2%	66,0%
14	Großbritannien	83,0	2,1%	68,1%
15	Iran	79,3	2,0%	70,2%
16	Spanien	78,1	2,0%	72,2%
17	Niederlande	49,6	1,3%	73,4%
18	Indonesien	48,7	1,2%	74,7%
19	Taiwan	46,0	1,2%	75,9%
20	Thailand	44,3	1,1%	77,0%
21	Singapur	44,0	1,1%	78,1%
22	Australien	42,6	1,1%	79,2%
23	Ägypten	29,1	0,7%	80,0%
24	Belgien/Luxemburg	29,0	0,7%	80,7%
25	Irak	28,8	0,7%	81,5%
26	Türkei	28,5	0,7%	82,2%
27	Venezuela	26,1	0,7%	82,9%
28	Südafrika, Rep.	23,8	0,6%	83,5%
29	Malaysia	23,0	0,6%	84,1%
30	Griechenland	22,1	0,6%	84,6%
31	Polen	21,9	0,6%	85,2%
32	Argentinien	21,1	0,5%	85,7%
33	Vereinigte Arabische Emirate	19,7	0,5%	86,2%
34	Pakistan	18,4	0,5%	86,7%
35	Portugal	16,8	0,4%	87,1%
36	Syrien	15,1	0,4%	87,5%
37	Ukraine	15,0	0,4%	87,9%
38	Schweden	14,9	0,4%	88,3%
39	Österreich	14,2	0,4%	88,7%
40	Philippinen	14,1	0,4%	89,0%
41	Kuwait	14,0	0,4%	89,4%
42	Hongkong	13,2	0,3%	89,7%

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 11: Mineralölverbrauch im Jahr 2006 [in Mt]

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
43	Nigeria	12,7	0,3%	90,1%
44	Israel	12,7	0,3%	90,4%
45	Schweiz	12,6	0,3%	90,7%
46	Libyen	11,8	0,3%	91,0%
47	Chile	11,7	0,3%	91,3%
48	Vietnam	11,4	0,3%	91,6%
49	Algerien	11,3	0,3%	91,9%
50	Finnland	10,6	0,3%	92,2%
51	Kasachstan	10,6	0,3%	92,4%
52	Rumänien	10,5	0,3%	92,7%
53	Kolumbien	10,3	0,3%	93,0%
54	Norwegen	10,0	0,3%	93,2%
55	Tschechische Rep.	9,8	0,3%	93,5%
56	Irland	9,3	0,2%	93,7%
57	Dänemark	9,2	0,2%	93,9%
58	Kuba	8,5	0,2%	94,2%
59	Trinidad & Tobago	7,8	0,2%	94,4%
60	Marokko	7,5	0,2%	94,6%
61	Peru	7,5	0,2%	94,7%
62	Ungarn	7,4	0,2%	94,9%
63	Neuseeland	7,2	0,2%	95,1%
64	Belarus (Weißrussland)	7,1	0,2%	95,3%
65	Usbekistan	6,9	0,2%	95,5%
66	Ecuador	6,6	0,2%	95,7%
67	Dominikanische Republik	6,5	0,2%	95,8%
68	Jordanien	5,7	0,1%	96,0%
69	Turkmenistan	5,2	0,1%	96,1%
70	Libanon	5,0	0,1%	96,2%
	WELT	3.897,6	100,0%	
	Europa	765,1	19,6%	
	GUS	187,5	4,8%	
	Afrika	130,5	3,3%	
	Naher Osten	283,9	7,3%	
	Austral-Asien	1147,5	29,4%	
	Nordamerika	1146,2	29,4%	
	Lateinamerika	236,5	6,1%	
	OPEC	346,4	8,9%	
	OECD	2258,5	57,9%	
	EU-25	686,5	17,6%	

**Tabelle 12: Export Rohöl 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20)
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	360,0	16,2%	16,2%
2	Russland	248,2	11,2%	27,4%
3	Iran	128,0	5,8%	33,2%
4	Vereinigte Arabische Emirate	117,0	5,3%	38,5%
5	Nigeria	112,0	5,1%	43,6%
6	Venezuela	110,0	5,0%	48,5%
7	Norwegen	106,6	4,8%	53,3%
8	Mexiko	99,1	4,5%	57,8%
9	Kanada	93,4	4,2%	62,0%
10	Kuwait	86,0	3,9%	65,9%
11	Irak	84,0	3,8%	69,7%
12	Libyen	70,0	3,2%	72,8%
13	Angola	66,0	3,0%	75,8%
14	Algerien	58,0	2,6%	78,4%
15	Kasachstan	57,1	2,6%	81,0%
16	Großbritannien	49,3	2,2%	83,2%
17	Oman	44,0	2,0%	85,2%
18	Katar	35,0	1,6%	86,8%
19	Aserbaidshan	22,1	1,0%	87,8%
20	Malaysia	20,6	0,9%	88,7%
WELT		2.216,1	100,0%	
	Europa	175,8	7,9%	
	GUS	331,3	14,9%	
	Afrika	384,0	17,3%	
	Naher Osten	875,3	39,5%	
	Austral-Asien	89,7	4,0%	
	Nordamerika	199,1	9,0%	
	Lateinamerika	161,0	7,3%	
	OPEC	1176,0	53,1%	
	OECD	383,5	17,3%	
	EU-25	65,6	3,0%	

Tabelle 13: Import Rohöl 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	585,0	25,9%	25,9%
2	Japan	200,4	8,9%	34,8%
3	China, VR	145,2	6,4%	41,2%
4	Korea, Rep. (Südkorea)	120,6	5,3%	46,6%
5	Deutschland	109,2	4,8%	51,4%
6	Indien	100,0	4,4%	55,9%
7	Italien	93,5	4,1%	60,0%
8	Frankreich	82,0	3,6%	63,6%
9	Spanien	61,2	2,7%	66,3%
10	Niederlande	59,2	2,6%	69,0%
11	Großbritannien	58,5	2,6%	71,6%
12	Singapur	52,8	2,3%	73,9%
13	Kanada	41,9	1,9%	75,8%
14	Taiwan	40,0	1,8%	77,5%
15	Belgien	35,2	1,6%	79,1%
16	Thailand	35,0	1,6%	80,6%
17	Türkei	24,1	1,1%	81,7%
18	Südafrika, Rep.	23,0	1,0%	82,7%
19	Griechenland	22,4	1,0%	83,7%
20	Brasilien	22,0	1,0%	84,7%
WELT		2.256,5	100,0%	
	Europa	684,4	30,3%	
	GUS	42,4	1,9%	
	Afrika	40,5	1,8%	
	Naher Osten	26,1	1,2%	
	Austral-Asien	774,0	34,3%	
	Nordamerika	627,3	27,8%	
	Lateinamerika	61,8	2,7%	
	OPEC	19,0	0,8%	
	OECD	1.661,4	73,6%	
	EU-25	576,1	25,5%	

Tabelle 14: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2006 [in G.m³]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Albanien	0,0	7,7	1	10	19	11
Bulgarien	0,4	5,2	6	15	26	21
Dänemark	9,9	125,6	120	100	346	220
Deutschland	19,8	932,2	233	200	1.365	433
Frankreich	1,2	223,6	10	300	533	310
Griechenland	0,0	1,4	1	10	12	11
Großbritannien	84,2	2.185,3	680	1.150	4.015	1.830
Irland	0,5	53,3	10	50	113	60
Italien	10,9	685,3	164	500	1.350	664
Kroatien	1,6	55,4	30	80	165	110
Malta				6	6	6
Niederlande	70,7	2.867,7	1.439	200	4.507	1.639
Norwegen	87,0	1.138,5	2.331	3.200	6.670	5.531
Österreich	1,8	85,9	16	50	152	66
Polen	4,3	224,7	165	150	540	315
Portugal				40	40	40
Rumänien	12,1	1.209,8	628	400	2.238	1.028
Serbien & Montenegro	0,3	30,1	48	40	118	88
Slowakei	0,1	24,8	14	15	54	29
Spanien	0,1	11,1	3	500	514	503
Tschechische Republik	0,2	13,8	4	10	28	14
Türkei	0,9	8,4	8	20	37	28
Ungarn	3,1	208,7	58	80	347	138
Aserbaidtschan	6,8	432,4	1.330	1.900	3.662	3.230
Belarus (Weißrussland)	0,2	11,3	3	20	34	23
Georgien	0,0	2,8	8	100	111	108
Kasachstan	25,7	281,4	3.400	2.500	6.181	5.900
Kirgisistan	0,0	7,2	6	20	33	26
Moldau (Moldawien)		0,0	0	20	20	20
Russland	656,3	16.707,2	47.674	83.000	147.381	130.674
Tadschikistan	0,0	8,4	6	100	114	106
Turkmenistan	67,4	2.090,4	2.832	6.000	10.922	8.832
Ukraine	20,8	1.845,2	1.104	900	3.850	2.004
Usbekistan	62,7	1.756,8	1.841	1.500	5.098	3.341
Ägypten	44,8	378,3	1.968	1.000	3.347	2.968
Äquatorialguinea	0,5	1,1	37	200	238	237
Äthiopien			25	20	45	45
Algerien	84,5	1.651,6	4.580	1.500	7.732	6.080
Angola	0,9	16,5	57	1.200	1.273	1.257
Benin			1	20	21	21
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	1,5	15,1	28	170	213	198
Eritrea			0	150	150	150

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 14: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2006 [in G.m³]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Gabun	0,1	3,7	28	400	432	428
Ghana			23	30	53	53
Guinea-Bissau				6	6	6
Kamerun			110	150	260	260
Kongo, DR (Zaire)			1	10	11	11
Kongo, Rep.			91	300	391	391
Libyen	14,8	203,9	1.491	600	2.295	2.091
Madagaskar			0	5	5	5
Marokko	0,0	2,1	2	5	9	7
Mauretanien			28	8	36	36
Mosambik			127	200	327	327
Namibia			62	300	362	362
Nigeria	28,2	215,3	5.208	3.500	8.924	8.708
Südafrika, Rep.	2,2	28,0	20	50	98	70
Ruanda			57	20	77	77
Senegal				10	10	10
Seychellen				20	20	20
Simbabwe				10	10	10
Somalia			6	400	406	406
Sudan			85	450	535	535
Tansania			7	100	107	107
Togo				10	10	10
Tschad				50	50	50
Tunesien	2,3	29,6	65	300	395	365
Westsahara				2	2	2
Bahrain	11,1	175,4	92	200	467	292
Irak	1,8	96,0	3.172	4.000	7.268	7.172
Iran	91,0	1.237,2	27.584	11.000	39.821	38.584
Israel	0,3	4,1	45	100	149	145
Jemen	0,2	2,0	479	500	981	979
Jordanien	0,2	3,7	6	100	110	106
Katar	49,5	462,9	25.785	2.500	28.748	28.285
Kuwait	12,9	228,3	1.779	500	2.508	2.279
Oman	25,1	186,6	850	900	1.936	1.750
Palästina				40	40	40
Saudi-Arabien	73,7	1.078,7	7.071	11.000	19.150	18.071
Syrien	7,3	85,2	297	200	582	497
Vereinigte Arabische Emirate	47,4	787,5	6.072	1.500	8.359	7.572
Afghanistan		55,9	90	500	646	590
Australien	38,9	698,3	2.604	2.000	5.303	4.604
Bangladesch	15,2	187,5	430	900	1.517	1.330

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 14: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2006 [in G.m³]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Brunei	12,3	312,6	391	300	1.003	691
China, VR	58,6	730,4	2.448	10.000	13.179	12.448
Indien	31,8	449,5	1.075	800	2.324	1.875
Indonesien	74,0	1.474,4	2.631	3.500	7.606	6.131
Japan	3,1	108,4	40	5	153	45
Kambodscha				50	50	50
Korea, Rep. (Südkorea)			20	50	70	70
Laos				30	30	30
Malaysia	62,8	757,8	2.479	1.400	4.637	3.879
Myanmar (Burma)	13,4	83,2	538	700	1.321	1.238
Neuseeland	3,9	125,3	25	100	251	125
Pakistan	30,7	533,0	793	800	2.126	1.593
Papua-Neuguinea	0,1	1,7	425	350	776	775
Philippinen	2,8	12,5	99	200	311	299
Taiwan	0,7	49,0	8	5	62	13
Thailand	24,3	289,7	418	500	1.207	918
Vietnam	7,0	30,1	300	500	830	800
Grönland			0	2.300	2.300	2.300
Kanada	187,0	4.688,5	1.664	8.000	14.353	9.664
Mexiko	43,4	1.212,4	388	2.000	3.600	2.388
USA	524,1	29.203,8	5.923	15.000	50.127	20.923
Argentinien	46,1	819,1	456	1.500	2.775	1.956
Barbados			0	200	200	200
Bolivien	11,2	129,0	756	700	1.585	1.456
Brasilien	11,5	160,7	348	2.000	2.508	2.348
Chile	2,2	95,6	98	180	374	278
Ecuador	0,1	3,3	10	50	63	60
Grenada				23	23	23
Guatemala			3	5	8	8
Guyana				150	150	150
Kolumbien	7,3	169,6	113	400	683	513
Kuba	0,7	6,4	71	20	97	91
Paraguay			0	100	100	100
Peru	1,0	50,2	340	500	890	840
Surinam				100	100	100
Trinidad & Tobago	35,0	302,1	532	900	1.734	1.432
Uruguay				30	30	30
Venezuela	28,7	885,3	4.315	3.000	8.201	7.315
WELT	2.927,4	83.759,6	181.342	206.770	471.849	388.089

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 14: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2006 [in G.m³]

Region	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6=3+4+5</i>	<i>7=4+5</i>
Europa	309,2	10.098,5	5.969	7.126	23.193	13.095
GUS	839,9	23.143,1	58.204	96.060	177.407	154.264
Afrika	179,8	2.545,2	14.108	11.196	27.849	25.304
Naher Osten	320,6	4.347,4	73.231	32.540	110.119	105.771
Austral-Asien	379,6	5.899,3	14.814	22.690	43.403	37.504
Nordamerika	754,5	35.104,8	7.975	27.300	70.380	35.275
Lateinamerika	143,8	2.621,3	7.042	9.858	19.521	16.900
WELT	2.927,4	83.759,6	181.342	206.770	471.873	388.112
OPEC	506,5	8.321,0	89.689	42.600	140.610	132.289
OECD	1102,0	44.833,9	15.921	36.036	96.791	51.957
EU-25	206,1	9.886,0	2.916	3.361	16.163	6.277

Tabelle 15: Ressourcen konventionelles Erdgas 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	83.000	40,1%	40,1%
2	USA	15.000	7,3%	47,4%
3	Iran	11.000	5,3%	52,7%
4	Saudi-Arabien	11.000	5,3%	58,0%
5	China, VR	10.000	4,8%	62,9%
6	Kanada	8.000	3,9%	66,7%
7	Turkmenistan	6.000	2,9%	69,6%
8	Irak	4.000	1,9%	71,6%
9	Nigeria	3.500	1,7%	73,3%
10	Indonesien	3.500	1,7%	75,0%
11	Norwegen	3.200	1,5%	76,5%
12	Venezuela	3.000	1,5%	78,0%
13	Kasachstan	2.500	1,2%	79,2%
14	Katar	2.500	1,2%	80,4%
15	Grönland	2.300	1,1%	81,5%
16	Australien	2.000	1,0%	82,5%
17	Mexiko	2.000	1,0%	83,4%
18	Brasilien	2.000	1,0%	84,4%
19	Aserbaidzhan	1.900	0,9%	85,3%
20	Usbekistan	1.500	0,7%	86,0%
	Algerien	1.500	0,7%	86,8%
	V. Arab. Emirate	1.500	0,7%	87,5%
	Argentinien	1.500	0,7%	88,2%
...				
56	Deutschland	200	0,1%	
...				
	WELT	206.770	100,0%	
	Europa	7.126	3,5%	
	GUS	96.060	46,5%	
	Afrika	11.196	5,4%	
	Naher Osten	32.540	15,7%	
	Austral-Asien	20.240	9,8%	
	Nordamerika	27.300	13,2%	
	Lateinamerika	9.858	4,8%	
	OPEC	42.600	20,6%	
	OECD	36.036	17,4%	
	EU-25	3.361	1,6%	

Tabelle 16: Reserven konventionelles Erdgas 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	47.674	26,3%	26,3%
2	Iran	27.584	15,2%	41,5%
3	Katar	25.785	14,2%	55,7%
4	Saudi-Arabien	7.071	3,9%	59,6%
5	V. Arab. Emirate	6.072	3,3%	63,0%
6	USA	5.923	3,3%	66,2%
7	Nigeria	5.208	2,9%	69,1%
8	Algerien	4.580	2,5%	71,6%
9	Venezuela	4.315	2,4%	74,0%
10	Kasachstan	3.400	1,9%	75,9%
11	Irak	3.172	1,7%	77,6%
12	Turkmenistan	2.832	1,6%	79,2%
13	Indonesien	2.631	1,5%	80,6%
14	Australien	2.604	1,4%	82,1%
15	Malaysia	2.479	1,4%	83,5%
16	China, VR	2.448	1,4%	84,8%
17	Norwegen	2.331	1,3%	86,1%
18	Ägypten	1.968	1,1%	87,2%
19	Usbekistan	1.841	1,0%	88,2%
20	Kuwait	1.779	1,0%	89,2%
...				
45	Deutschland	233	0,1%	
...				
	WELT	181.342	100,0%	
	Europa	5.969	3,3%	
	GUS	58.204	32,1%	
	Afrika	14.108	7,8%	
	Naher Osten	73.231	40,4%	
	Austral-Asien	14.814	8,2%	
	Nordamerika	7.975	4,4%	
	Lateinamerika	7.042	3,9%	
	OPEC	89.689	49,5%	
	OECD	15.921	8,8%	
	EU-25	2.916	1,6%	

Tabelle 17: Erdgasförderung 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	656,3	22,4%	22,4%
2	USA	524,1	17,9%	40,3%
3	Kanada	187,0	6,4%	46,7%
4	Iran	91,0	3,1%	49,8%
5	Norwegen	87,0	3,0%	52,8%
6	Algerien	84,5	2,9%	55,7%
7	Großbritannien	84,2	2,9%	58,6%
8	Indonesien	74,0	2,5%	61,1%
9	Saudi-Arabien	73,7	2,5%	63,6%
10	Niederlande	70,7	2,4%	66,0%
11	Turkmenistan	67,4	2,3%	68,3%
12	Malaysia	62,8	2,1%	70,5%
13	Usbekistan	62,7	2,1%	72,6%
14	China, VR	58,6	2,0%	74,6%
15	Katar	49,5	1,7%	76,3%
16	V. Arab. Emirate	47,4	1,6%	77,9%
17	Argentinien	46,1	1,6%	79,5%
18	Ägypten	44,8	1,5%	81,0%
19	Mexiko	43,4	1,5%	82,5%
20	Australien	38,9	1,3%	83,8%
...				
30	Deutschland	19,8	0,7%	
...				
	WELT	2.927,4	100,0%	
	Europa	309,2	10,6%	
	GUS	839,9	28,7%	
	Afrika	179,8	6,1%	
	Naher Osten	320,6	11,0%	
	Austral-Asien	379,6	13,0%	
	Nordamerika	754,5	25,8%	
	Lateinamerika	143,8	4,9%	
	OPEC	506,5	17,3%	
	OECD	1.095,1	37,4%	
	EU-25	199,2	6,8%	

Tabelle 18: Erdgasverbrauch 2006: Die größten Verbraucherländer [> 15 G.m³] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	619,7	21,6%	21,6%
2	Russland	432,1	15,1%	36,7%
3	Deutschland	100,9	3,5%	40,3%
4	Kanada	96,6	3,4%	43,6%
5	Großbritannien	94,3	3,3%	46,9%
6	Iran	91,0	3,2%	50,1%
7	Japan	84,6	3,0%	53,1%
8	Italien	84,4	2,9%	56,0%
9	Saudi-Arabien	73,7	2,6%	58,6%
10	Ukraine	66,4	2,3%	60,9%
11	China, VR	55,6	1,9%	62,9%
12	Mexiko	54,1	1,9%	64,7%
13	Niederlande	48,1	1,7%	66,4%
14	Frankreich	45,2	1,6%	68,0%
15	Usbekistan	43,2	1,5%	69,5%
16	Argentinien	41,8	1,5%	71,0%
17	V. Arab. Emirate	41,7	1,5%	72,4%
18	Indien	39,7	1,4%	73,8%
19	Indonesien	39,6	1,4%	75,2%
20	Korea, Rep. (Südkorea)	34,2	1,2%	76,4%
21	Spanien	33,4	1,2%	77,6%
22	Malaysia	33,0	1,2%	78,7%
23	Pakistan	30,7	1,1%	79,8%
24	Thailand	30,6	1,1%	80,9%
25	Türkei	30,5	1,1%	81,9%
26	Venezuela	28,9	1,0%	82,9%
27	Ägypten	28,7	1,0%	83,9%
28	Australien	28,6	1,0%	84,9%
29	Algerien	23,7	0,8%	85,8%
30	Brasilien	21,1	0,7%	86,5%
31	Kasachstan	20,2	0,7%	87,2%
32	Belarus (Weißrussland)	19,6	0,7%	87,9%
33	Katar	19,5	0,7%	88,6%
34	Turkmenistan	18,9	0,7%	89,2%
35	Rumänien	17,0	0,6%	89,8%
36	Bangladesch	15,2	0,5%	90,3%
37	Belgien	15,1	0,5%	90,9%
38	Trinidad & Tobago	15,0	0,5%	91,4%

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 18: Erdgasverbrauch 2006: Die größten Verbraucherländer [> 15 G.m³]

	Region	G.m ³	Anteil Land
	Europa	563,8	19,7%
	GUS	615,8	21,5%
	Afrika	78,0	2,7%
	Naher Osten	273,6	9,6%
	Austral-Asien	433,0	15,1%
	Nordamerika	770,4	26,9%
	Lateinamerika	126,6	4,4%
	WELT	2.862,8	100,0%
	OPEC	349,2	12,2%
	OECD	1446,7	50,5%
	EU-25	500,3	17,5%

Tabelle 19: Erdgasexport 2006: Die größten Exportländer (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	197,5	23,2%	23,2%
2	Kanada	99,8	11,7%	34,9%
3	Norwegen	84,0	9,9%	44,7%
4	Algerien	61,6	7,2%	52,0%
5	Niederlande	48,6	5,7%	57,7%
6	Turkmenistan	47,8	5,6%	63,3%
7	Indonesien	34,4	4,0%	67,3%
8	Katar	31,1	3,6%	71,0%
9	Malaysia	29,8	3,5%	74,5%
10	USA	20,9	2,5%	76,9%
11	Australien	18,0	2,1%	79,0%
12	Nigeria	17,6	2,1%	81,1%
13	Ägypten	16,9	2,0%	83,1%
14	Trinidad & Tobago	16,3	1,9%	85,0%
15	Deutschland	14,7	1,7%	86,7%
16	Oman	12,9	1,5%	88,3%
17	Usbekistan	12,7	1,5%	89,7%
18	Bolivien	10,8	1,3%	91,0%
19	Großbritannien	9,9	1,2%	92,2%
20	Brunei	9,8	1,2%	93,3%
	WELT	852,0	100,0%	
	Europa	169,8	19,9%	
	GUS	261,5	30,7%	
	Afrika	104,5	12,3%	
	Naher Osten	56,8	6,7%	
	Austral-Asien	101,0	11,9%	
	Nordamerika	120,8	14,2%	
	Lateinamerika	33,2	3,9%	
	OPEC	165,9	19,5%	
	OECD	290,5	34,1%	
	EU-25	85,8	10,1%	

Tabelle 20: Erdgasimporte 2006: Die größten Importländer (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	116,4	13,6%	13,6%
2	Deutschland	90,8	10,6%	24,2%
3	Japan	81,9	9,6%	33,8%
4	Italien	77,4	9,0%	42,8%
5	Ukraine	50,0	5,8%	48,7%
6	Frankreich	49,6	5,8%	54,5%
7	Spanien	35,2	4,1%	58,6%
8	Korea, Rep. (Südkorea)	34,1	4,0%	62,6%
9	Türkei	31,1	3,6%	66,2%
10	Russland	30,0	3,5%	69,7%
11	Belgien	22,7	2,6%	72,4%
12	Großbritannien	21,1	2,5%	74,8%
13	Belarus (Weißrussland)	19,5	2,3%	77,1%
14	Niederlande	18,5	2,2%	79,3%
15	Ungarn	11,0	1,3%	80,6%
16	Mexiko	10,8	1,3%	81,8%
17	Polen	10,6	1,2%	83,1%
18	Taiwan	10,2	1,2%	84,3%
19	Tschechische Rep.	9,5	1,1%	85,4%
20	Brasilien	9,5	1,1%	86,5%
	WELT	855,2	100,0%	
	Europa	432,5	50,6%	
	GUS	107,1	12,5%	
	Afrika	1,3	0,2%	
	Naher Osten	9,1	1,1%	
	Austral-Asien	150,8	17,6%	
	Nordamerika	136,6	16,0%	
	Lateinamerika	17,9	2,1%	
	OPEC	7,2	0,8%	
	OECD	665,3	77,8%	
	EU-25	385,1	45,0%	

Tabelle 21: Hartkohle 2006: Förderung, Reserven, Ressourcen und verbleibendes Potenzial [in Mt]; Spezifika der Angaben einzelner Länder siehe Folgetabellen

Land	Förderung 2006	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5=3+4
Albanien	0,1	n.b.	n.b.	n.b.
Bosnien-Herzegowina			50	50
Bulgarien	3,0	95		95
Deutschland	23,5	99	84.474	84.573
Frankreich			160	160
Großbritannien	18,6	157	189.848	190.005
Irland		14	26	40
Italien	0,1	27	280	307
Kroatien	0,7	6	4	10
Lettland			2	2
Litauen			4	4
Niederlande		497	2.750	3.247
Norwegen	3,0	32	41	73
Österreich			1	1
Polen	95,5	12.459	167.000	179.459
Portugal		3		3
Rumänien	3,1	25	2.408	2.433
Schweden		1	4	5
Serbien & Montenegro	0,1	665		665
Slowenien		40		40
Spanien	11,5	500	4.600	5.100
Tschechische Republik	13,4	3.218	21.187	24.405
Türkei	3,5	1.039	860	1.899
Ungarn	0,9	276	5.075	5.351
Armenien	0,0	2	10	12
Aserbaidshan		1	3	4
Georgien	0,0	n.b.	n.b.	n.b.
Kasachstan	93,0	8.000	94.000	102.000
Kirgisistan	0,3	192	660	852
Moldau (Moldawien)	0,0	n.b.	n.b.	n.b.
Russland	232,7	69.946	2.662.155	2.732.101
Tadschikistan		2		2
Ukraine	79,7	32.039	49.006	81.045
Usbekistan	0,1	1.000		1.000
Ägypten		21		21
Algerien	0,0	40		40
Botswana	0,9	40	3.300	3.340
Kamerun	0,1	n.b.	n.b.	n.b.
Kongo, DR (Zaire)	0,2	88	721	809
Madagaskar	0,0	n.b.	n.b.	n.b.
Malawi	0,1	2		2

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 21: Hartkohle 2006: Förderung, Reserven, Ressourcen und verbleibendes Potenzial [in Mt]

Land	Förderung 2006	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5=3+4
Marokko	0,2	5	10	15
Mosambik	0,2	2.300	15.800	18.100
Niger	0,2	70		70
Nigeria	0,1	190	300	490
Sambia	0,2	10	179	189
Simbabwe	3,8	502		502
Südafrika, Rep.	247,0	48.751		48.751
Swasiland	0,6	208	450	658
Tansania	0,1	200		200
Iran	1,0	419	45.000	45.419
Oman			20	20
Afghanistan	0,0	66		66
Australien	305,0	40.800	152.900	193.700
Bangladesch	0,4	1.896	2.300	4.196
Bhutan	0,1	1		1
China, VR	2.381,0	167.000	4.200.000	4.367.000
Indien	398,6	95.399	156.960	252.359
Indonesien	200,0	2.890	23.949	26.839
Japan		359	12.234	12.593
Korea, DVR (Nordkorea)	24,5	600	10.000	10.600
Korea, Rep. (Südkorea)	2,7	80	377	457
Laos	0,3	2	9	11
Malaysia	0,8	4	383	387
Mongolei	2,2	3.881	9.200	13.081
Myanmar (Burma)	1,4	2	5	7
Nepal	0,0	5	5	10
Neukaledonien		2		2
Neuseeland	4,8	238	3.027	3.265
Pakistan	3,0	112	440	552
Philippinen	2,6	259	1.116	1.375
Sri Lanka			2	2
Taiwan		1	100	101
Thailand	1,0	0	134	134
Vietnam	44,0	564	6.500	7.064
Grönland		183	200	383
Kanada	58,0	4.342	140.988	145.330
Mexiko	10,5	1.160		1.160
USA	999,0	213.316	718.939	932.255
Argentinien	0,2	424	273	697
Bolivien		1		1

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 21: Hartkohle 2006: Förderung, Reserven, Ressourcen und verbleibendes Potenzial [in Mt]

Land/Region	Förderung 2006	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Brasilien	6,3	10.113	15.319	25.432
Chile	0,7	1.181		1.181
Kolumbien	64,0	6.611	4.600	11.211
Peru	0,0	960		960
Venezuela	8,0	479	6.955	7.434
WELT	5.356,4	736.112	8.817.728	9.553.840
Europa	177,0	19.153	478.972	498.125
GUS	405,9	111.181	2.805.834	2.917.015
Afrika	253,4	52.427	20.760	73.187
Naher Osten	1,0	419	45.020	45.439
Austral-Asien	3.372,4	314.161	4.579.641	4.893.802
Nordamerika	1.067,5	219.001	860.127	1.079.128
Lateinamerika	79,2	19.769	27.147	46.916
Antarktis			227	227
OECD	1.550,0	278.617	1.504.970	1.783.587
EU-25	163,5	17.290	475.609	492.901

n.b. – nicht bekannt trotz Förderung

Tabelle 22: Hartkohleressourcen 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	China, VR	4.200.000	47,6%	47,6%
2	Russland*	2.662.155	30,2%	77,8%
3	USA	718.939	8,2%	86,0%
4	Großbritannien	189.848	2,2%	88,1%
5	Polen	167.000	1,9%	90,0%
6	Indien	156.960	1,8%	91,8%
7	Australien	152.900	1,7%	93,5%
8	Kanada	140.988	1,6%	95,1%
9	Kasachstan	94.000	1,1%	96,2%
10	Deutschland	84.474	1,0%	97,2%
11	Ukraine*	49.006	0,6%	97,7%
12	Iran	45.000	0,5%	98,2%
13	Indonesien	23.949	0,3%	98,5%
14	Tschechische Republik	21.187	0,2%	98,7%
15	Mosambik	15.800	0,2%	98,9%
16	Brasilien	15.319	0,2%	99,1%
17	Japan	12.234	0,1%	99,2%
18	Korea, DVR (Nordkorea)	10.000	0,1%	99,3%
19	Mongolei	9.200	0,1%	99,4%
20	Venezuela	6.955	0,1%	99,5%
	WELT	8.817.728	100,0%	
	Europa	478.972	5,4%	
	GUS	2.805.834	31,8%	
	Afrika	20.760	0,2%	
	Naher Osten	45.020	0,5%	
	Austral-Asien	4.579.641	51,9%	
	Nordamerika	860.127	9,8%	
	Lateinamerika	27.147	0,3%	
	OECD	1.504.970	17,1%	
	EU-25	475.609	5,4%	

* Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 23: Hartkohlereserven 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	213.316	29,0%	29,0%
2	China, VR	167.000	22,7%	51,7%
3	Indien	95.399	13,0%	64,6%
4	Russland*	69.946	9,5%	74,1%
5	Südafrika, Rep.	48.751	6,6%	80,8%
6	Australien	40.800	5,5%	86,3%
7	Ukraine*	32.039	4,4%	90,6%
8	Polen	12.459	1,7%	92,3%
9	Brasilien	10.113	1,4%	93,7%
10	Kasachstan	8.000	1,1%	94,8%
11	Kolumbien	6.611	0,9%	95,7%
12	Kanada	4.342	0,6%	96,3%
13	Mongolei	3.881	0,5%	96,8%
14	Tschechische Republik	3.218	0,4%	97,3%
15	Indonesien	2.890	0,4%	97,6%
16	Mosambik	2.300	0,3%	98,0%
17	Bangladesch	1.896	0,3%	98,2%
18	Chile	1.181	0,2%	98,4%
19	Mexiko	1.160	0,2%	98,5%
20	Türkei	1.039	0,1%	98,7%
...				
43	Deutschland	99	0,0%	
	WELT	736.112	100,0%	
	Europa	19.153	2,6%	
	GUS	111.181	15,1%	
	Afrika	52.427	7,1%	
	Naher Osten	419	0,1%	
	Austral-Asien	314.161	42,7%	
	Nordamerika	219.001	29,8%	
	Lateinamerika	19.769	2,7%	
	OECD	278.617	37,8%	
	EU-25	17.290	2,3%	

* Hartkohlereserven umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 24: Hartkohleförderung 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	Kumuliert
1	China, VR	2.381,0	44,5%	44,5%
2	USA	999,0	18,7%	63,1%
3	Indien	398,6	7,4%	70,5%
4	Australien	305,0	5,7%	76,2%
5	Südafrika, Rep.	247,0	4,6%	80,8%
6	Russland*	232,7	4,3%	85,2%
7	Indonesien	200,0	3,7%	88,9%
8	Polen	95,5	1,8%	90,7%
9	Kasachstan	93,0	1,7%	92,4%
10	Ukraine*	79,7	1,5%	93,9%
11	Kolumbien	64,0	1,2%	95,1%
12	Kanada	58,0	1,1%	96,2%
13	Vietnam	44,0	0,8%	97,0%
14	Korea, DVR (Nordkorea)	24,5	0,5%	97,5%
15	Deutschland	23,5	0,4%	97,9%
16	Großbritannien	18,6	0,3%	98,3%
17	Tschechische Republik*	13,4	0,2%	98,5%
18	Spanien	11,5	0,2%	98,7%
19	Mexiko	10,5	0,2%	98,9%
20	Venezuela	8,0	0,1%	99,1%
	WELT	5.356,4	100,0%	
	Europa	177,0	3,3%	
	GUS	405,9	7,6%	
	Afrika	253,4	4,7%	
	Naher Osten	1,0	0,0%	
	Austral-Asien	3.372,4	63,0%	
	Nordamerika	1.067,5	19,9%	
	Lateinamerika	79,2	1,5%	
	OECD	1.550,0	28,9%	
	EU-25	163,5	3,1%	

* Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 25: Hartkohleverbrauch 2006: Die größten Verbraucherländer (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	China, VR	2.356,2	44,1%	44,1%
2	USA	987,0	18,5%	62,6%
3	Indien	438,2	8,2%	70,8%
4	Südafrika, Rep.	179,8	3,4%	74,2%
5	Japan	178,0	3,3%	77,5%
6	Russland*	167,3	3,1%	80,6%
7	Ukraine*	86,5	1,6%	82,3%
8	Polen	83,5	1,6%	83,8%
9	Korea, Rep. (Südkorea)	82,7	1,5%	85,4%
10	Australien	70,0	1,3%	86,7%
11	Großbritannien	69,2	1,3%	88,0%
12	Kasachstan	68,3	1,3%	89,3%
13	Deutschland	65,6	1,2%	90,5%
14	Taiwan	64,0	1,2%	91,7%
15	Kanada	43,0	0,8%	92,5%
16	Indonesien	40,0	0,7%	93,2%
17	Spanien	38,5	0,7%	94,0%
18	Italien	25,1	0,5%	94,4%
19	Korea, DVR (Nordkorea)	24,2	0,5%	94,9%
20	Brasilien	21,1	0,4%	95,3%
	WELT	5.340,4	100,0%	
	Europa	409,7	7,7%	
	GUS	323,8	6,1%	
	Afrika	194,6	3,6%	
	Naher Osten	14,2	0,3%	
	Austral-Asien	3.320,0	62,2%	
	Nordamerika	1.044,7	19,6%	
	Lateinamerika	33,3	0,6%	
	OECD	1.775,1	33,2%	
	EU-25	375,6	7,0%	

* Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 26: Hartkohleexport 2006: Die größten Exportländer (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	Kumuliert
1	Australien	235,0	28,0%	28,0%
2	Indonesien	160,0	19,1%	47,1%
3	Russland	91,4	10,9%	58,0%
4	Südafrika, Rep.	69,0	8,2%	66,2%
5	China, VR	63,0	7,5%	73,7%
6	Kolumbien	59,1	7,0%	80,8%
7	USA	45,0	5,4%	86,1%
8	Kanada	27,6	3,3%	89,4%
9	Vietnam	25,0	3,0%	92,4%
10	Kasachstan	25,0	3,0%	95,4%
11	Polen	15,5	1,8%	97,2%
12	Venezuela	8,0	1,0%	98,2%
13	Tschechische Republik	5,0	0,6%	98,8%
14	Mongolei	2,0	0,2%	99,0%
15	Neuseeland	2,0	0,2%	99,3%
16	Norwegen	1,7	0,2%	99,5%
17	Ukraine	1,5	0,2%	99,6%
18	Indien	1,4	0,2%	99,8%
19	Swasiland	0,5	0,1%	99,9%
20	Großbritannien	0,4	0,0%	99,9%
...				
22	Deutschland	0,2	0,0%	
...				
	WELT	838,8	100,0%	
	Europa	22,9	2,7%	
	GUS	117,9	14,1%	
	Afrika	69,6	8,3%	
	Naher Osten	0,0	0,0%	
	Austral-Asien	488,7	58,3%	
	Nordamerika	72,6	8,7%	
	Lateinamerika	67,1	8,0%	
	OECD	332,5	39,6%	
	EU-25	21,2	2,5%	

Tabelle 27: Hartkohleimport 2006: Die größten Importländer (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	Kumuliert
1	Japan	178,0	21,4%	21,4%
2	Korea, Rep. (Südkorea)	80,0	9,6%	31,0%
3	Taiwan	64,0	7,7%	38,6%
4	Großbritannien	51,0	6,1%	44,8%
5	Deutschland	42,2	5,1%	49,8%
6	Indien	41,0	4,9%	54,7%
7	China, VR	38,2	4,6%	59,3%
8	USA	33,0	4,0%	63,3%
9	Spanien	27,0	3,2%	66,5%
10	Russland	26,0	3,1%	69,6%
11	Italien	25,0	3,0%	72,6%
12	Niederlande	23,0	2,8%	75,4%
13	Frankreich	20,0	2,4%	77,8%
14	Türkei	16,5	2,0%	79,8%
15	Brasilien	14,8	1,8%	81,6%
16	Israel	12,8	1,5%	83,1%
17	Kanada	12,6	1,5%	84,6%
18	Hongkong	11,0	1,3%	85,9%
19	Belgien	10,0	1,2%	87,1%
20	Finnland	8,2	1,0%	88,1%
WELT		833,5	100,0%	
	Europa	266,2	31,9%	
	GUS	35,6	4,3%	
	Afrika	10,8	1,3%	
	Naher Osten	13,2	1,6%	
	Austral-Asien	436,4	52,4%	
	Nordamerika	49,8	6,0%	
	Lateinamerika	21,5	2,6%	
	OECD	568,2	68,2%	
	EU-25	243,8	29,3%	

Tabelle 28: Weichbraunkohle 2006: Förderung, Reserven, Ressourcen und verbleibendes Potenzial [in Mt] ; Spezifika der Angaben einzelner Länder siehe Folgetabellen

Land	Förderung 2006	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Albanien	0,1	794	375	1.169
Bosnien-Herzegowina	6,0	329	154	483
Bulgarien	24,0	2.092		2.092
Deutschland	176,3	40.818	35.160	75.978
Finnland	2,0	n.b.	n.b.	n.b.
Frankreich			114	114
Griechenland	63,8	3.900	2.500	6.400
Großbritannien			1.000	1.000
Italien		7	22	29
Kroatien		33	41	74
Mazedonien	6,0	96	110	206
Österreich	0,2	20	61	81
Polen	61,0	3.870	41.000	44.870
Portugal		33	33	66
Rumänien	33,5	469	9.905	10.374
Serbien & Montenegro	42,0	15.926		15.926
Slowakei	3,3	172		172
Slowenien	4,5	235		235
Spanien	7,1	30		30
Tschechische Republik	48,6	190	797	987
Türkei	62,0	3.147	534	3.681
Ungarn	9,1	2.633	2.704	5.337
Belarus (Weißrussland)		54	1.500	1.554
Georgien		10	70	80
Kirgisistan		812		812
Russland	74,8	91.607	1.279.680	1.371.287
Tadschikistan		1		1
Ukraine	0,6	2.336	5.381	7.717
Usbekistan	3,1	3.000		3.000
Madagaskar			37	37
Mali		10	3	13
Marokko			2	2
Nigeria		169	136	305
Ruanda		20		20
Sierra Leone			2	2
Zentralafrikanische Republik		3		3
Israel	0,5	n.b.	n.b.	n.b.
Bangladesch			3	3
China, VR	100,0	25.000	627.000	652.000
Indien	32,0	467	457	924
Indonesien		4.091	33.899	37.990
Japan			1.186	1.186

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 28: Weichbraunkohle 2006: Förderung, Reserven, Ressourcen und verbleibendes Potenzial [in Mt]

Land/Region	Förderung 2006	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
Korea, DVR (Nordkorea)	8,4	n.b.	n.b.	n.b.
Laos	0,0		220	220
Australien	70,0	37.700	175.800	213.500
Malaysia			270	270
Mongolei	4,9	1.500	9.200	10.700
Myanmar (Burma)	0,2	1	80	81
Nepal			1	1
Neuseeland	0,2	333	9.817	10.150
Pakistan	1,0	3.978	180.645	184.623
Philippinen		187	808	995
Thailand	21,0	1.354	1.391	2.745
Vietnam	0,2	19	200.000	200.019
Kanada	12,0	2.236	51.034	53.270
Mexiko	12,3	51		51
USA	76,0	33.327	393.822	427.149
Argentinien			7.350	7.350
Chile			7	7
Costa Rica			2	2
Dominikanische Republik			84	84
Ecuador		24		24
Haiti			6	6
Peru		100	0	100
WELT	966,8	283.184	3.074.500	3.357.684
Europa	549,5	74.794	94.509	169.303
GUS	78,6	97.820	1.286.631	1.384.451
Afrika	0,0	202	180	382
Naher Osten	0,5	n.b.	n.b.	n.b.
Austral-Asien	237,9	74.630	1.240.777	1.315.407
Nordamerika	100,3	35.614	444.856	480.470
Lateinamerika	0,1	124	7.449	7.573
Antarktis			98	98
OECD	604,0	128.467	715.584	844.051
EU-25	376,0	51.908	83.391	135.299

n.b. – nicht bekannt trotz Förderung

Tabelle 29: Weichbraunkohleressourcen 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland*	1.279.680	41,6%	41,6%
2	China, VR	627.000	20,4%	62,0%
3	USA	393.822	12,8%	74,8%
4	Vietnam	200.000	6,5%	81,3%
5	Pakistan	180.645	5,9%	87,2%
6	Australien	175.800	5,7%	92,9%
7	Kanada	51.034	1,7%	94,6%
8	Polen	41.000	1,3%	95,9%
9	Deutschland	35.160	1,1%	97,1%
10	Indonesien	33.899	1,1%	98,2%
11	Rumänien	9.905	0,3%	98,5%
12	Neuseeland	9.817	0,3%	98,8%
13	Mongolei	9.200	0,3%	99,1%
14	Argentinien	7.350	0,2%	99,3%
15	Ukraine*	5.381	0,2%	99,5%
16	Ungarn	2.704	0,1%	99,6%
17	Griechenland	2.500	0,1%	99,7%
18	Belarus (Weißrussland)*	1.500	0,0%	99,7%
19	Thailand	1.391	0,0%	99,8%
20	Japan	1.186	0,0%	99,8%
WELT		3.074.500	100,0%	
	Europa	94.509	3,1%	
	GUS	1.286.631	41,8%	
	Afrika	180	0,0%	
	Naher Osten	n.b.	0,0%	
	Austral-Asien	1.240.777	40,4%	
	Nordamerika	444.856	14,5%	
	Lateinamerika	7.449	0,2%	
	OECD	715.584	23,3%	
	EU-25	83.391	2,7%	

* Weichbraunkohleressourcen enthalten ebenfalls Hartbraunkohle

Tabelle 30: Weichbraunkohlereserven 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland*	91.607	32,3%	32,3%
2	Deutschland	40.818	14,4%	46,8%
3	Australien	37.700	13,3%	60,1%
4	USA	33.327	11,8%	71,8%
5	China, VR	25.000	8,8%	80,7%
6	Serbien & Montenegro	15.926	5,6%	86,3%
7	Indonesien	4.091	1,4%	87,7%
8	Pakistan	3.978	1,4%	89,1%
9	Griechenland	3.900	1,4%	90,5%
10	Polen	3.870	1,4%	91,9%
11	Türkei	3.147	1,1%	93,0%
12	Usbekistan	3.000	1,1%	94,1%
13	Ungarn	2.633	0,9%	95,0%
14	Ukraine*	2.336	0,8%	95,8%
15	Kanada	2.236	0,8%	96,6%
16	Bulgarien	2.092	0,7%	97,3%
17	Mongolei	1.500	0,5%	97,9%
18	Thailand	1.354	0,5%	98,4%
19	Kirgisistan	812	0,3%	98,6%
20	Albanien	794	0,3%	98,9%
	WELT	283.184	100,0%	
	Europa	74.794	26,4%	
	GUS	97.820	34,5%	
	Afrika	202	0,1%	
	Naher Osten	n.b.	0,0%	
	Austral-Asien	74.630	26,3%	
	Nordamerika	35.614	12,6%	
	Lateinamerika	124	0,0%	
	OECD	128.467	45,4%	
	EU-25	51.908	18,3%	

* Weichbraunkohlereserven enthalten ebenfalls Hartbraunkohle

Tabelle 31: Weichbraunkohleförderung 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	176,3	18,2%	18,2%
2	China, VR	100,0	10,3%	28,6%
3	USA	76,0	7,9%	36,4%
4	Russland*	74,8	7,7%	44,2%
5	Australien	70,0	7,2%	51,4%
6	Griechenland	63,8	6,6%	58,0%
7	Türkei	62,0	6,4%	64,4%
8	Polen	61,0	6,3%	70,7%
9	Tschechische Republik*	48,6	5,0%	75,8%
10	Serbien & Montenegro	42,0	4,3%	80,1%
11	Rumänien	33,5	3,5%	83,6%
12	Indien	32,0	3,3%	86,9%
13	Bulgarien	24,0	2,5%	89,4%
14	Thailand	21,0	2,2%	91,5%
15	Mexiko	12,3	1,3%	92,8%
16	Kanada	12,0	1,2%	94,1%
17	Ungarn*	9,1	0,9%	95,0%
18	Korea, DVR (Nordkorea)	8,4	0,9%	95,9%
19	Spanien	7,1	0,7%	96,6%
20	Bosnien-Herzegowina	6,0	0,6%	97,2%
	WELT	966,8	100,0%	
	Europa	549,5	56,8%	
	GUS	78,6	8,1%	
	Afrika	0,0	0,0%	
	Naher Osten	0,5	0,1%	
	Austral-Asien	237,9	24,6%	
	Nordamerika	100,3	10,4%	
	Lateinamerika	0,1	0,0%	
	OECD	604,0	62,5%	
	EU-25	376,0	38,9%	

* Hartbraunkohle in Weichbraunkohleförderung enthalten

Tabelle 32: Weichbraunkohleverbrauch 2006: Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land/Region	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	175,7	18,1%	18,1%
2	China, VR	100,0	10,3%	28,5%
3	Russland*	74,3	7,7%	36,1%
4	Australien	70,0	7,2%	43,4%
5	USA	66,7	6,9%	50,3%
6	Griechenland	63,8	6,6%	56,8%
7	Türkei	62,0	6,4%	63,2%
8	Polen	60,5	6,2%	69,5%
9	Tschechische Republik*	49,4	5,1%	74,6%
10	Serbien & Montenegro	42,2	4,4%	79,0%
11	Rumänien	33,5	3,5%	82,4%
12	Indien	32,0	3,3%	85,7%
13	Bulgarien	24,0	2,5%	88,2%
14	Kanada	21,4	2,2%	90,4%
15	Thailand	20,8	2,1%	92,6%
16	Mexiko	12,3	1,3%	93,8%
17	Ungarn*	9,3	1,0%	94,8%
18	Korea, DVR (Nordkorea)	8,4	0,9%	95,7%
19	Spanien	7,2	0,7%	96,4%
20	Bosnien-Herzegowina	6,1	0,6%	97,0%
	WELT	968,4	100,0%	
	Europa	551,9	57,0%	
	GUS	78,0	8,1%	
	Afrika	0,0	0,0%	
	Naher Osten	0,5	0,1%	
	Austral-Asien	237,5	24,5%	
	Nordamerika	100,4	10,4%	
	Lateinamerika	0,1	0,0%	
	OECD	605,6	62,5%	
	EU-25	378,0	39,0%	

* Hartbraunkohle in Weichbraunkohleverbrauch enthalten

Tabelle 33: Gesamtpotenzial (EUR) Uran Ende 2006 [in kt U]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Bulgarien		16,7	2	30	48	31
Dänemark				92	92	92
Deutschland	0,1	219,5		81	300	81
Finnland		0,0		1	1	1
Frankreich	0,0	76,0		12	88	12
Griechenland			1	12	13	13
Italien				16	16	16
Portugal		3,7		15	18	15
Rumänien	0,1	18,3		13	31	13
Schweden		0,1		10	10	10
Spanien		6,2		11	17	11
Slowenien				8	8	8
Tschechische Republik	0,4	109,7		180	290	180
Türkei				7	7	7
Ungarn		21,1		18	39	18
Kasachstan	5,3	38,0	279	1.347	1.664	1.626
Russland	3,4	42,1	58	764	864	822
UdSSR*		377,6			378	
Ukraine	0,8	12,3	28	332	372	360
Usbekistan	2,2	30,3	60	275	366	335
Ägypten				0	0	0
Algerien				20	20	20
Gabun		25,4		6	31	6
Kongo, DR	1,7	25,6		3	28	3
Malawi				9	9	9
Namibia	3,1	87,9	62	220	370	282
Niger	3,4	101,3	173	77	351	250
Sambia		0,1		22	22	22
Simbabwe				25	25	25
Somalia				8	8	8
Südafrika	0,8	160,0	89	1.475	1.724	1.564
Zentralafrika, Rep.				12	12	12
Iran				16	16	16
Jordanien			30	86	116	116
Australien	7,6	139,4	701	442	1.282	1.143
China, VR	0,7	29,6	26	42	97	67
Chile				8	8	8
Indien	0,2	8,7		94	103	94

* UdSSR bis 1991 (Kasachstan, Kirgisistan, Russland, Ukraine, Usbekistan als Teilrepubliken mit Uranförderung)

Tabelle setzt sich fort

Fortsetzung Tabelle 33: Gesamtpotenzial (EUR) Uran Ende 2006 [in kt U]

Land	Förderung 2006	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Indonesien				18	18	18
Japan		0,1		7	7	7
Mongolei		5,4	8	1.444	1.457	1.452
Pakistan	0,0	1,1			1	0
Thailand				0	0	0
Vietnam				244	244	244
Kanada	9,9	407,6	287	1.007	1.701	1.294
Mexiko		0,0		15	15	15
USA	1,7	359,9		2.955	3.315	2.955
Argentinien		2,6	5	12	20	17
Brasilien	0,3	2,6	140	939	1.079	1.079
Kolumbien	0,8			228	228	228
Peru				29	29	29
WELT	42,5	2.328,8	1.947	12.849	17.123	14.797
Europa	0,5	471,2	3	506	980	509
GUS	11,7	500,3	424	2.719	3.644	3.143
Afrika	9,0	400,3	324	1.876	2.600	2.200
Naher Osten			30	102	133	133
Austral-Asien	8,6	184,2	735	2.291	3.210	3.026
Nordamerika	11,6	767,6	287	3.976	5.031	4.264
Lateinamerika	1,1	5,3	145	1.379	1.526	1.523
OECD	19,5	1.343,3	989	4.881	7.213	5.870
EU-25	0,4	436	1	448	886	449

Tabelle 34: Uranreserven 2006: Die wichtigsten Länder (Top 10)

Rang	Land/Region	t	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Australien	701.000	36,0%	36,0%
2	Kanada	287.200	14,7%	50,7%
3	Kasachstan	278.840	14,3%	65,1%
4	Niger	172.866	8,9%	73,9%
5	Brasilien	139.900	7,2%	81,1%
6	Südafrika, Rep.	88.548	4,5%	85,7%
7	Namibia	62.186	3,2%	88,9%
8	Usbekistan	59.743	3,1%	91,9%
9	Russland	57.530	3,0%	94,9%
10	Jordanien	30.375	1,6%	96,4%
	WELT	1.947.383	100,0%	
	Europa	2.665	0,1%	
	GUS	424.118	21,8%	
	Afrika	323.600	16,6%	
	Naher Osten	30.375	1,6%	
	Austral-Asien	734.745	37,7%	
	Nordamerika	287.200	14,7%	
	Lateinamerika	144.680	7,4%	
	OECD	989.200	50,8%	
	EU-25	1.000	0,1%	

Quelle: NEA (2006)

Tabelle 35: Uranressourcen 2006: Die wichtigsten Länder (> 20 kt U) in kt

Land/ Region	entdeckt			nicht entdeckt			Anteil	
	RAR 40- 130\$/kg U	Inferred <130\$/kg U	Gesamt	Prognos- tiziert	Speku- lativ	Gesamt	Land	Kumu- liert
1	2	3	4=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
USA	342	0	342	1.273	1.340	2.955	23,0%	23,0%
Südafrika, Rep.	167	85	252	110	1.113	1.475	11,5%	34,5%
Mongolei	38	16	54	0	1.390	1.444	11,2%	45,7%
Kasachstan	235	302	537	310	500	1.347	10,5%	56,2%
Kanada	58	99	157	150	700	1.007	7,8%	64,0%
Brasilien	18	121	139	300	500	939	7,3%	71,3%
Russland	74	41	115	105	545	764	5,9%	77,3%
Australien	46	396	442	0	0	442	3,4%	80,7%
Ukraine	39	23	62	15	255	332	2,6%	83,3%
Usbekistan	17	39	56	85	135	275	2,1%	85,5%
Vietnam	1	5	6	8	230	244	1,9%	87,4%
Kolumbien	0	0	0	11	217	228	1,8%	89,1%
Namibia	120	100	220	0	0	220	1,7%	90,8%
Tschechische Republik	1	0	1	0	179	180	1,4%	92,2%
Venezuela	0	0	0	0	163	163	1,3%	93,5%
Indien	43	22	65	12	17	94	0,7%	94,2%
Dänemark	20	12	32	0	60	92	0,7%	95,0%
Jordanien	0	49	49	38	0	86	0,7%	95,6%
Deutschland	3	4	7	0	74	81	0,6%	96,3%
Niger	8	45	53	25	0	77	0,6%	96,9%
China, VR	12	22	34	4	4	42	0,3%	97,2%
Bulgarien	5	6	12	2	16	30	0,2%	97,4%
Peru	1	1	2	7	20	29	0,2%	97,6%
Simbabwe	0	0	0	0	25	25	0,2%	97,8%
Sambia	0	0	0	22	0	22	0,2%	98,0%
Algerien	20	0	20	0	0	20	0,2%	98,2%
WELT	1.350	1.446	2.796	2.519	7.536	12.849	100,0%	
Europa	63	64	127	33	347	506	3,9%	
GUS	365	405	770	515	1.435	2.719	21,2%	
Afrika	348	235	582	157	1.138	1.877	14,6%	
Naher Osten	0	50	50	42	11	102	0,8%	
Austral-Asien	151	462	614	24	1.654	2.291	17,8%	
Nord-Amerika	401	99	500	1.426	2.050	3.976	30,9%	
Lateinamerika	22	132	153	323	902	1.379	10,7%	
OECD	499	544	0	1.452	2.378	4.873	37,9%	
EU-25	42	48	0	27	328	445	3,5%	

Quelle: NEA (2006)

Tabelle 36: Natururanproduktion 2006: Die wichtigsten Länder (Top 10)

Rang	Land/Region	t	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Kanada	9.862	24,6%	24,6%
2	Australien	7.593	19,0%	43,6%
3	Kasachstan	5.281	13,2%	56,8%
4	Niger	3.434	8,6%	65,4%
5	Russ. Föderation	3.200	8,0%	73,4%
6	Namibia	3.077	7,7%	81,1%
7	Usbekistan	2.242	5,6%	86,7%
8	USA	1.699	4,2%	90,9%
9	Ukraine	900	2,2%	93,1%
10	China, VR	750	1,9%	95,0%
...				
19	Deutschland	60	0,2%	
...				
	WELT	40.039	100,0%	
	Europa	514	1,3%	
	GUS	11.723	29,3%	
	Afrika	7.338	18,3%	
	Naher Osten			
	Austral-Asien	8.563	21,4%	
	Nordamerika	11.561	28,9%	
	Lateinamerika	340	0,8%	
	OECD	19.548	48,8%	
	EU-25	424	1,1%	

Quelle: RWE NUKEM Data Feature 2006

Tabelle 37: Uranverbrauch 2006: Die wichtigsten Länder (> 5 Mtoe)

Rang	Land/Region	Mtoe	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	187,5	29,5%	29,5%
2	Frankreich	102,1	16,1%	45,6%
3	Japan	68,6	10,8%	56,4%
4	Deutschland	37,9	6,0%	62,3%
5	Russland	35,4	5,6%	67,9%
6	Korea, Rep. (Südkorea)	33,7	5,3%	73,2%
7	Kanada	22,3	3,5%	76,7%
8	Ukraine	20,4	3,2%	79,9%
9	Großbritannien	17,0	2,7%	82,6%
10	Schweden	15,4	2,4%	85,0%
11	Spanien	13,6	2,1%	87,1%
12	China, VR	12,3	1,9%	89,1%
13	Belgien & Luxemburg	11,0	1,7%	90,8%
14	Taiwan	9,0	1,4%	92,2%
15	Tschechische Rep.	5,9	0,9%	93,2%
16	Finnland	5,4	0,8%	94,0%
	WELT	627,0	100,0%	
	Europa	232,1	36,5%	
	GUS	55,8	8,8%	
	Afrika	2,4	0,4%	
	Austral-Asien	128,2	20,2%	
	Nordamerika	212,3	33,4%	
	Lateinamerika	4,8	0,8%	
	OECD	546,1	85,9%	
	EU-25	220,1	34,6%	

Quelle: BP (2007)



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

Tel.: +49 (0)511 – 643-34 70
Fax: +49 (0)511 – 643-23 04
Internet: <http://www.bgr.bund.de>