

KURZSTUDIE



Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005

Stand 31.12. 2005



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 2005

- Kurzstudie -

Quellen für Titelbilder:

BP
Wintershall AG
Deutsche Steinkohle AG

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: Peter Gerling
Hilmar Rempel
Ulrich Schwarz-Schampera
Thomas Thielemann

Layout: Gabriele Ebenhöch
Grafiken: Uwe Benitz

Überarbeitete Fassung
Stand: 21. Februar 2007

Vorwort

Die vorliegende Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005“ ist eine Fortschreibung der gleichnamigen Studie aus dem Jahre 2004 – Berichtsstand dieser Studie ist Ende 2005. Aktualisiert wurden die Daten für konventionelle Kohlenwasserstoffe, für Kohle und für Kernenergie. Die Daten der nicht-konventionellen Erdöle und Erdgase wurden unverändert fortgeschrieben.

Die in der Kurzstudie 2004 (BGR 2005, Stand 31.12.2004) aufgezeigten regional unterschiedlichen Entwicklungen der Weltwirtschaft haben sich fortgesetzt. Bezogen auf die Energiemärkte waren folgende Tendenzen bestimmend:

- ◆ Die starken Schwankungen und Anstiege der Energiepreise insbesondere bei Erdöl, und nachfolgend bei den anderen geogenen Energieträgern, setzten sich fort. So erreichte der Preis für Rohöl der Marke Brent im August 2006 mit fast 79 \$/b seine bisherige nominelle Höchstmarke.
- ◆ Eine fortschreitende Globalisierung mit
 - weiterer Liberalisierung der Strom- und Erdgasmärkte und
 - weiterer Konzentration bei den Produzenten und Energieanbietern durch Firmenzusammenschlüsse und –übernahmen und
 - Zunahme des Einflusses nationaler Ölgesellschaften.
- ◆ Verstärkte Diskussionen zur nationalen und internationalen Energiepolitik und zur Sicherung der Rohstoffbezüge, u. a. ver-

ursacht durch die hohen Energierohstoffpreise, befürchtete Lieferunterbrechungen und zu hohe Importabhängigkeiten. Hier sind u. a. das Grünbuch der EU zur zukünftigen Energieversorgung und die Energiedialoge EU – Russland und EU – OPEC sowie OECD – OPEC zu erwähnen. Energiesicherheit war auch Thema des G8-Gipfels im August 2006 in St. Petersburg – eine entsprechende Deklaration wurde verabschiedet. In Deutschland fand Anfang März 2005 ein Rohstoffkongress des BDI unter Beteiligung des Bundeskanzlers statt und ein neues Energiewirtschaftsgesetz wurde verabschiedet. Im März 2006 fand im Bundeskanzleramt ein Energiegipfel statt, der im Oktober seine Fortsetzung finden soll.

- ◆ Internationale Verhandlungen zur Klimaproblematik mit dem Ziel der Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der langfristigen Verringerung des Einsatzes fossiler Brennstoffe. In Europa startete Anfang 2005 der Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten und im Februar 2005 trat das Kyoto-Protokoll in Kraft.
- ◆ Konträre Standpunkte zur zukünftigen Nutzung der Kernenergie.

Voraussagen über künftige Entwicklungen des Energieverbrauchs sind mit größeren Ungewissheiten behaftet. Die meisten verfügbaren Prognosen gehen in ihren Referenz-Szenarien von einem Verbrauchsanstieg von ca. 9,1 Gtoe im Jahr 2000 über 11 bis 11,5 Gtoe im Jahr 2010 auf 13,5 bis 14 Gtoe im Jahr 2020 aus.

Vorwort

Der „World Energy Outlook“ der IEA vom November 2005 (IEA 2005) rechnet für das Jahr 2030 im Referenzszenario mit einem Energieverbrauch von 16,3 Gtoe. Das bedeutet gegenüber dem Jahr 2003 einen Zuwachs von ca. 52 %. Damit steigt die Nachfrage nach Energie in diesem Zeitraum jährlich um 1,7 %. Diese Steigerungsraten sind aber geringer als in den letzten drei Dekaden (+2,0 %). Ein besonders hohes Wachstumstempo wird in den Entwicklungsländern erwartet, auf die etwa zwei Drittel des Zuwachses entfallen. Für die Sicherung dieses Energiebedarfs rechnet die IEA in ihrem „World Energy Investment Outlook 2003“ für den Zeitraum bis 2030 mit Investitionen in Höhe von 16,5 Bill. \$, von denen über die Hälfte in Kraftwerksprojekte gehen soll. Für den Erdöl- und Erdgassektor werden jeweils 3,1 Bill. \$ benötigt, für Kohleprojekte 0,4 Bill. \$.

Die fossilen Brennstoffe werden laut IEA (2005) auch in den kommenden drei Jahrzehnten die Hauptenergiequelle bleiben. Sie müssen etwa 83 % des Verbrauchsanstieges decken. So wird bei Erdöl ein jährlicher Anstieg des Bedarfs von 1,4 % prognostiziert, wobei der Transportsektor ein wesentlicher Wachstumsmarkt ist – und die Achillesferse, mit jährlichen Steigerungsraten von 2,1 % darstellt. Diese Wachstumsprognosen würden zu einem Bedarf von 5,5 Gt im Jahr 2030 führen. Hier könnten aus unserer Sicht Engpässe auftreten. Der Erdgasbedarf steigt überdurchschnittlich und dürfte sich bis 2030 fast verdoppeln. Damit nimmt der Erdgasanteil am PEV von gegenwärtig 21 % auf 24 % im Jahr 2030 zu. Der Anstieg des Anteils der Kohle wird als weniger stark prognostiziert. Tatsächlich war in den letzten fünf Jahren jedoch ein überdurchschnittlicher Anstieg des Kohleverbrauchs – insbesondere hervorgerufen durch sehr hohe Verbräuche in China – zu verzeichnen. Bei der Kernenergie wird mit einem geringfügigen Anstieg gerechnet.

Von der IEA (2004) wird ein rapides Ansteigen des Energiehandels erwartet, – insbesondere von Erdöl und Erdgas, der sich mehr als verdoppelt – sowie eine weiter zunehmende Abhängigkeit der OECD-Staaten von Energieimporten. Damit rückt die Versorgungssicherheit 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 ihrer Energiebedürfnisse. Unter diesem Aspekt bildet eine ausreichende und bezahlbare Energieversorgung bei gleichzeitiger Beachtung der Umweltverträglichkeit einen wichtigen Bereich der zukünftigen Energiepolitik.

Energierohstoffe im Überblick

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

1995 und 2005 vergleicht. Eine steigende Abhängigkeit von Importen ist insbesondere bei Erdgas zu verzeichnen; der Bedarf an Erdöl wird fast vollständig aus Importen gedeckt. Angesichts der schmalen eigenen Reservenbasis ist auch zukünftig mit einem weiteren Anstieg der Abhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen zu rechnen.

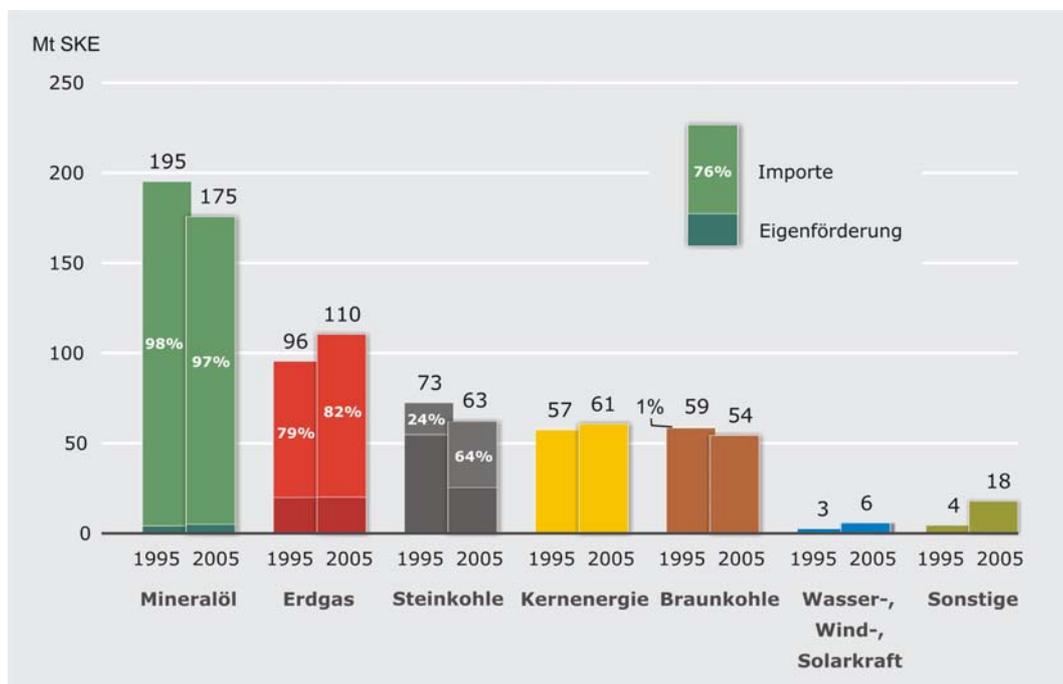


Abb. 1: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergie-Rohstoffen in den Jahren 1995 und 2005 (Quelle: AGEB 2006, BGR-Datenbank).

Weltweit hat der Verbrauch an Energierohstoffen (Primärenergieverbrauch PEV) in den letzten Jahrzehnten zugenommen (Abb. 2). In den letzten 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 nichterneuerbaren Energierohstoffen. Die tatsächlichen Verbräuche an Kohle liegen deutlich über den bisherigen Prognosen (Abb. 2).

Die IEA erwartet in ihrer Prognose bis zum Jahr 2030 (IEA 2005a) einen Anstieg des PEV um 52 %. In ihrer neuesten Studie (IEA 2006) rechnet sie im Basisszenario in etwa mit einer Verdoppelung des Energiebedarfs

bis 2050. Unter diesem Aspekt stellt sich die Frage nach der ausreichenden Verfügbarkeit der einzelnen Energierohstoffe auch über einen längeren Zeitraum. Dieser Problematik widmet sich die vorliegende Studie.

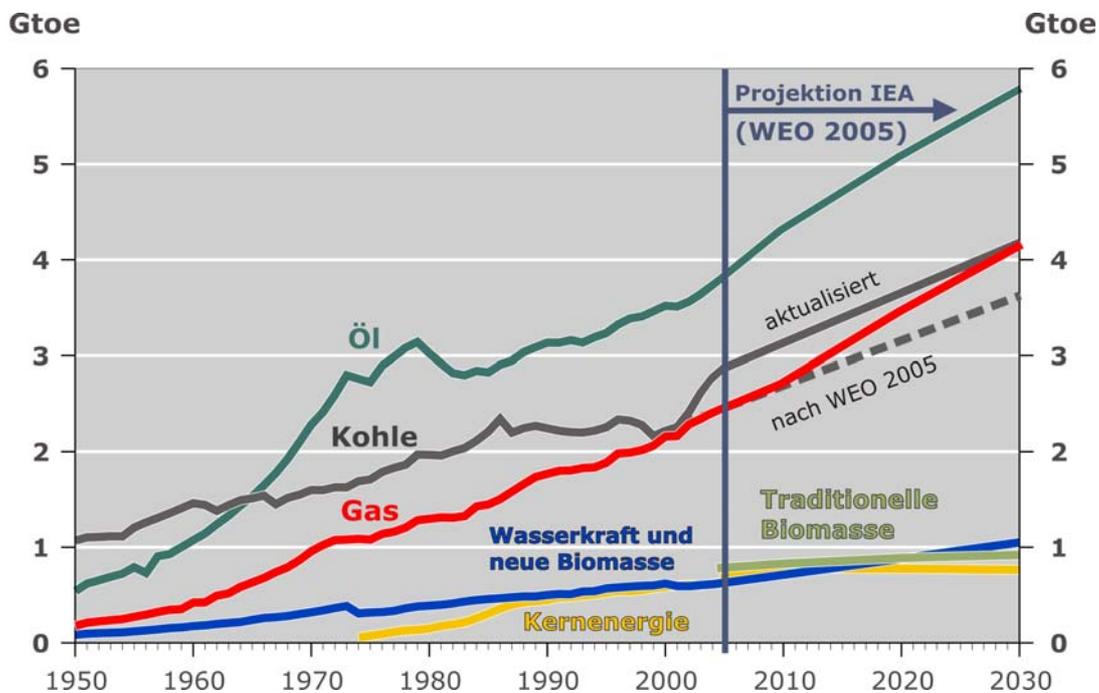


Abb. 2: Entwicklung des PEV weltweit nach BP (einzelne Energieträger ohne Biomasse) und Prognose der IEA (2005a) bis 2030 [G1].

Die Jahre 2004 und 2005 waren durch einen drastischen Anstieg der Preise für Erdöl aber auch andere Energierohstoffe gekennzeichnet (Abb. 3). Im Jahr 2005 lagen die Durchschnittspreise für Erdöl, Erdgas und Kohle in etwa doppelt so hoch wie 2002. Bei Uran war der Preisanstieg mit ca. 160 % noch höher. Manche Experten deuten diesen Preisanstieg bereits als Vorboten einer sich abzeichnenden Verknappung der Energierohstoffe.

Tatsächlich dürften diese Entwicklungen jedoch durch eine Gemengelage aus unterschiedlichen Faktoren bedingt sein:

- ◆ Ein weltweites Wirtschaftswachstum, insbesondere in den USA und China,

- ◆ ein immens wachsender Hunger der Dritten Welt nach Energie, insbesondere der Schwellenländer Asiens (China und Indien),
- ◆ politische Instabilitäten in den Lieferregionen,
- ◆ Engpässe bei den Förder- und Transportkapazitäten durch fehlende Investitionen während der vorangegangenen Tiefpreisphase,
- ◆ die weltweite Finanzmarktentwicklung (US\$/€Wechselkursänderungen),
- ◆ Unsicherheiten bei der Bewertung von Reserven und
- ◆ Spekulationen, insbesondere auf dem Ölmarkt. [G1]

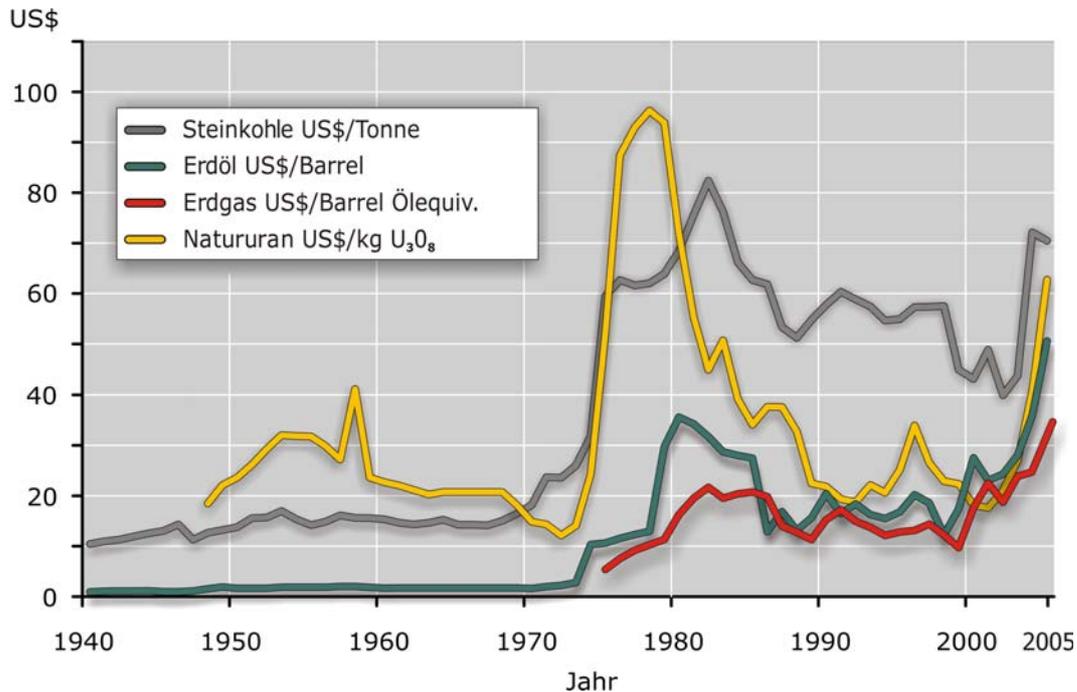


Abb. 3: Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger (Jahresmittelwerte) seit dem Jahr 1940.

In den folgenden Ausführungen wird der Stand der weltweiten Reserven und Ressourcen der Energierohstoffe zum Jahreswechsel 2005/06 analysiert und sowohl global als auch regional dargestellt. Grundlage hierfür bildete die interne Datenbank der BGR, die auf der Auswertung von Daten in Fachzeitschriften bzw. Publikationen, Berichten nationaler Organisationen, von Botschaften und eigenen Bewertungen basiert.

Zum besseren Verständnis werden, soweit wie möglich, einheitliche Begriffe für Reserven und Ressourcen bei allen Energierohstoffen angewandt. Dabei wurde versucht, den Begriffen der UN-ECE Rahmenrichtlinie zu folgen (UN-ECE 2004). Für die Kohlenwasserstoffe sind die Definitionen des Welteerdölkongresses (WPC) und der Society of Petroleum Engineers (SPE) weltweit in Anwendung. Diese decken sich nicht ganz mit denen für Kohle. Eine Gegenüberstellung der Definitionen für die einzelnen Rohstoffe

enthält Kapitel 6 „Definitionen“ am Schluss dieser Studie.

Generell wird das Internationale System der physikalischen Einheiten SI angewandt. Es werden die Bezeichnungen Mega, Giga und Tera mit den entsprechenden Abkürzungen (M, G, T) benutzt. Bei Erdgas werden die Abkürzungen vor den m³ korrekterweise noch mit einem Punkt versehen (z. B. G.m³). Ausnahmen gibt es lediglich bei Erdöl, wo gelegentlich die in der Erdölindustrie übliche Maßeinheit Barrel (b oder bbl) genutzt wird.

2 Globale Reserven, Ressourcen und Produktion

In den Tabellen 1 und 2 werden die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe von Ende 2005 denen von Ende 2004 gegenübergestellt. Dabei wurden 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 angerissen, später im Zusammenhang mit den einzelnen Rohstoffen ausführlicher betrachtet.

Die Reserven, d. h. die derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen betragen Ende 2005 insgesamt etwa 37.400 EJ bzw. 1.300 Gt SKE (Tab. 2). Sie blieben damit in etwa auf dem Vorjahresniveau. Ein Rückgang bei den Hartkohlereserven wurde durch leichte Anstiege bei allen anderen Energierohstoffen ausgeglichen.

Der quantitativ beherrschende Energierohstoff ist nach wie vor die Kohle, deren Anteil an den Reserven aller nicht-erneuerbarer Energierohstoffe ca. 55 % beträgt (Abb. 4). Mit ca. 26 % rangiert das Erdöl (konventionell und nicht-konventionell mit entsprechend 17,9 bzw. 7,3 %) an zweiter Stelle. Das Erdgas folgt mit gut 15 %, die Kernbrennstoffe machen zusammen gut 4 % aus.

Die Ressourcen, d. h. die nachgewiesenen, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbaren sowie die nicht nachgewiesenen, aber geologisch möglichen, künftig gewinnbaren Mengen („yet to find“) der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe betragen zu Ende 2005 ca. 190.100 EJ bzw. etwa 6.500 Gt SKE (Tab. 2). Sie stiegen gegen-

über 2004 um ca. 4 %. Diese Zunahme resultiert ausschließlich aus höheren Bewertungen bei Hartkohle und Weichbraunkohle, während die Uranressourcen abnahmen.

Die dominierende Rolle der Kohle ist bei den Ressourcen mit einem Anteil von gut 60 % (Abb. 4) noch ausgeprägter als bei den Reserven. Mit gut 29 % rangieren die aggregierten Ressourcen des konventionellen und nicht-konventionellen Erdgases (3,5 % bzw. 25,6 %) an zweiter Stelle. Das Erdöl folgt mit reichlich 7 % vor den Kernbrennstoffen mit reichlich 3 %.

Vergleicht man pauschal Jahresförderung, Reserven und Ressourcen miteinander, so ergibt sich in etwa eine Relation von 1 zu 100 zu 500.

Die globalen Reserven an Energierohstoffen lassen, bis auf das konventionelle Erdöl, langfristig eine ausreichende Deckung des Energiebedarfes erwarten.

**Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe:
Vergleich 2004 und 2005 (in den für einzelne Energierohstoffe gebräuchlichen Einheiten)**

Energieträger	Reserven		Ressourcen	
	2004	2005	2004	2005
Erdöl	160 Gt	162 Gt	82 Gt	82 Gt
Erdgas	176 T.m ³	179 T.m ³	207 T.m ³	207 T.m ³
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	294 Gtoe	297 Gtoe	239 Gtoe	239 Gtoe
Schweröl				
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	68 Gtoe	68 Gtoe	1.412 Gtoe	1.412 Gtoe
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt	362 Gtoe	365 Gtoe	1.651 Gtoe	1.651 Gtoe
Hartkohle	642 Gt SKE	626 Gt SKE	3.280 Gt SKE	3.569 Gt SKE
Weichbraunkohle	67 Gt SKE	70 Gt SKE	305 Gt SKE	348 Gt SKE
KOHLE gesamt	709 Gt SKE	697 Gt SKE	3.585 Gt SKE	3.917 Gt SKE
Uran	1,75 Mt U ¹⁾	1,95 Mt U ¹⁾	5,67 Mt U ²⁾ 12,52 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

Abweichungen bei Summen durch Rundungen möglich

¹⁾ RAR gewinnbar bis 40 \$/kg U

²⁾ Summe aus RAR gewinnbar von 40-130 \$/kg U und EAR I +II

³⁾ spekulative Ressourcen

**Tabelle 2: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe:
Vergleich 2004 und 2005 (in Gt SKE und EJ)**

Energieträger	Reserven [Gt SKE]		Ressourcen [Gt SKE]		Reserven [EJ (10 ¹⁸ J)]		Ressourcen [EJ (10 ¹⁸ J)]	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Erdöl	228	231	117	117	6.669	6.755	3.430	3.430
Erdgas	191	194	224	224	5.599	5.676	6.555	6555
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	419	425	341	341	12.268	12.431	9.985	9.985
Ölsand / Schwerstöl	93	93	94	94	2.720	2.720	2.761	2.761
Ölschiefer	1	1	184	184	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	97	97	32	32	2.856	2.856
Kohle-Flözgas	1	1	155	155	32	32	4.538	4.538
Aquifere	-	-	866	866	-	-	25.374	25.374
Gashydrate	-	-	542	542	-	-	15.866	15.866
Nicht-konventionelles Erdgas	2	2	1.660	1.660	63	63	48.633	48.633
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	96	96	2.017	2.017	2.825	2.825	59.093	59.093
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt	515	521	2.358	2.358	15.093	15.255	69.078	69.078
Hartkohle	642	626	3.280	3.569	18.811	18.347	96110	104.573
Weichbraunkohle	67	70	305	348	1.963	2.062	8.922	10.184
KOHLE gesamt	709	697	3.585	3.917	20.774	20.408	105.032	114.757
FOSSILE ENERGIETRÄGER	1.224	1.217	5.943	6.275	35.867	35.663	174.319	183.835
Uran ¹⁾	24 ²⁾	27 ²⁾	73 ³⁾ 175 ³⁾	74 ³⁾ 106 ⁴⁾	717	799	2.139 5.128	2.180 3.091
Thorium ⁵⁾	31	31	34	34	908	908	964	964
KERNBRENNSTOFFE	55	58	281	214	1.625	1.707	8.230	6.268
NICHT ERNEUERBARE ENERGIEROHSTOFFE	1.279	1.275	6.224	6.489	37.492	37.370	182.350	190.103

Rundungen bei der Umrechnung in J, daher Abweichungen bei den Summen 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 EAR (estimated additional resources) I+II

⁴⁾ spekulative Ressourcen

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

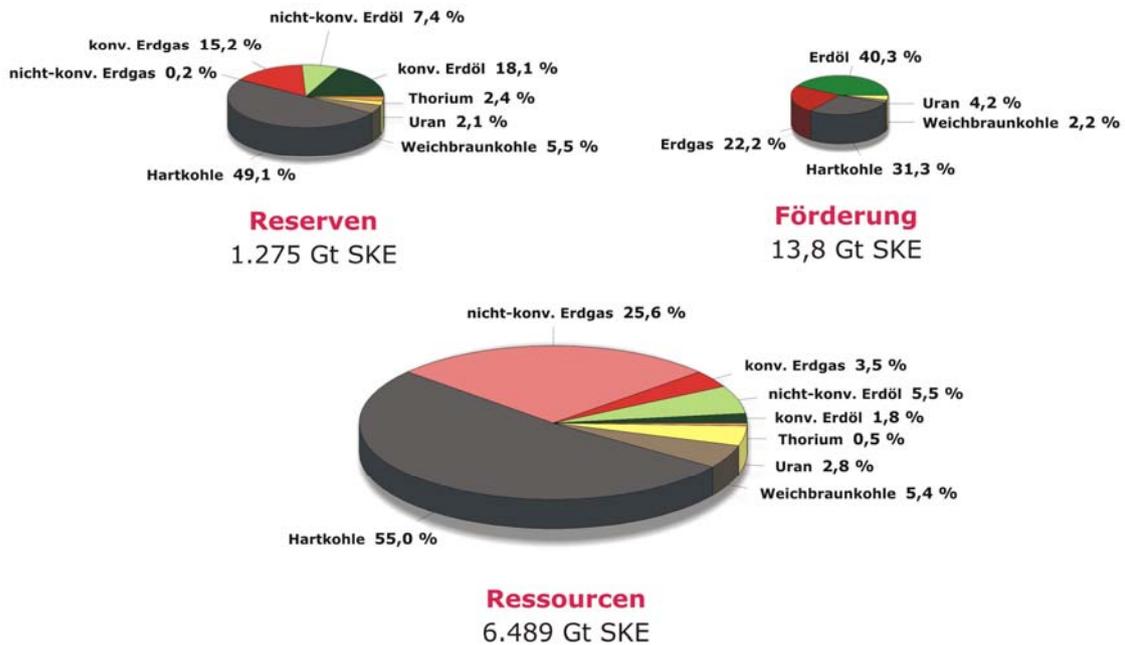


Abb. 4: Anteile der einzelnen Energierohstoffe an der Förderung, den Reserven und den Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe im Jahr 2005.

3 Regionale Aspekte

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 Verbrauch zusammen. Somit 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 und

Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe. Dabei sind alle Rohstoffe auf Basis ihrer Energieinhalte aggregiert. Diese Darstellung ist eine Glättung und verwischt z. T. gravierende Unterschiede bezogen auf die einzelnen Rohstoffe. Die Daten für die einzelnen Rohstoffe zusätzlich des Verbrauchs sind in den Tabellen 3 bis 6 zusammengestellt.

Anteile in %

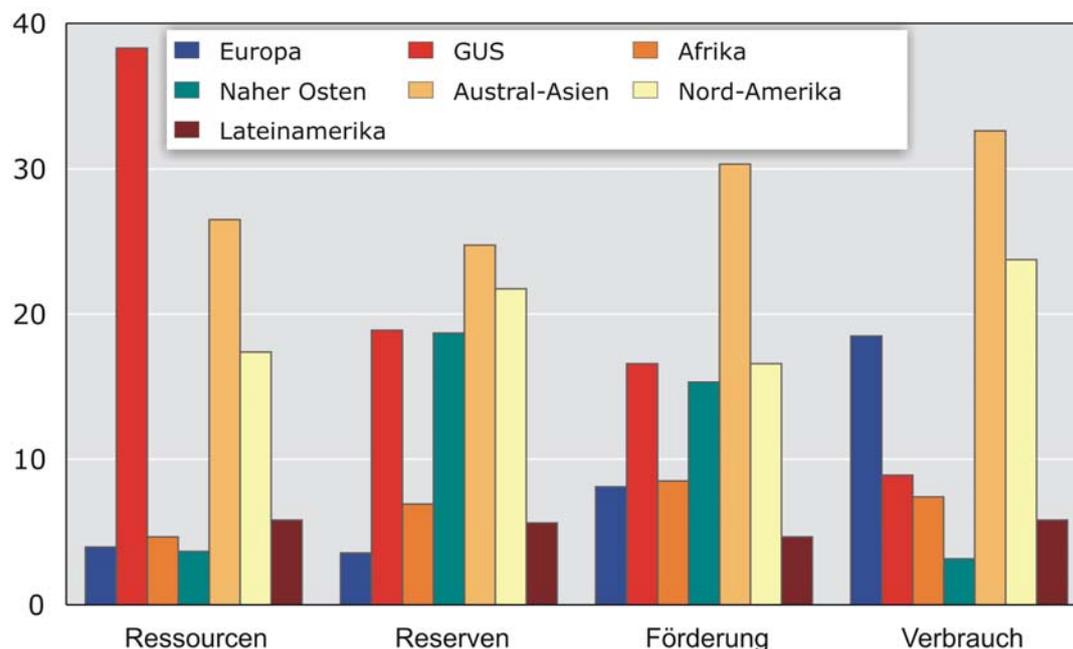


Abb. 5: Regionale Unterschiede von Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005 (aggregiert auf Basis des Energieinhaltes).

Bei den Ressourcen dominiert die GUS, bedingt durch die großen Mengen an Kohle, Erdgas und Erdöl, vor Austral-Asien und Nordamerika, letztgenanntes mit bedeutenden Ressourcen an Kohle und Erdgas.

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

Die Region Austral-Asien nimmt die erste Position bei der Förderung von Energierohstoffen ein, insbesondere durch die sehr hohe Kohleförderung, bei vergleichsweise geringerer Förderung von Erdöl und Erdgas. Nordamerika folgt dichtauf, 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.

Beim Verbrauch dominiert ebenfalls Austral-Asien ab 2004 mit dem höchsten Kohleverbrauch (China, Indien) und hohem Ölverbrauch vor Nordamerika mit dem höchsten Verbrauch von Erdöl und Erdgas sowie einem hohen Kohleverbrauch. Europa fällt trotz eines hohen Erdöl- und Erdgasverbrauchs deutlich ab.

Tabelle 3: Regionale Verteilung der Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	111	42	186	7	319	403	1	253	1.321	3,5%
GUS	668	397	1.811	3	3.829	183	174		7.065	18,9%
Afrika	631	21	446		1.329	2	133	21	2.583	6,9%
Naher Osten	4.198	418	2.303		43	0	12		6.975	18,7%
Austral-Asien	268	126	457	3	6.743	1.051	301	271	9.220	24,7%
Nordamerika	286	1.297	245	50	5.651	368	118	108	8.122	21,7%
Lateinamerika	594	460	227		433	56	59	255	2.086	5,6%
WELT	6.755	2.761	5.676	63	18.347	2.062	799	908	37.371	100,0%
OECD	437	1.736	502	55	7.883	986	406	498	12.500	33,5%
EU-25	50	13	99	3	290	161	0	0	615	1,6%
OPEC	5.109	837	2.799	3	159	42			8.980	24,0%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tabelle 4: Regionale Verteilung der Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	152	84	226	1.869	2.238	1.713	208	293	6.782	3,9%
GUS	881	1.255	3.045	6.073	51.931	2.384	1.115		66.685	38,3%
Afrika	413	251	355	2.764	3.217	3	770	176	7.948	4,6%
Naher Osten	857	502	1.032	3.649	89	23	42		6.194	3,6%
Austral-Asien	267	962	719	8.012	33.360	1.911	940	59	46.231	26,5%
Nordamerika	560	5.523	865	5.851	11.733	3.946	1.631	176	30.286	17,4%
Lateinamerika	300	1.883	312	4.560	2.000	204	66	293	10.118	5,8%
WELT	3.430	10.460	6.555	32.779	104.573	10.184	5.271	996	174.248	100,0%
OECD	746	5.858	1.142	10.059	18.211	5.544	1.999	469	44.027	25,3%
EU-25	66	42	106	1.174	2.061	1.090	183		4.722	2,7%
OPEC	1.141	2.092	1.350	5.521	746	69	81		11.000	6,3%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

¹⁾ ohne Gashydrate (15.866 EJ), da regionale Aufteilung nicht möglich

Tabelle 5: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weichbraunkohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	11,2	10,1	4,9	5,4	0,2	31,9	7,9%
GUS	24,0	25,9	10,0	0,8	4,3	65,1	16,2%
Afrika	19,6	5,2	5,7	0,0	3,0	33,4	8,3%
Naher Osten	50,8	9,3	0,0	0,0	0,0	60,1	15,0%
Austral-Asien	16,0	11,5	72,7	2,0	4,1	106,3	26,4%
Nordamerika	26,9	23,8	27,6	1,0	5,2	84,4	21,0%
Lateinamerika	14,6	4,3	1,7	0,0	0,1	20,7	5,1%
WELT	163,0	90,0	122,6	9,2	16,9	401,8	100,0%
OECD	39,0	34,8	40,2	6,0	9,1	129,1	32,1%
EU-25	4,9	6,7	4,4	3,8	0,2	19,1	5,0%
OPEC	68,0	15,3	4,0	0,2	0,0	87,6	21,8%

Abweichungen in den Summen wegen rechnerischer Rundungen möglich

Tabelle 6: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weichbraunkohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	32,0	17,9	10,8	5,4	9,7	75,7	18,5%
GUS	7,7	19,9	7,7	0,8	2,3	38,4	9,4%
Afrika	5,7	2,4	4,5	0,0	0,1	12,6	3,1%
Naher Osten	11,5	7,9	0,4	0,0	0,0	19,8	4,8%
Austral-Asien	46,9	13,0	69,0	2,0	5,2	136,1	33,3%
Nordamerika	47,8	24,4	27,5	1,0	8,7	109,4	26,8%
Lateinamerika	9,6	3,9	0,8	0,0	0,2	14,5	3,6%
WELT	161,0	89,5	122,4	9,2	26,2	408,3	100,0%
OECD	94,8	45,8	45,5	6,0	22,1	214,2	52,5%
EU-25	28,7	15,9	9,4	3,8	9,3	67,2	16,5%
OPEC	14,1	10,6	1,0	0,2	0,0	25,9	6,3%

Abweichungen in den Summen wegen rechnerischer Rundungen möglich

Das Erdöl deckt in den meisten Regionen den Primärenergieverbrauch zu etwa 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 um 20 % liegt. In Austral-Asien erreicht er nur 11 %.

Hier erreicht die Kohle einen Anteil von ca. 48 %, in Afrika ca. 32 % und in Nordamerika, Europa und in der GUS je um die 20 %. Mit einem Anteil von ca. 12 % am PEV spielt die Kernenergie in Europa eine wichtige Rolle – weltweit liegt ihr Anteil bei ca. 6 %. Die Wasserkraft erreicht in Lateinamerika einen Anteil von ca. 28 %, in allen anderen Regionen spielt sie mit weniger als 5 % eine untergeordnete Rolle.

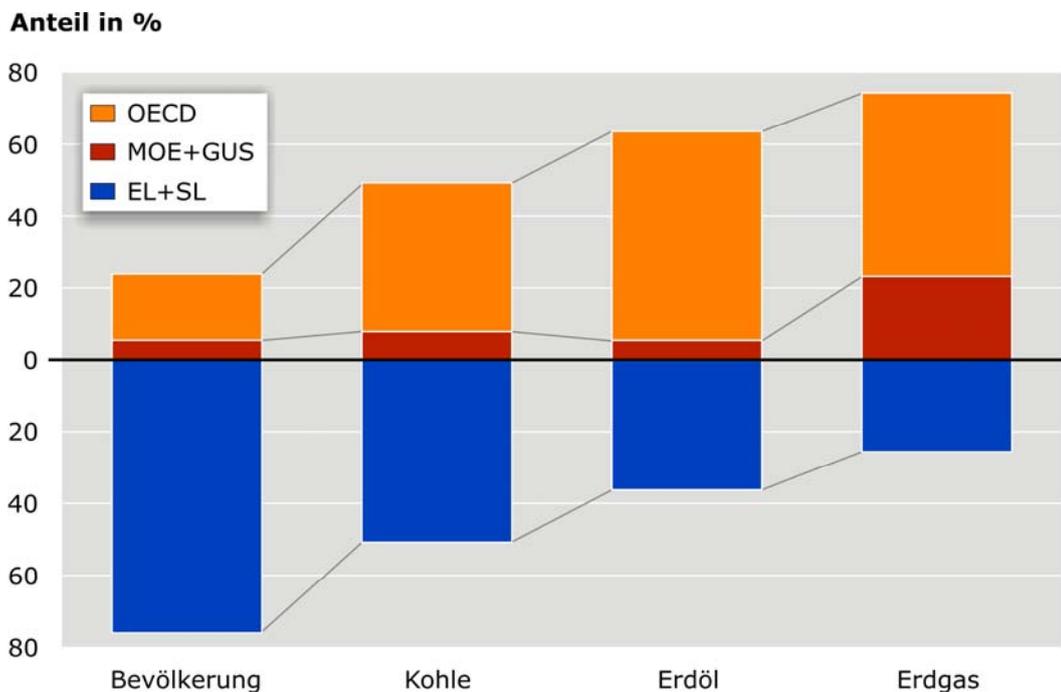


Abb. 6: Die Verteilung von Wohlstand und Energieverbrauch.
(MOE – Mittel-Osteuropa, EL – Entwicklungs- und Schwellenländer)

Beim Verbrauch von Energierohstoffen (Abb. 6) gibt es große Ungleichgewichte. So entfallen auf die Entwicklungs- und Schwellenländer mit einem Bevölkerungsanteil von fast 80 % nur gut 54 % des Kohleverbrauchs, ein Drittel des Erdölverbrauchs und lediglich ein Viertel des Erdgasverbrauchs der Welt. Das unterstreicht die Bedeutung der Kohle speziell für die Entwicklungsländer. Demgegenüber verbrauchen die OECD-Länder mit einem Bevölkerungsanteil von lediglich

17 % etwa 58 % des Erdöls und die Hälfte des Erdgases sowie knapp 40 % der Kohle.

Die regionale Verteilung der Energierohstoffe ist selbstverständlich 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. Die Dominanz der großen Flächenstaaten USA, Russland, China

und Australien ist bemerkenswert. Die Vormachtstellung des Nahen Ostens bei den Kohlenwasserstoffen ist bedingt durch die dortigen Sedimentationsbecken mit günstigen Voraussetzungen zur Bildung und insbesondere Konservierung von Erdöl und Erdgas. Dagegen fehlen dort die geologischen Voraussetzungen zur Bildung von Kohlelagerstätten, wie sie z.B. in Eurasien, Nordamerika und Australien vorhanden sind.

Die Reihung der energiereichsten Länder wird weitgehend von den Kohlereserven bestimmt, wie Abbildung 7 zeigt. Die USA und Russland dominieren deutlich. Bei den fünf führenden Ländern und Kasachstan sind die

Kohlereserven für die Platzierung bestimmend. Bei den anderen Ländern sind die Reserven an Kohlenwasserstoffen für die Platzierung ausschlaggebend. Im Fall Saudi-Arabien sind die Reserven an konventionellem Erdöl, beim Iran die Reserven an Erdgas neben beträchtlichen Reserven an konventionellem Erdöl, bei Kanada die Reserven an nicht-konventionellem Erdöl und bei Venezuela die Reserven an konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl ausschlaggebend. Bei Russland spielen die hohen Erdgasreserven ebenfalls eine wichtige Rolle. Drei OPEC-Länder sind unter den an Energierohstoffen reichsten Ländern.

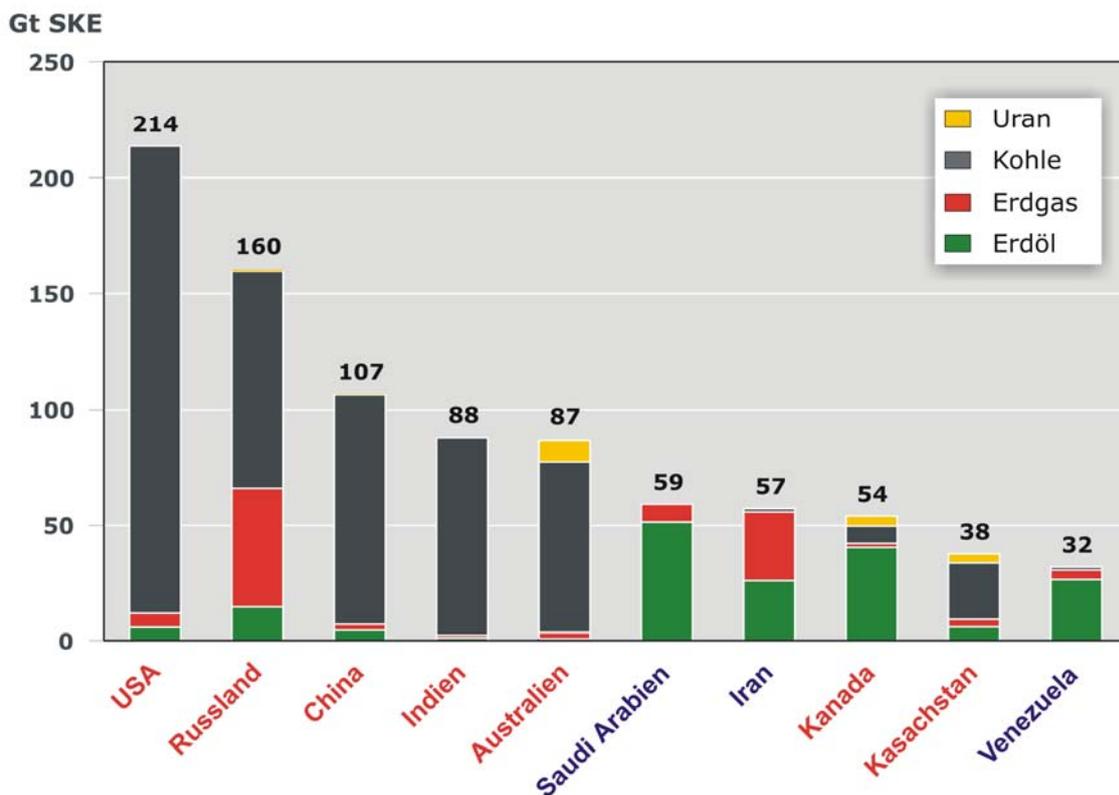


Abb. 7: Die 10 Länder mit den größten Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2005. (OPEC-Länder in blauer Schrift)

4 Betrachtungen zu den einzelnen Energierohstoffen

Erdöl

Weltweit ist Erdöl mit einem Anteil von 36,4 % am Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) nach wie vor wichtigster Energieträger (BP 2006). Prognosen zur Entwicklung des Energieverbrauchs u. a. der IEA (IEA 2005a, 2006) gehen davon aus, dass auch in den nächsten Jahrzehnten keine nennenswerten Änderungen in dieser Hinsicht erfolgen werden.

Für Ende 2005 weisen wir ein Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von ca. 387 Gt aus. Es liegt über dem Wert aus dem Jahr 2004 (BGR 2005) von ca. 381 Gt. Das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl, untergliedert in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen, ist regional sehr ungleichmäßig verteilt (Abb. 8, Tab. 9 im Anhang). Der Nahe Osten verfügt über das größte Gesamtpotenzial, gefolgt von der GUS und Nordamerika. Dabei ist zu beachten, dass in Nordamerika fast zwei Drittel des erwarteten Gesamtpotenzials gefördert sind, während in der GUS dieser Anteil bei gut einem Drittel und im Nahen Osten nur bei einem knappen Viertel liegt. Bezogen auf die wirtschaftspolitischen Gruppierungen entfällt auf die OPEC mit ca. 206 Gt mehr als die Hälfte des Gesamtpotenzials, wobei hier erst gut ein Viertel des Erdöls gefördert ist, während die OECD-Staaten nur 74 Gt erreichen, von denen bereits über 60 % gefördert sind.

Die Welt-Erdölreserven erhöhten sich gegenüber 2004 um ca. 2 Gt auf ca. 162 Gt. Die Reservenwachse resultieren überwiegend aus der Höherbewertung bekannter Felder und nur zum geringeren Teil aus Neufunden. Regional entfallen auf die Länder des Nahen

Ostens ca. 62 % der Weltreserven, ca. 13 % auf Amerika und knapp 10 % auf die GUS. Bei den wirtschaftspolitischen Gruppen ist die Verteilung noch ungleichmäßiger. Die OPEC verfügt über fast 76 % der Reserven (davon 61 % in der Golf-Region), die OECD nur über knapp 7 %, während auf die sonstigen Länder gut 18 % entfallen. Diese Zahlen unterstreichen die Sonderstellung der OPEC für die künftige Versorgung mit Erdöl.

Während sich die Welt-Erdölförderung bis 2003 nur moderat erhöhte, waren 2004 und auch 2005 ein deutlicher Anstieg auf 3.900 Mt zu verzeichnen. Damit wurde ein neues absolutes Fördermaximum erreicht. Wichtigste Förderregionen im Jahr 2005 waren der Nahe Osten, Nordamerika und die GUS.

Bis Ende 2005 wurden weltweit seit Beginn der industriellen Erdölförderung insgesamt ca. 143 Gt Erdöl gewonnen, die Hälfte davon innerhalb der letzten 23 Jahre. Damit sind bereits über 47 % der bisher nachgewiesenen Reserven an konventionellem Erdöl gefördert. Berücksichtigt man die noch erwarteten Ressourcen von ca. 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 innerhalb der nächsten 10 bis 20 Jahre erreicht werden. So ist ein sukzessiver Rückgang der Förderung spätestens ab diesem Zeitpunkt vorprogrammiert.

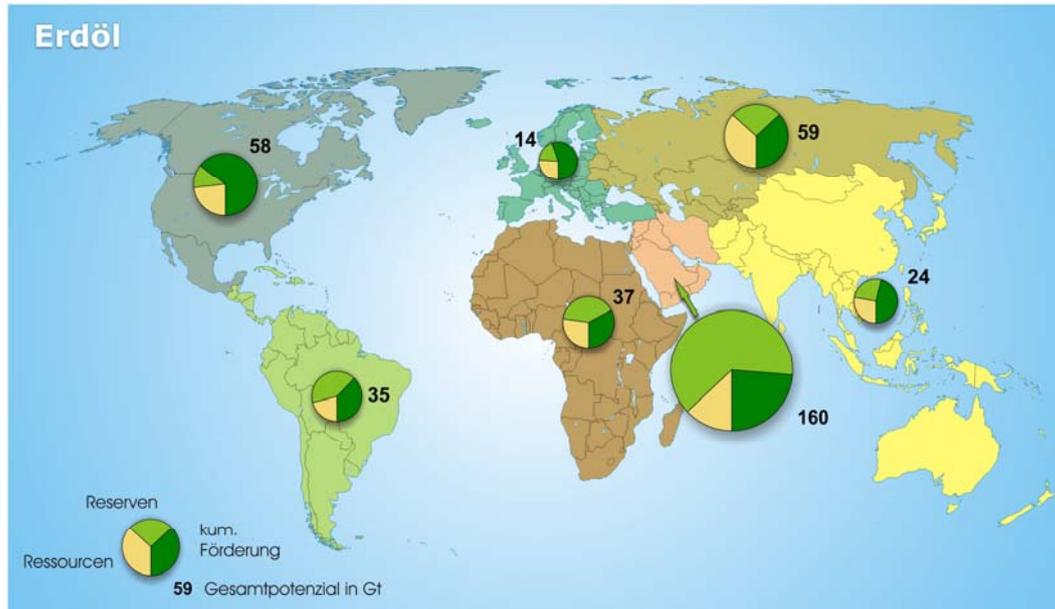


Abb. 8: Das Gesamtpotenzial konventionellen Erdöls 2005 (387 Gt), differenziert nach Regionen.

Neben dem konventionellen Erdöl wurde 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 der konventionellen Erdöle um das Dreifache. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der Großteil der Ressourcen (ca. 80 %) auf Ölschiefer entfällt, deren wirtschaftliche Nutzung auf absehbare Zeit wegen der vergleichsweise hohen Kosten und anstehender Umweltprobleme problematisch erscheint. Deshalb werden hier wahrscheinlich nur einige Pilotprojekte realisiert. Anders sieht es bei Ölsanden und Schwerstölen aus, bei denen in den letzten Jahren zahlreiche Projekte in Kanada und Venezuela in Angriff genommen wurden. Die Produktionskosten sind mit denen für konventionelles Erdöl vergleichbar. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Projekte in absehbarer Zeit nur einen Bruchteil der Kapazität der Förderung von konventionellem Erdöl erreichen werden, jedoch regional von Bedeutung sein können.

Der Mineralölverbrauch (Erdölprodukte) erhöhte sich 2005 um ca. 150 Mt gegenüber 2004 und erreichte mit ca. 3.850 Mt einen historischen Höchstwert. Der Welt-Mineralölverbrauch verteilt sich sehr ungleichmäßig. Während die OECD-Länder mit ca. 2,3 Gt etwa 59 % des Mineralöls verbrauchen, entfallen auf die OPEC-Staaten nur ca. 9 %. Regional konzentrierte sich der Verbrauch auf drei Zentren: Nordamerika, Austral-Asien und Europa (Tab. 10 im Anhang).

Von dem im Jahr 2005 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 11 und 12 (im Anhang). Bei Erdöl existiert ein einheitlicher Weltmarkt mit fast einheitlichen Preisen. Jedoch vergrößerten sich die Preisunterschiede zwischen Ölsorten unterschiedlicher Qualität mit dem allgemeinen Preisanstieg deutlich.

Der Erdölpreis erhöhte sich in den letzten drei Jahren deutlich (Abb. 9) und erreichte Anfang August 2006 mit fast 79 \$/b für die Sorte Brent sein bisher höchstes nominelles Niveau, liegt aber real (inflationsbereinigt)

noch knapp unter dem Niveau von Ende 1979 (ca. 80 \$/b). Bezogen auf den Europreis stellt sich die Entwicklung etwas moderater dar.

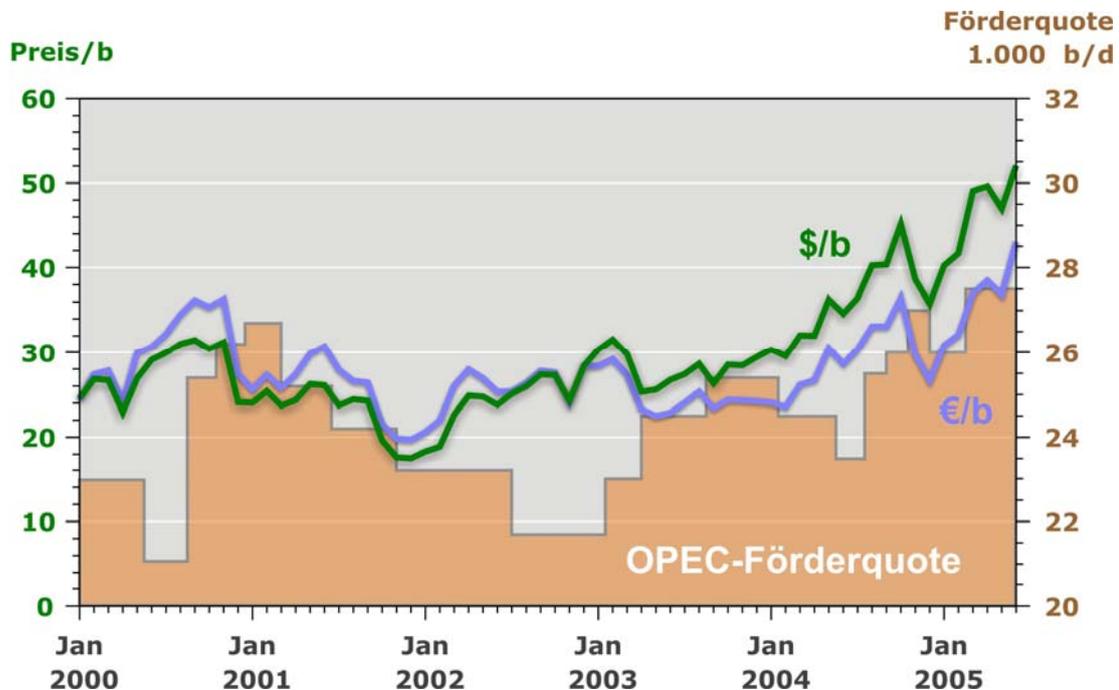


Abb. 9: Entwicklung der Erdölpreise für OPEC Basket in US\$ und Euro je Barrel sowie der OPEC Förderquote (Monatsmittel).

Zu den Ursachen des zurzeit extrem hohen Ölpreises, der nominal das Niveau nach den Ölpreiskrisen 1973 und 1979 deutlich übersteigt, gibt es unterschiedliche Interpretationen. So werden von etlichen Fachleuten zum einen Anzeichen einer nahenden Verknappung der Reserven gesehen („Peak Oil“-Diskussion), zum anderen wird dafür eine Kombination der folgenden sehr unterschiedlichen Faktoren verantwortlich gemacht:

- ◆ die weltweit steigende Nachfrage nach Erdöl – nach einigen Jahren der Stagnation – durch die anziehende Konjunktur und die stark steigende Nachfrage aus den USA, China (und Indien),
- ◆ Lieferunterbrechungen durch Streiks in führenden Lieferländern (Nigeria, Vene-

zuela, Norwegen) und Anschläge im Irak sowie durch Unwetter (Hurrikans im Golf von Mexiko),

- ◆ politische Instabilitäten im Nahen Osten und die Affäre um Yukos in Russland sowie die Angst vor Terroranschlägen,
- ◆ fehlende Kapazitätsreserven in den meisten Förderländern,
- ◆ schwacher US-Dollar,
- ◆ Spekulation im Erdöl infolge der geringen Zinsen auf den Kapitalmärkten.

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 in den kommenden Jahren die uneingeschränkte Versorgung mit Erdöl über einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren gewährleisten. Nach diesem Zeitraum ist infolge des zu erwartenden Rückgangs der Erdölförderung nach Überschreiten der weltweit maximal möglichen Förderung mit einer Deckungslücke bei Erdöl zu rechnen, die durch andere Energieträger oder Erdölsubstitute ausgeglichen werden muss. In den kommenden Jahrzehnten wird der Anteil des Erdöls aus den OPEC-Ländern (insbesondere OPEC-Golf) zunehmen.
- ◆ Der Anteil an nicht-konventionellem Erdöl wird bei relativ hohem Ölpreisniveau in den nächsten Jahren zunehmen, aber bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 5 - 10 % an der Gesamtförderung wahrscheinlich nicht übersteigen. Die EIA (2006) geht in ihrem „International Energy Outlook 2006“ von einem Anteil des nicht-konventionellen Erdöls von 9,7 % einschließlich synthetischer Kraftstoffe aus Erdgas (GTL), Kohle (CTL) und Biomasse (BTL) für 2030 aus, die IEA in ihrem „World Energy Outlook 2005“ von 8,9 %. Die IEA erwartet hierbei einen Anteil synthetischer Kraftstoffe von 22,5 %.
- ◆ Die weitere Entwicklung des Ölpreises ist schwer vorherzusagen. Wichtige Einflussfaktoren dürften dabei weiterhin das Verhalten der OPEC, die Bereitstellung ausreichender Förder- und Raffineriekapazitäten und die Entwicklung der Weltwirtschaft sein. Schwankungen von einigen US\$/b im Tagesabstand in beide Richtungen sind auch in Zukunft angesichts der hohen spekulativen Anteile am Ölmarktgeschehen nicht auszuschließen.
- ◆ Es gibt zahlreiche Unsicherheitsfaktoren, die die Reichweite der uneingeschränkten Verfügbarkeit von Erdöl beeinflussen können:
 - Die Reichweite könnte sich infolge einer Reduzierung der OPEC-Reserven verringern (Hintergrund: Angaben über Reserven, Ressourcen und Förderkapazitäten in den OPEC-Golfstaaten sind intransparent). Ende der 1980er Jahre erfolgte eine drastische Erhöhung der Reserven in diesen Ländern, die vermutlich politisch bedingt war, um sich die in Abhängigkeit von den Reserven festgelegten Förderquoten zu sichern.
 - Zu einer Erhöhung der Reichweite könnten die Grauzonen bei der Reservenbewertung beitragen. So sind in der Regel in den Reservenzahlen die wahrscheinlichen und möglichen Reserven nicht enthalten. Selbst bei einer Diskontierung ergäbe sich ein größeres Potenzial an Erdöl als in dieser Studie ausgewiesen.
 - Die Erfahrungen der zurückliegenden Jahre zeigen ebenfalls, dass Prognosen der Förderentwicklung von Erdölfeldern auf Basis der ursprünglich ausgewiesenen Reserven oftmals zu niedrig angesetzt wurden und in der Regel später nach oben revidiert werden. Hier spielt der Faktor „reserve growth“, insbesondere infolge verbesserter Fördertechnologien eine Rolle.
- ◆ Trotz der vorher genannten Faktoren ist vorzusehen, dass Erdöl in absehbarer Zukunft nicht mehr in unbegrenzter Menge zur Verfügung stehen wird. 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.

- ◆ Ein Unsicherheitsfaktor bei der Entwicklung des zukünftigen Erdölbedarfs ist die Diskussion zum Klimawandel und speziell zur Rolle der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger.

Erdgas

Erdgas ist mit einem Anteil von knapp 24 % am Welt-Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter 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 schätzen wir auf etwa 466 T.m³ (das entspricht etwa 353 Gtoe und ist damit geringer als das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl). Dieser Wert liegt um ca. 5 T.m³ (oder etwa 1 %) über dem Vorjahreswert (BGR 2005) und ist aus unserer Sicht eher als konservativ zu bewerten. Die regionale Verteilung des Gesamtpotenzials, unterteilt nach kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen (Abb. 10, Tab. 13 im Anhang), ist wie beim Erdöl sehr ungleichmäßig. Über das bedeutendste Erdgaspotenzial verfügt die GUS (insbesondere Russland). Von größerer Bedeutung ist auch der Nahe Osten. Obwohl Nordamerika ein bedeutendes Gesamtpotenzial aufweist, ist es hinsichtlich seines verbleibenden Potenzials von etwas geringerer Bedeutung, da hier bereits (speziell in den USA) fast die Hälfte des gesamten Erdgases gefördert ist. Das Potenzial Europas (ohne GUS) ist mit knapp 5 % eher unbedeutend. Betrachtet man hingegen die Erdgasmärkte, so hat der Europäische Markt – dank Russland und Nordafrika – Zugang zu ca. 45 % des Gesamtpotenzials. Rechnet man den Nahen Osten als potentielles Liefergebiet hinzu (Stichworte: Nabucco-Pipeline, LNG aus Katar), ergibt sich sogar ein Zugang zu ca. 69 % des Welt-Gesamt-

potenzials für konventionelles Erdgas. Damit verfügt der Europäische Erdgasmarkt über eine komfortable Position im Vergleich zu anderen Märkten.

Die weltweiten Reserven an konventionellem Erdgas haben in den letzten Jahren trotz steigender Förderung weiter zugenommen und betragen am Jahresende 2005 ca. 179 T.m³. Ihr Energieinhalt entspricht knapp 84 % der bekannten konventionellen Welt-Erdölreserven. Über die Hälfte der Erdgasreserven ist in drei Ländern konzentriert: Russland, Iran und Katar. Als zusätzliche Erdgasressourcen werden ca. 207 T.m³ erwartet. Das weltweit verbleibende Potenzial an konventionellem Erdgas addiert sich somit zu 385 T.m³; es liegt vom Energieinhalt her um etwa 20 % über dem verbleibenden Weltpotenzial an konventionellem Erdöl.

Die Welt-Erdgasförderung hat in den letzten Jahren stetig zugenommen und erreichte im Jahr 2005 mit ca. 2.840 G.m³ den historisch höchsten Wert. Größte Förderregionen blieben die GUS und Nordamerika mit jeweils etwa einem Drittel, mit weitem Abstand gefolgt von Europa mit einem Achtel.

Der Welt-Erdgasverbrauch lag im Jahr 2005 bei über 2,8 T.m³. Größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, Deutschland, Großbritannien, Kanada, Iran und Japan (Tab. 14 im Anhang).

Im Jahr 2005 wurden ca. 835 G.m³ (gut 29 % der Welt-Erdgasförderung) grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt (Tab. 15 und 16 im Anhang), davon knapp ein Viertel als verflüssigtes Erdgas (LNG).

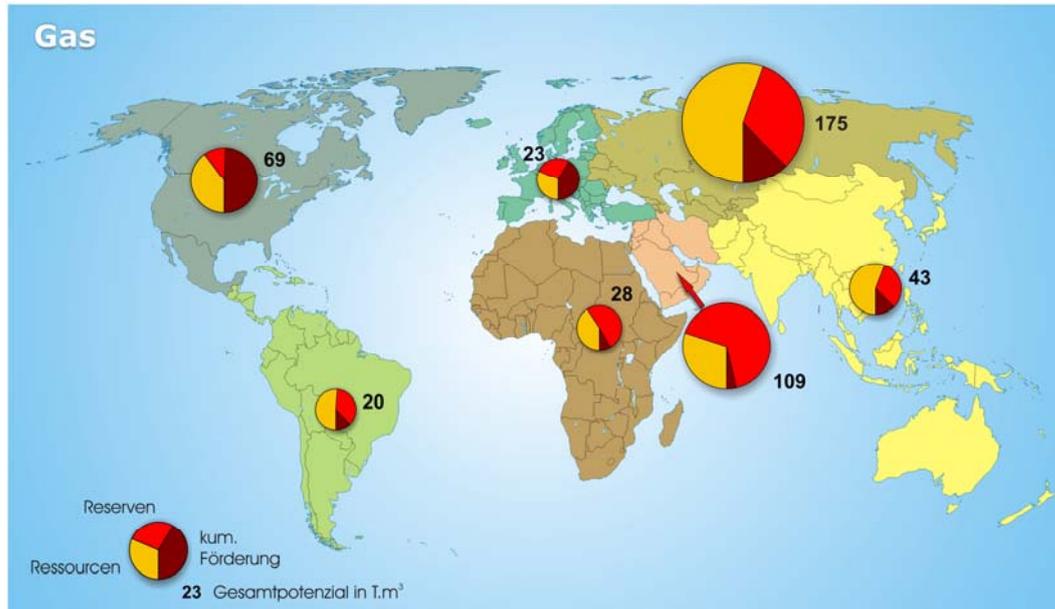


Abb. 10: Gesamtpotenzial konventionellen Erdgases 2005 (466 T.m³), differenziert nach Regionen.

Die kumulierte Erdgasförderung der Welt erreichte bis Ende 2005 fast 81 T.m³ oder knapp 31 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven. Die Hälfte davon wurde allein innerhalb der letzten 17 Jahre gefördert. Rechnet man das aus Erdölfeldern abgefackelte Erdgas hinzu, so wurde bisher mehr als ein Drittel der ursprünglichen Reserven den Lagerstätten entnommen.

Die Hälfte der bisher entdeckten Weltreserven würde im Jahre 2022 verbraucht sein, setzt man eine gleich bleibende Jahresförderung und keine Reservenzunahme durch Neufunde, Überführung von Ressourcen in Reserven und verbesserte Produktionstechnologie voraus.

Weltweit bestehen vier großregionale Erdgasmärkte, in denen sich Produzenten und Abnehmer durch langfristige Lieferverträge aneinander gebunden haben. Es sind dies: Der Europäische Markt mit den Hauptexporteuren Russland, Nord-Afrika, 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 der sich in zurzeit entwickelnde Südamerikanische Markt.

Abschätzungen der aus nicht-konventionellen Vorkommen gewinnbaren Erdgasmenngen 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. Aufgrund unserer Schätzung sind Ressourcen (ohne Gashydrate und Aquifergas) in Höhe von ca. 220 T.m³ zu erwarten, was etwa der Hälfte des Gesamtpotenzials an konventionellem Erdgas entspricht. Das Verhältnis von ursprünglichen Reserven zu Ressourcen von etwa 1 zu 100 spiegelt den geringen Explorationsgrad wider. (Zum Vergleich: Es beträgt beim konventionellen Erdgas etwa 1 zu 1,3 und beim konventionellen Erdöl etwa 1 zu 0,27.)

Sehr ungenaue und in weiten Grenzen schwankende Abschätzungen liegen über die weltweit in Hydraten und Aquiferen enthaltenen Erdgasmengen vor. Eine nennenswerte kommerzielle Förderung ist in absehbarer Zukunft nicht wahrscheinlich – trotz der riesigen, eventuell gewinnbaren Mengen, die im Bereich von 500 bzw. 800 T.m³ liegen könnten und damit höher als das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas sein könnten.

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

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 Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten.
- ◆ Aus heutiger Sicht kann ein „normal“ steigender Erdgasbedarf für die meisten Erdgasmärkte durch zusätzliche Lieferungen aus „klassischen“, aber auch neuen Exportländern gedeckt werden. Voraussichtliche Engpässe auf den Nordamerikanischen Erdgasmarkt müssen über LNG-Lieferungen gedeckt werden.
- ◆ Der Erdgaspreis wird durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten, bei z. T. großen Entfernungen zwischen Produzenten und Verbrauchern, maßgeblich beeinflusst.
- ◆ Der Transport des Erdgases wird auch zukünftig zum größten Teil per Pipeline erfolgen. Jedoch ist mit einem überproportionalen Anstieg des LNG-Transports und mit der Herausbildung eines Spotmarktes für Erdgas (wenn auch vorerst mit nur geringem Marktanteil) zu rechnen.
- ◆ Die wachsenden LNG-Kapazitäten werden zu einer Entspannung des Erdgasmarktes beitragen, da auf diese Weise auch infrastrukturferne Erdgaslagerstätten für den Weltmarkt erschlossen werden. Andererseits kann der wachsende Bedarf der USA nur noch über LNG gedeckt werden, u. a., weil die kanadischen Erdgase zunehmend für die Dampferzeugung beim Ölsandabbau eingesetzt werden müssen.
- ◆ Die wachsenden GTL-Aktivitäten werden dem Erdgasmarkt ein Potenzial entziehen.
- ◆ Die Schaffung neuer Kapazitäten in Produktion und insbesondere Transport erfordert eine langfristige Bindung hoher Finanzmittel. Die Finanzmärkte werden jedoch eher von kurzfristigem Handeln bewegt. Zur Sicherung dieser langfristigen Investitionen ist deshalb auch die Politik gefordert.
- ◆ Um die für den steigenden Erdgasverbrauch notwendigen Investitionen zu mobilisieren, ist ein angemessenes Energiepreisniveau erforderlich.

Kohle

Sowohl bei den Reserven wie auch bei den Ressourcen ist die Kohle der Energierohstoff mit den weltweit größten Mengen. Steinkohlen mit einem Energieinhalt von $> 16.500 \text{ kJ/kg}$ ($> 4.000 \text{ kcal/kg}$) sind wenig Transportkosten-empfindlich und werden weltweit gehandelt. Dagegen sind Braunkohlen (Energieinhalt $< 16.500 \text{ kJ/kg}$) in erster Linie für eine lagerstättennahe Verstromung eingesetzt.

Insgesamt nahm Kohle im Jahr 2005 mit einem Anteil von ca. 28 % (Steinkohle 25 %, Braunkohle ca. 3 %) am weltweiten Primärenergieverbrauch die zweite Stelle hinter Erdöl ein. Bei der weltweiten Stromerzeugung war Kohle mit einem Anteil von 37 % der wichtigste Energierohstoff. Weltweit waren im Jahr 2005 Reserven in Höhe von 696 Gt SKE nachgewiesen, davon 626 Gt SKE Steinkohle und 70 Gt SKE Braunkohle.

Die regionale Verteilung der Steinkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Produktion zeigt Abbildung 11. Mit Reserven von ca. 188 Gt SKE sind die USA weltweit größtes Kohleland (ca. 26 %). Russland folgt mit ca. 90 Gt SKE (ca. 12 %) vor China mit 78 Gt SKE (ca. 11 %). Indien und Australien haben 10 % bzw. 8 %-Anteile an den Welt-Steinkohlereserven. Die Reserven Deutschlands betragen 0,2 Gt SKE Steinkohle. Angesichts der hohen Gewinnungskosten der deutschen Steinkohle ist diese nur bedingt als Reserve im Sinne der Definition anzusehen. In einer Reihe von Ländern ist die Informationslage verbesserungswürdig. Daher sind in Zukunft Verschiebungen bei den Mengen an Steinkohlereserven und -ressourcen nicht auszuschließen.

Die größten Braunkohlereserven lagern in Australien (19,2 % Weltanteil; 39,9 Gt), gefolgt von Indien (16,9 %; 34,6 Gt), den USA (16,1 %; 33,3 Gt), China (9,0 %; 18,6 Gt),

Serbien & Montenegro (7,7 %; 15,9 Gt), Russland (5,0 %; 10,5 Gt) und Deutschland (3,2 %; 6,6 Gt). Der Abbildung 12 ist die regionale Verteilung der Braunkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Produktion zu entnehmen.

Im Gegensatz zum Erdöl sind die Kohlevorkommen weltweit weniger konzentriert. Die Steinkohleproduktion ist auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Jedoch: Die zehn größten privatwirtschaftlichen Unternehmen erbringen 25 % der Steinkohleförderung. 16 % der Weltproduktion werden international gehandelt, der Rest wird in den Produktionsländern verbraucht. Der Markt für Kohle ist beständig gewachsen. Dieser Trend wird sich fortsetzen. Die Welt-Steinkohleförderung 2005 betrug 4.963 Mt bzw. 4.184 Mt SKE. Sie stellte 2005 den überwiegenden Anteil (93,3 %) an der Welt-Kohleförderung. Dazu kamen 936 Mt bzw. 317 Mt SKE an Braunkohlen.

Mit 790 Mt wurden etwa 16 % der geförderten Steinkohle weltweit gehandelt, davon 712 Mt seewärtig. Damit setzte sich die Expansion des Steinkohleweltmarktes fort. Mehr als 50 % des Handelsvolumens entfielen auf den ostasiatischen Wirtschaftsraum, etwa ein Drittel auf die Europäische Union. Im Jahr 2005 importierte Deutschland 42,3 Mt Steinkohle und damit mehr als die Eigenförderung von 24,7 Mt. Dabei stammte die Importkohle aus sehr unterschiedlichen Ländern. Steinkohle aus Polen und Russland kann relativ rasch zum deutschen Verbraucher transportiert werden. Inklusive Vorlaufzeiten ist mit etwa acht Wochen zu rechnen, während Steinkohle aus China oder Australien zwölf bis dreizehn Wochen benötigt.

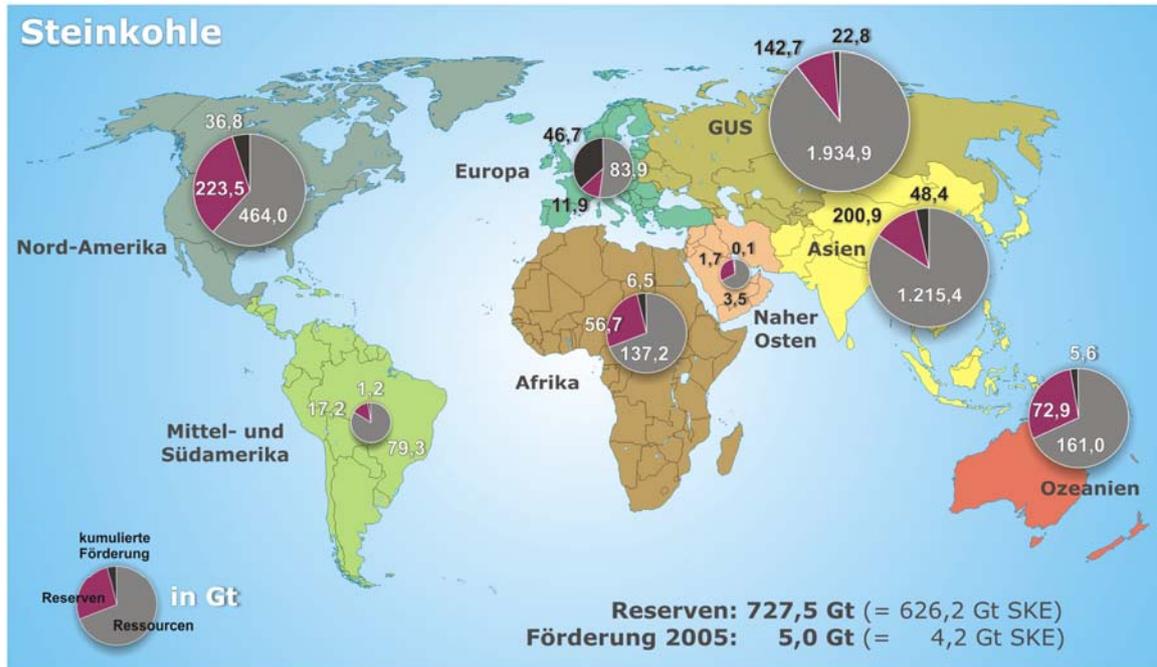


Abb. 11: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2005 (728 Gt Reserven).

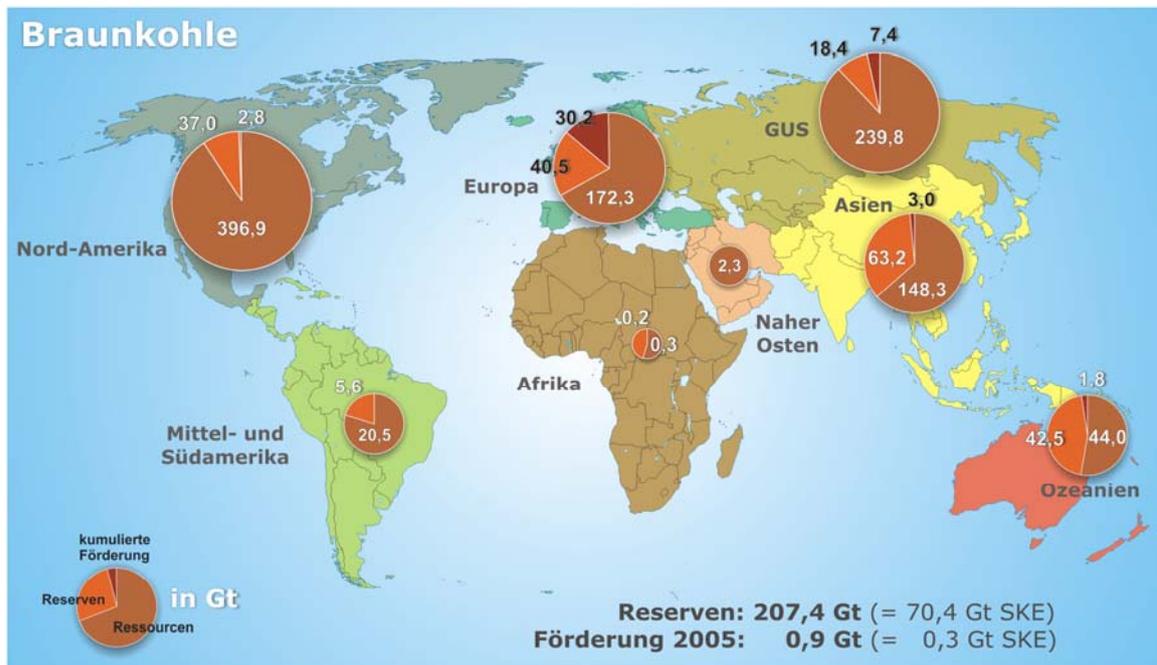


Abb. 12: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2005 (207 Gt Reserven).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Reserven und der Ressourcen an Steinkohle und Braunkohle liefern die Tabellen 17 bis 24 im Anhang.

Die künftige Entwicklung auf dem Kohlemarkt lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- ◆ Steinkohlen tragen derzeit mit jährlich ca. 4,9 Gt zu 25 % zum globalen Energieverbrauch bei. 60 % der Produktion werden in der Verstromung eingesetzt. Auch zukünftig wird Kohle diese bedeutende Rolle in der weltweiten Energieversorgung einnehmen, vermutlich sogar noch anwachsen.
- ◆ Durch die Globalisierung befindet sich auch der Kohlemarkt in einem Strukturwandel. Dieser ist geprägt durch eine Konzentration des Angebots in den Exportländern Australien, Kolumbien und Südafrika, bei steigender Bedeutung der Transformländer China, Indien und Russland.
- ◆ Das verbleibende Potenzial an Steinkohle und Braunkohle ist ausreichend, um den Bedarf für die kommenden hundert Jahre zu decken. Eine exaktere international verwendete Definition der bestehenden Reserven entsprechend ihrer Qualitäten und wirtschaftlicher Ausbringbarkeit wäre wünschenswert, um genauere Prognosen für den künftigen Weltmarkt zu erstellen.
- ◆ Der Weltmarkt für Steinkohle wird weiter wachsen. Die Steigerungsraten der letzten Jahre in Höhe von 5 % jährlich werden teils noch überschritten werden – ein Anwachsen bis zu 8 % pro Jahr ist bis 2010 wahrscheinlich. Engpässe sind vor allem die begrenzten Hafen-Umschlagskapazitäten und die See-Frachtkapazitäten. Für den Tagebau ist der Markt für Bergbauausrüstung teilweise leer gekauft. Diese Verknappungen sind Hindernisse für eine noch raschere Marktexpansion.
- ◆ Asien – insbesondere mit den Ländern Indien und China – wird den Steinkohlemarkt auch zukünftig bestimmen. Diese Länder werden zukünftig die wichtigsten Importnationen für Steinkohlen sein.
- ◆ Ein großes Exportpotenzial aufgrund kostengünstig produzierender Gruben und ausreichender Lagerstättenvorräte haben Australien, Indonesien und Kolumbien. Auch China und Russland haben das theoretische Potenzial, ihre Position auf dem Kohlemarkt auszubauen. Das hohe chinesische Wirtschaftswachstum um 8 % pro Jahr macht es wahrscheinlich, dass China zukünftig netto eher als Steinkohleimporteur denn als –exporteur agieren wird.
- ◆ Der Rohstoffhunger Chinas hat zu einer Preisüberhitzung speziell bei auf dem Spotmarkt gehandelten Koks kohlen und bei Koks geführt. So kostete Importkoks in Deutschland im Mai 2002 70 €/t, im Mai 2003 160 €/t und im März 2004 bis über 400 €/t. Im Mai 2005 ist dieser Preis auf unter 200 €/t gesunken. Der Koksmarkt ist weiterhin sehr volatil.
- ◆ In den Industrieländern wird das moderate Wachstum davon abhängen, inwieweit es möglich sein wird, die hohen spezifischen CO₂-Emissionen der Kohle durch die Anwendung von „Zero Emission“-Technologien – im Strom- und Stahlsektor – zu reduzieren.

Bei der Stromerzeugung aus Kohle wird in erheblichen Mengen das Treibhausgas CO₂ freigesetzt. Steinkohle-Kraftwerke mit veralteter Technik haben einen Wirkungsgrad von 20 %. Sie setzen etwa 1.600 g CO₂/kWh frei. Moderne Kraftwerke hingegen, wie in Deutschland Standard, emittieren bei einem Wirkungsgrad um 45 % etwa 800 g CO₂/kWh. Gleichzeitig sinkt der Steinkohleinsatz von 600 g Steinkohle/kWh auf etwa 300 g/kWh.

International gibt es zahlreiche Anstrengungen zur Realisierung von emissionsfreien Kohlekraftwerken (zero emission). Grundsätzlich sind drei Prozesstypen zu unterscheiden: die Rauchgaswäsche, der Oxyfuel-Prozess und die integrierte Kohlevergasung. Diese Verfahren sind unterschiedlich energieintensiv. Mit einer Realisierung ist nach 2020 zu rechnen. Damit einher geht die Identifikation, Genehmigung und Einrichtung adäquater Speicher im Untergrund.

Uran

Mit Reserven von ca. 1,95 Mt Uran steht für die nächsten Jahrzehnte ein ausreichendes Potenzial zur Versorgung der weltweiten Kernkraftwerke zur Verfügung. Im Jahr 2005 verbrauchten die Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 369,4 GW_e 64.500 t U_{nat}, wovon 41.870 t Natururan aus der Bergwerksproduktion kamen.

Die Reserven und Ressourcen an Uran sind weltweit auf eine begrenzte Anzahl von Ländern verteilt (Abb. 13). Die bis 40 \$/kg U gewinnbaren Reserven liegen zu über 96 % in 10 Ländern (Tab. 25 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 ca. 74 % der Reserven konzentriert.

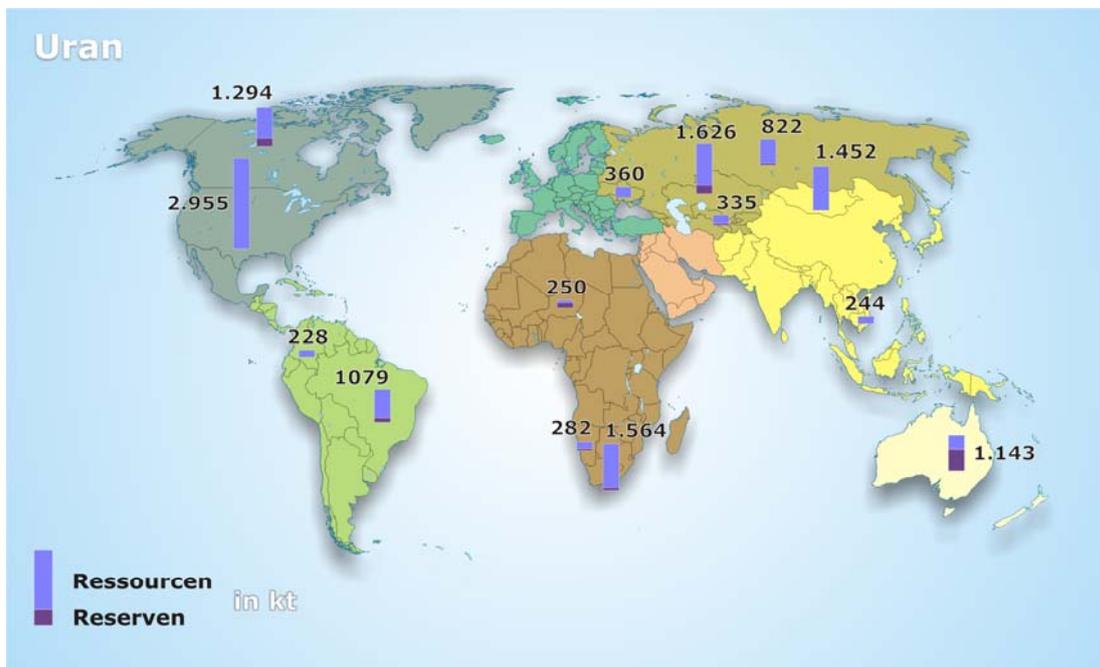


Abb. 13: Länder mit verbleibendem Potenzial (Reserven + Ressourcen) an Uran größer 200 kt U [in kt U].

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 5 Jahren zwischen 32.200 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, besonders Russlands und der USA, gedeckt. Die Lager wurden in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches und auch unter militärischen Gesichtspunkten angelegt und werden sukzessiv abgebaut. Für den künftigen Verbrauch spielen 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. 27). Kanada lieferte 28,6 % (11.800 t) 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) nicht fortsetzen. Lediglich dreizehn Bergwerksgesellschaften produzierten im Jahr 2005 ca. 88,6 % des Urans.

Der weltweite Uranspotmarktpreis setzte seinen Anfang 2003 begonnen Aufstieg von US\$ 14,25/lb U_3O_8 (US\$ 37,05/kg U) auf US\$ 20,25/lb U_3O_8 (US\$ 52,65/kg U) im Jahr 2004 und auf US\$ 36,25/lb U_3O_8 (US\$

94,25/kg U) im Jahr 2005 fort. Dies war nach dem Preisverfall auf unter 10 US\$/lb U_3O_8 seit 1997 das erste Zeichen einer deutlichen Marktbelebung. Im ersten Halbjahr 2006 kam es zu weiteren Preisanstiegen, auf US\$ 45,50/lb U_3O_8 (118,30 US\$/kg U) im Juli 2006.

Eine Zusammenstellung der Länder mit den größten Uranressourcen und dem Uranverbrauch enthalten die Tabellen 24 und 26 (im Anhang).

Thorium spielt derzeit wirtschaftlich 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 Änderung eintreten, sind Reserven von mehr als 2 Mt Th als Ausgangsbasis vorhanden.

5 Perspektiven des Weltsteinkohlemarktes

Steinkohle und Anthrazit, die hier unter dem Begriff Steinkohle zusammengefasst werden, unterscheiden sich in einer Reihe von Eigenschaften, so im Heizwert, im Schwefel-, Feuchte- und Aschegehalt, im Anteil an flüchtigen Bestandteilen (FB), im Gehalt an Alkalien und Erdalkalien, in der Mahlhärte, im Verkokungsverhalten sowie im Schmelzverhalten der Asche. Je nach Charakteristik sind Steinkohlen aus technischer Sicht in Kesselkohlen, Kokskohlen und PCI (pulverised coal injection, Einblaskohle) zu gliedern. Kesselkohlen (auch: Kraftwerkskohlen) dienen allein zur Energiegewinnung. Folglich ist ein hoher Heizwert ($> 6.000 \text{ kcal/kg}$) entscheidend. Erwünscht sind ferner ein geringer Schwefelgehalt ($< 1 \%$) sowie niedrige Wasser- und Ascheanteile (zusammen $< 25 \%$). Kokskohlen dienen besonders der Herstellung von Koks (Hüttenkoks), der in der Stahlindustrie zur Roheisenerzeugung eingesetzt wird. Die Kokskohle muss dazu ein gutes Verkokungsverhalten zeigen und bei Erhitzung aufblähen. Diese als Blähzahl gemessene Eigenschaft sollte einen Wert von 4 bis 7 einnehmen (sog. hard coking coal). Kokskohle mit einem schlechteren Verkokungsverhalten (Blähzahl 1-3) wird als „soft coking coal“ vertrieben. Der Gehalt an flüchtigen Bestandteilen bewegt sich bei Kokskohlen zwischen 20 und 34 %. Einblaskohlen (PCI) sind schwefel- und aschearme, aber hochflüchtige Kohlen, die kein Verkokungsverhalten zeigen, aber in Hochöfen eingeblasen werden können, um einen Teil des teuren Hüttenkokses zu ersetzen. Vielfach handelt es sich bei PCI um Anthrazit.

Weltmarkt

Bereits um 1800 wurde Steinkohle mit Segelschiffen auf den Weltmeeren transportiert, so etwa von Großbritannien nach Kapstadt in Südafrika. Mit dem Aufkommen der Dampfschiffahrt brachte man Steinkohle in viele Häfen der Welt und bunkerte sie dort in Brennstofflagern. Von einem ersten funktionierenden Weltkohlemarkt kann man ab den 1920er Jahren sprechen, als die Schiffe zunehmend mit leistungsfähigen Dieselmotoren ausgerüstet wurden. Einen nachhaltigen Aufschwung erlebt der seewärtige Steinkohlehandel seit der zweiten Ölpreiskrise 1979, die das Augenmerk der Verbraucher dauerhaft auf die Steinkohle gelenkt hat. In den vergangenen zehn Jahren hat sich der seewärtige Kohlehandel verdoppelt. Zwei Drittel dieses Wachstums entfiel auf die letzten fünf Jahre.

2004 wurden 755 Mio. t Steinkohle gehandelt, davon 685 Mio. t seewärtig und 70 Mio. t im grenzüberschreitenden Binnenhandel. Der Seehandel ist zweigeteilt in einen atlantischen und einen pazifischen Markt. Dabei umfasst der atlantische Markt Steinkohleexporteure wie Südafrika, Kolumbien, Russland und die USA sowie Kohleverbraucher wie v.a. die EU und wiederum die USA. Bedingt durch hohe Transportkosten (Frachtraten) macht es wenig Sinn, etwa australische Kohle in großem Stil in Europa zu verkaufen. Der pazifische Markt umfasst regional den Pazifik und Indik, mit den großen Exporteuren Australien, Indonesien, China und Russland sowie den Hauptimporteuren Japan, Südkorea, Taiwan und China. In den letzten zwei Jahren fand zunehmend ein Austausch der Handelsmengen zwischen den beiden Märkten statt, der 2004 etwa 10 % der gehandelten Steinkohlen ausmachte.

Die Steinkohlereserven bis zum Jahre 2030

Unter Zugrundelegung eines weltweiten Anstiegs des Steinkohleverbrauchs um 47 % bis zum Jahre 2030, so wie bei IEA (2005a) skizziert, werden die globalen Steinkohlereserven nach eigenen Berechnungen netto um etwa 11 % auf knapp 700 Mrd. t sinken. Diese Abnahme wird abgemildert durch das Umwandeln von Ressourcen in Reserven, bis 2030 im Umfang von etwa 139 Mrd. t (Abb. 14). Nordamerika wird mit 33 % (233 Mrd. t) weiterhin über die größten Steinkohlereserven verfügen. In den Staaten der GUS

dürften sich die Reserven 2030 um 199 Mrd. t (28 %) bewegen. Besonders deutlich werden die Kohlereserven in Asien aufgrund des dort weltweit höchsten Kohleverbrauchs sinken, auf geschätzt 139 Mrd. t. Damit werden diese Mengen im Jahr 2030 nur noch 20 % der Welt-Steinkohlereserven ausmachen, im Vergleich zu 24,5 % in 2005. Etwa 63 Mrd. t (9 %) werden 2030 in Ozeanien vorhanden sein, 45 Mrd. t (6,4 %) in Afrika, 14 Mrd. t (2 %) in Mittel- und Südamerika, 10 Mrd. t (1,5 %) in Europa und vernachlässigbare Mengen im Nahen Osten.

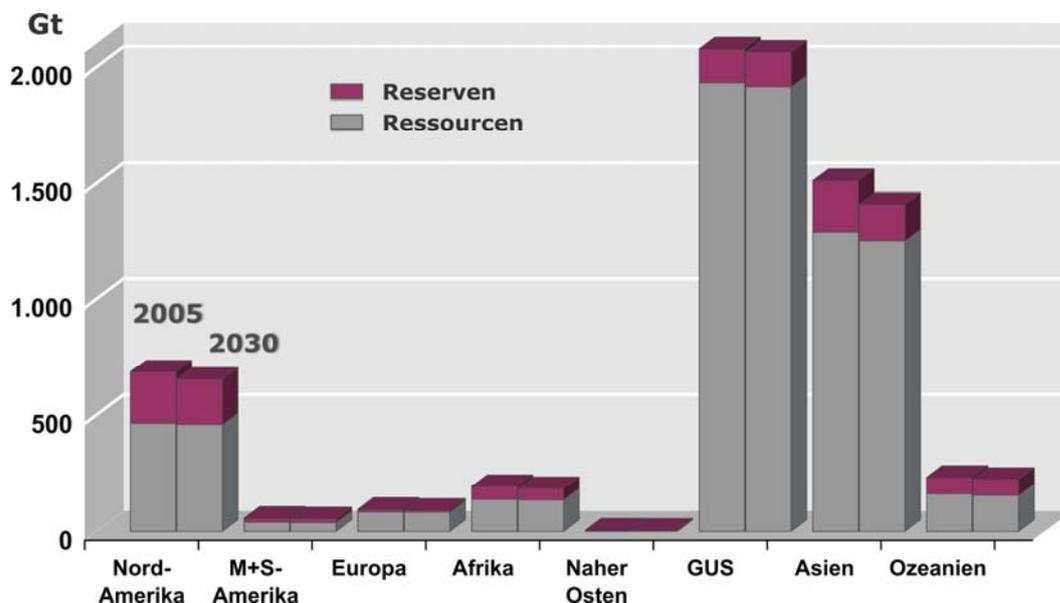


Abb. 14: Veränderungen der Mengen an Reserven und Ressourcen von 2005 bis 2030. Die Gesamtmengen 2030 sind jeweils um die kumulierte vermutete Steinkohleförderung von 2005 bis 2030 vermindert. Regionale Gliederung nach Abb. 1.

Im Jahr 2005 sind von den 785 Mrd. t Steinkohlereserven 72 Mrd. t als Kokskohlen klassifiziert. Von diesem begehrten Teilsegment der Steinkohlereserven lagert mit 24 Mrd. t der größte Teil in China. 16 Mrd. t sind in Russland nachgewiesen, 12 Mrd. t in den USA sowie 8 Mrd. t in Australien. Damit verfügen vier der fünf Länder mit sehr großen Steinkohlereserven ebenfalls über große Kokskohlevorkommen. Nur Indien besitzt

zwar auch große Steinkohlereserven (Platz 4 der Welt), allerdings nur geringe Mengen in der hohen Kokskohlequalität.

Steinkohleförderung

Trotz regional breiter Streuung der Kohlevorkommen sind Konzentrationstendenzen bei den auf dem Weltmarkt tätigen Unternehmen nicht zu übersehen. Etwa ein Drittel

der Exportproduktion von Steinkohle sowie knapp 50 % der aktuellen Ausbauprojekte gehen auf das Konto der „Big Four“ (Tab. 7). Diese vier Unternehmen – RBXA-Gruppe genannt – sind Rio Tinto, BHP Billiton, XStrata/Glencore und Anglo American. Auf dem Kokskohlenmarkt verfügt BHP Billiton über etwa 30 % der Exportkapazitäten, gefolgt von dem kanadischen Firmenzusammenschluss Elk Valley Coal Corporation mit ca. 10 %. Die gestiegenen Kohlenpreise ermuntern jedoch auch kleine Firmen, ihre

Bergbauaktivitäten auf diesem Sektor zu verstärken. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die zwanzig größten Steinkohleproduzenten der Welt. Darunter sind zehn Unternehmen aus dem angelsächsischen Raum (USA, Australien, Großbritannien), fünf chinesische Firmen, drei russische sowie je ein polnisches und ein südafrikanisches Unternehmen. Nur die angelsächsischen und südafrikanischen Gesellschaften sind rein privatwirtschaftlich geführt.

Tabelle 7: Die 20 größten Steinkohleproduzenten der Welt 2004

Unternehmen	Land	Menge (Mt/a)	Export (Mt/a)
		2004	2004
Peabody Energy Corp	USA	206	14
Rio Tinto	USA	157,4	30
BHP Billiton	AUS/USA/GB	119	68
KEC (Kennecott Energy Co.)	USA	118	0
Arch Coal	USA	112	3
Anglo Coal	USA	109	42
Shenhua Group	China	101	25
SUEK (Siberian Coal Energy Co)	RUS	76	5
Consol Energy	USA	61,4	10
Xstrata/Glencore	AUS	60	47
Severstal	RUS	58	4
Foundation Coal	USA	56	0
Datang	China	54	3
Kompania Weglowa SA	PL	53,8	14,9
Sasol Mining	RSA	51	3
Heilongjian Long Mei Mining Group	China	48	2
China Coal	China	48	9
Yanzhou	China	45	3
Kuzbassrazrezugol (KRU)	RUS	41,3	15
Massey Energy	USA	38	6

Um den weltweit steigenden Steinkohlebedarf zu bedienen, ist eine Ausweitung der Förderkapazitäten erforderlich. 30 bis 60 US\$ pro Jahrestonne (jato) Förderkapazität sind an infrastrukturell bereits entwickelten Standorten (brownfields) zu investieren. In bisher nicht erschlossenen Regionen (greenfields) können die Investitionskosten

auf 100 bis 120 US\$/jato anwachsen (IEA 2003). Eine Grube mit einer Lebensdauer um 20 Jahre erfordert Abschreibungen von 2 bis 3 US\$ je geförderter Tonne. Im Falle einer 10%igen Verzinsung fällt ein Kapitaldienst von etwa 3,5 US\$/t an. Die IEA (2003) errechnet trotz dieser Kosten für den Zeitraum 2001 bis 2030 für den Rohstoff Steinkohle

günstigere Kapitalkosten als für Erdöl und Erdgas. Bei der Steinkohle belaufen sich die Kosten auf umgerechnet 3,4 US\$/t SKE, während sie beim Erdöl 15,4 US\$/t SKE und beim Erdgas sogar 19,6 US\$/t SKE erreichen (IEA 2003). Damit unterliegt die Steinkohleproduktion einem geringeren wirtschaftlichen Risiko als jene von Erdöl und Erdgas.

Seit 1990 wurde weltweit die Förderkapazität an Steinkohle um 25 % erweitert, von 3,5 auf reichlich 4,9 Mrd. t/a. Dieser Anstieg geht im Wesentlichen auf einen Ausbau der Kapazitäten an Kesselkohle zurück, während bei der Kokskehle mit Förderkapazitäten zwischen 0,5 und 0,6 Mrd. t/a kaum Expansionen statt-

fanden. Im gleichen Zeitraum stiegen Förderkapazitäten für den Export bei den Kesselkohlen um netto 523 Mio. t. Die Nachfrage erhöhte sich seit 1990 um 510 Mio. t. Innerhalb des Kokskehlenmarktes betrug dieser Anstieg sowohl beim Angebot als auch bei der Nachfrage etwa 60 Mio. t. Das Verhältnis von Angebot zu Nachfrage war in den letzten 15 Jahren langfristig ausgeglichen (Abb. 15). Überkapazitäten, wie sie etwa Anfang der 1990er Jahre bestanden, oder Engpässe, wie wir sie in den letzten beiden Jahren erlebt haben, konnten und können innerhalb von ein bis zwei Jahren kompensiert werden. Damit hat sich der Steinkohlen-Weltmarkt als sehr konkurrenzfähig erwiesen.

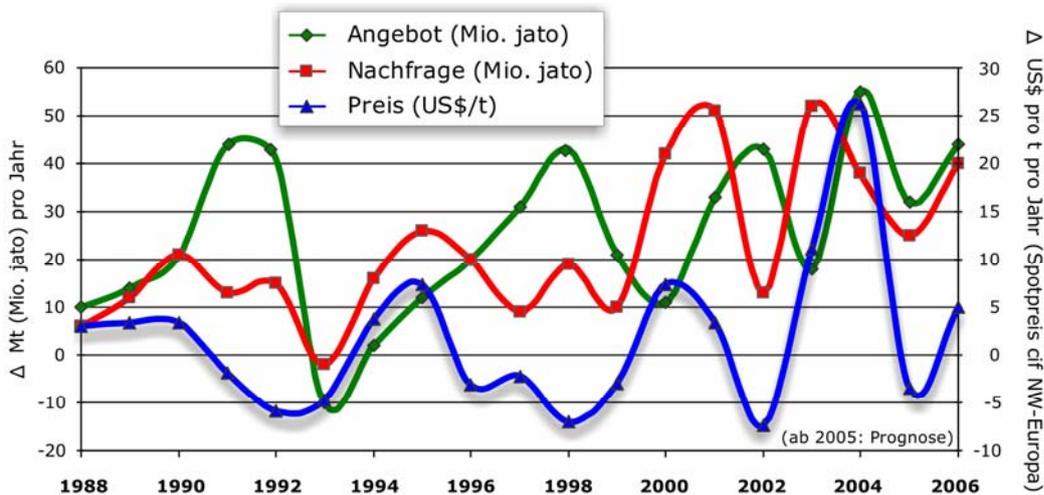


Abb. 15: Angebot, Nachfrage und Preiszyklen im internationalen Kesselkohlenmarkt, 1988 bis 2006 (ab 2005: Prognose, verändert nach Schiffer & Kopal 2005). jato = Jahrestonnen.

Angebot und Nachfrage beeinflussen sich im Kesselkohlenmarkt stark. Kurzfristige Unausgewogenheiten haben Preisausschläge zur Folge, die seit 2002 an Intensität zunehmen. Schübe in der Nachfrage, wie etwa in den Jahren 1994, 2000 und 2003, ziehen Preisanstiege nach sich, die ein gesteigertes Angebot (Ausbau der Förderkapazitäten) zur Folge haben. Weil die Erweiterung der Förderkapazitäten jedoch ein bis zwei Jahre in Anspruch nimmt, ist der optimale Grubenausbau häufig

dann erreicht, wenn der Preis wieder einem Tiefpunkt zustrebt (wie 1998 und 2002). Umso zufriedener zeigten sich die Bergbauunternehmen, als der Kapazitätsausbau im Jahr 2004 mit hohen Preisen zusammen fiel – im Wesentlichen aufgrund des unerwartet hohen Kohlekonsums in China. So verdoppelten sich die Gewinnmargen dieser Unternehmen in 2004 gegenüber dem Zehnjahresschnitt.

Steinkohleverbrauch

Steinkohle wird zu 84 % in den Produktionsstaaten verbraucht. Die regionale Verteilung des Verbrauches hat sich seit 1980 deutlich zugunsten Asiens verschoben. Besonders durch den in China und benachbarten Staaten stark gestiegenen Strombedarf entfielen 2004 auf Asien bereits 57 % (2.718 Mio. t) des globalen Steinkohlekonsums (IEA 2005b), mit steigendem Trend. Allein China verbrauchte 37 % des Weltbedarfs. Nordamerika hatte einen Anteil von 22 %, Europa 8 % und die GUS hatten 6 % Anteil am globalen Steinkohleinsatz. Knapp 4 % verbrauchte Afrika (v. a. Südafrika), 2 % Ozeanien und 1 % Mittel- und Südamerika.

Steinkohle wird in drei Sektoren verbraucht, in Kraftwerken zur Stromerzeugung, auf dem Wärmemarkt (Heizkraftwerke, Industrie, Privathaushalte) sowie in der Stahlindustrie zur Roheisenproduktion. Die weltweiten Anteile dieser Sektoren haben sich seit 1980 stark verschoben. Gingen 1980 36 % der Steinkohlen in die Kraftwerke, 43 % in den Wärmemarkt und 21 % in die Stahlindustrie, so liegen die Anteile in gleicher Reihenfolge jetzt bei 73 %, 15 % und 12 %. Damit werden weltweit fast drei Viertel der Steinkohleproduktion (i. W. Kesselkohle) in Kraftwerken verstromt.

In der Stahlindustrie wird v. a. aus Kokskohle erzeugter Koks eingesetzt. 1980 waren es 600 Mio. t, deren Menge auf 550 Mio. t in 2004 sank. Gründe für diesen Rückgang gab es viele, so die teilweise Substitution von Eisen durch andere Rohstoffe, der Ersatz von Koks als Reduktionsmittel (etwa durch Erdgas in der sog. Direktreduktion) oder besonders die gestiegene Effektivität moderner Hochöfen, die weniger Koks für die Eisenreduktion benötigen. So sank beispielsweise der Koksinsatz pro Tonne erzeugten Roheisens in Deutschland von 1.100 kg in 1948 auf 356 kg in 2004.

Die EIA (2005) geht bis 2025 von einem weiter steigenden Kohlekonsum aus, dessen Anstieg sich jedoch regional unterschiedlich verteilen wird. Während in Asien die Zunahme des Verbrauchs bis 2025 im Durchschnitt 2,5 %/a erreichen und damit in absoluten Zahlen den stärksten Anstieg ausmachen soll, vermutet die EIA (2005) für Nordamerika einen Verbrauchsanstieg um 1 %/a. Neue Kohlekraftwerke und eine ausgeweitete Stahlproduktion werden aus Südamerika die Region mit den relativ stärksten Verbrauchszunahmen machen (fast 3 %/a). Für Afrika sieht die EIA (2005) diesen Zuwachs bei 1,6 %/a. Besonders wegen der in Russland auf zunehmenden Kohleverbrauch ausgerichteten Energiepolitik dürfte in der GUS der Kohlebedarf um 0,6 %/a zunehmen. In Europa hingegen werden verhalten steigende Energieverbräuche bei – laut EIA – gleichzeitig vermehrtem Einsatz von Erdgas und regenerativen Energien in der Stromerzeugung sowie sinkende Kohlesubventionen dazu führen, den Kohleverbrauch bis 2025 um etwa 1 %/a zu vermindern.

Derzeit werden weltweit viele FuE-Projekte verfolgt, die unter dem Stichwort „clean coal“ Technologien für ein CO₂-emissionsfreies – de facto ein emissionsarmes – Kohlekraftwerk erforschen. Zu klären sind hier insbesondere die Fragen der CO₂-Abscheidung im Kraftwerk sowie die Möglichkeiten der CO₂-Verbringung im Untergrund. Im Fall eines großflächigen Einsatzes dieser Technologie wird es demzufolge bei steigendem Energiebedarf zu noch größeren Steigerungen des Steinkohleverbrauches kommen als bisher in Szenarien beschrieben. Mit einer Realisierung ist nach 2020 zu rechnen.

Steinkohletransport und Kosten

Etwa 15 % der Welt-Jahresförderung wird mit Schiffen exportiert. Die hierfür eingesetzte Flotte („bulk carrier“) besteht überwiegend aus Trockengutfrachtern, die mit aufsteigender Zuladung in die Schiffsklassen Handysize, Panamax und Capesize gegliedert werden. Insgesamt bestand diese Flotte Ende 2004 aus 5.530 Schiffen mit einer Kapazität von 327 Mio. Bruttoregistertonnen (DWT). Dazu kamen im Jahr 2005 weitere 18 Mio. DWT. Im Jahr 2006 werden erneut 18 Mio. DWT folgen. Für 2007 sind dann noch einmal netto 28 Mio. DWT geplant, so dass die weltweite bulk carrier-Flotte Ende 2007 über 391 Mio. DWT verfügen wird (RITSCHER & SCHIFFER 2005). Aufgrund des hohen Auslastungsgrades um 95 % werden von dieser Flotte jährlich nur etwa 3 Mio. DWT verschrottet. Das sind deutlich weniger Schiffe als in der Vergangenheit. Die Kohleschiffe können neben Steinkohle auch Getreide und selten Erze laden. Wenn im Herbst US-amerikanische Getreidemengen auf den Exportmarkt drängen, steigen daher in der Regel saisonal die Frachtraten auch für Steinkohletransporte.

Der Ausbau der Frachterflotte bei gleichzeitig moderaterem Anstieg der Kohlenachfrage führte ab Anfang 2005 zu sinkenden Frachtraten. So sanken die Transportpreise für Steinkohle von Südafrika (Richards Bay) nach NW-Europa (Rotterdam) von 18,5 auf 10 US\$/t Anfang August 2005. Im gleichen Zeitraum halbierten sich die Frachtraten für Steinkohle aus Australien (Queensland) nach

NW-Europa von 30 auf 15 US\$/t. Anschließend führte die saisonale Marktbelebung bis Dezember 2005 zu Preisanstiegen für Fracht aus Südafrika auf 17 US\$/t und aus Australien auf 20 USD/t. Derzeit zeigt sich die zunehmende gegenseitige Durchdringung des atlantischen und pazifischen Steinkohlemarktes auch in einem Annähern der Frachtraten. Die Preisunterschiede haben sich von 30 bis 50 % Anfang 2005 auf 15 bis 25 % im Dezember 2005 reduziert.

Die Kostenkette für Kohlen von der Exportgrube bis zum Kraftwerk oder Stahlwerk sind vielfältig und je nach Herkunftsland der Kohle unterschiedlich. Die Kosten, die der Endverbraucher etwa in Europa zu tragen hat, umfassen die Produktionskosten der Steinkohle, den Transport im Exportland, den Hafenumschlag, die Seefracht, den Umschlag der Fracht im europäischen Hafen und den Transport zum Endverbraucher. Diese Kosten, getrennt nach Kesselkohlen und Kokskohlen, sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Kostenkette für Kohlen von der Exportgrube bis zum europäischen Endverbraucher in US\$/t. (Stand: 2005; Quellen: IEA 2005b, Ritschel & Schiffer 2005, eigene Daten).

Herkunft	Abbau	Kosten frei Grube US\$/t	Transport zum Hafen US\$/t	Hafenumschlag US\$/t	Seefracht (8/2005) US\$/t	Binnen-transport US\$/t	Gesamtkosten US\$/t
1. Kesselkohlen (für den Endverbraucher Kraftwerk)							
Australien	Tagebau	11-32	3-14	2-3	14-17	2-7	35-70
	Tiefbau	19-31	3-10	2-3	17	2-7	43-68
China	Tiefbau	29-36	6-9	2-3	12	2-7	51-67
Indonesien	Tagebau	14-26	2-7	2-5	9	2-7	33-57
Kolumbien	Tagebau	22-24	2-3	3-5	9	2-7	38-48
Russland	Tagebau	15-16	10-20	2-8	8	2-7	37-59
Südafrika	Tagebau	16-24	6-10	1-2	10	2-7	35-52
Venezuela	Tagebau	16-20	5-6	3-5	9	2-7	35-47
2. Kokskohlen (für den Endverbraucher Stahlwerk)							
Australien	Tagebau	20-28	5-9	2-3	14-17	2-7	44-61
	Tiefbau	20-40	4-10	2-3	14-17	2-7	45-73
Kanada (Brit. Columbia)	Tagebau	26-36	20-22	3-5	17	2-7	68-87
USA (Appalachen)	Tiefbau	30-48	15-26	2-3	10	2-7	59-94

Der Steinkohlemarkt im Kontext aller geeigneten Energieträger

Wenn man Steinkohle – aber auch Braunkohle – mit den anderen traditionell verwendeten Energieträgern Erdöl, Erdgas und Uran vergleicht, fällt bei Betrachtung der geologischen Verfügbarkeit die sehr viel komfortablere Situation bei beiden Kohletypen ins Auge: Während bei Erdöl, Uran und Erdgas Reserven in Höhe des 40- bis 70-fachen des augenblicklichen Jahresverbrauchs ausgewiesen sind, liegen diese Kennwerte bei Steinkohle noch oberhalb 140 Jahresverbräuchen, bei Braunkohle sogar deutlich oberhalb 200 Jahresverbräuchen.

Wie haben sich diese Kennziffern über die Jahre entwickelt? Abbildung 16 bildet für die letzten 60 Jahre die Jahresförderungen sowie Zeitreihen der statischen Reichweiten für die genannten Energieträger ab. Diese für jeden Rohstoff individuelle Gleichgewichtslinie ist eine Funktion unterschiedlicher Auswirkungen dynamisierender Faktoren auf die Rohstoffverfügbarkeit – zu nennen beispielsweise: Lagerstättentyp, Explorationsbemühun-

gen von Firmen, das Preisniveau, technologische Entwicklungen, Infrastruktur, fiskalische Instrumente, Börsenregeln, etc. So scheinen sich bei Erdöl und Erdgas seit etwa 15 Jahren stabile Verhältnisse eingestellt zu haben. Man kann diese Situation in gewisser Weise mit der Lagerhaltung von Industrieunternehmen vergleichen. Jedoch: man kann hieraus nicht auf die Verfügbarkeit schließen. Vielmehr indiziert die Gleichgewichtslinie ggf. einen Explorationsbedarf (s. Gerling & Wellmer 2004). Die Gleichgewichtslinie von Steinkohle ist in den letzten 60 Jahren von etwa 400 auf unter 150 Jahre gefallen. Vermutlich war dies eine Folge von kontinuierlich steigendem Verbrauch (Abb. 16, oben) gekoppelt mit bisher nicht notwendigen Explorationsbemühungen und einer sukzessive verbesserten, ökonomisch gesteuerten Klassifizierung von Reserven und Ressourcen. Auffällig sind die starken Verbrauchszuwächse der letzten fünf Jahre bei der Steinkohle, mit entsprechenden Konsequenzen für die entsprechende Gleichgewichtslinie.

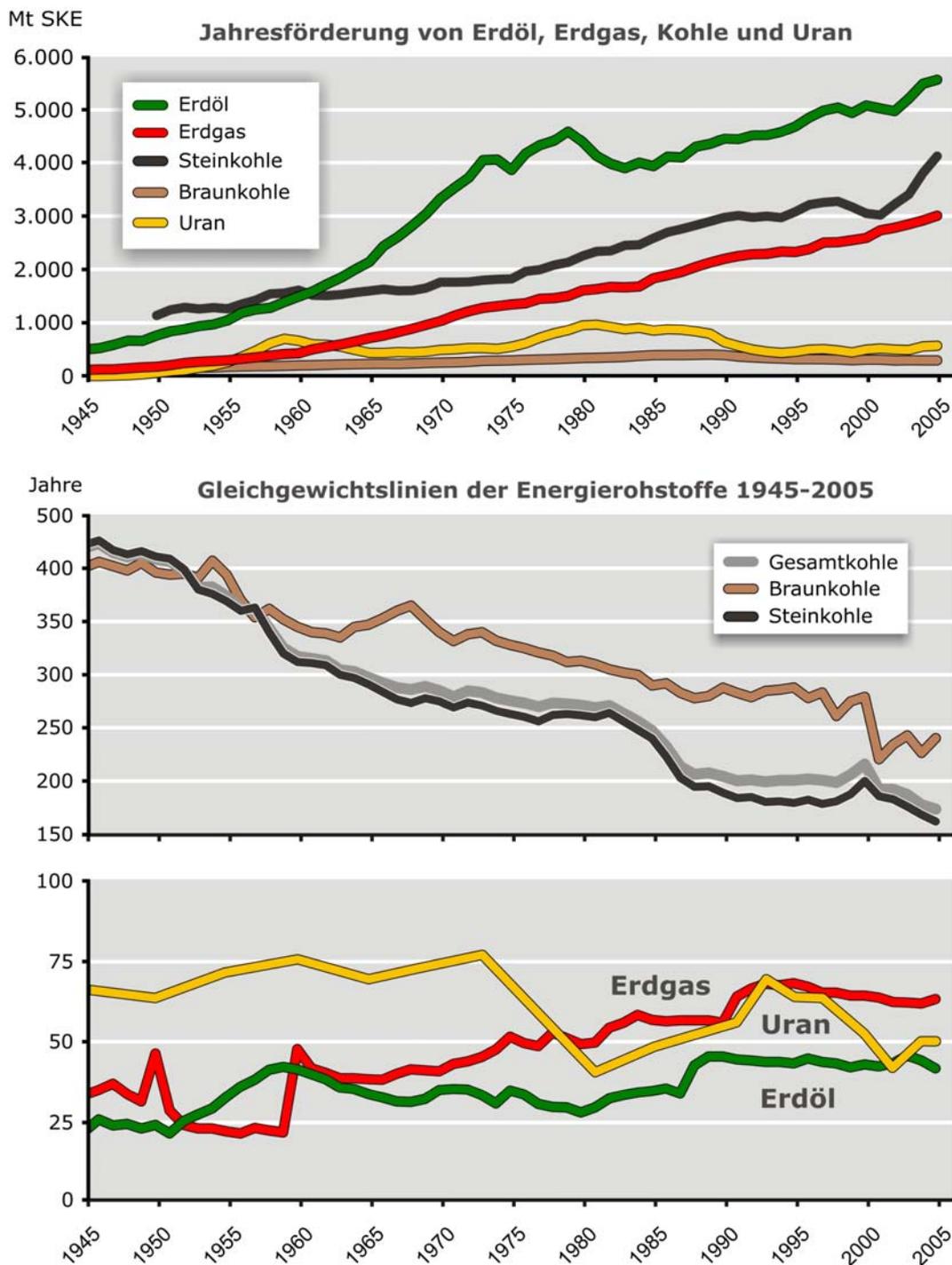


Abb. 16: Jahresförderung und Gleichgewichtslinien von Energierohstoffen 1945 – 2005.

Wie könnte die weltweite Versorgung mit Energierohstoffen im Jahr 2030 aussehen? Nach Meinung der BGR und vieler anderer Experten wird die Weltwirtschaft sich zu der Zeit zweifellos jenseits von „Peak Oil“ – das ist die weltweit maximal mögliche Erdöljahresproduktion – befinden. Konsequenz ist vermutlich, dass der Transportsektor bereits auf andere Treibstoffe über die originären Mineralölprodukte hinaus angewiesen sein wird. Dazu gehört sicherlich auch Erdgas – sei es als komprimiertes Gas, sei es als maßgeschneiderter Kraftstoff (Stichwort: „GTL“). Erdgas erfährt als relativ umweltfreundlichster fossiler Energieträger darüber hinaus Nachfragedruck aus Richtung des Strommarktes. Demzufolge wird auch die Verfügbarkeit von Erdgas vermutlich eingeschränkter sein als nach heutigen Maßstäben erwartet wird. All diese Fakten weisen darauf hin, dass Kohle dann eine herausragende Rolle in der weltweiten Energieversorgung spielen wird.

Welche Potenziale stecken in der Kohle? Über die reine Verstromung bzw. den Einsatz in der Stahlindustrie hinaus – hier wird unterstellt, dass die relevanten Klimafragen durch höchsteffiziente Technologien und ggf. durch untertägige CO₂-Speicherung bis etwa zum Jahre 2020 gelöst sind – kann die Steinkohle mittels Vergasung oder Verflüssigung Substitute für den Transportsektor liefern. Insbesondere bei der Kohleverflüssigung sind bereits umfangreiche Initiativen in China (IEA 2005a) und den USA (EID 2005) gestartet. In Deutschland wurden nach der ersten Ölkrise zwischen 1977 und 1980 sieben Pilotanlagen zur Kohleverflüssigung errichtet, die jedoch wegen Unwirtschaftlichkeit bis 1985 alle wieder geschlossen wurden. Die Kohlevergasung wird insbesondere zu dem Zeitpunkt eine wichtige Marktfunktion erlangen, wenn das in den Medien viel diskutierte Antriebsaggregat Brennstoffzelle flächendeckend eingesetzt wird.

Fazit

Sofern die klimarelevanten Nachteile der Steinkohle in den nächsten 1-2 Dekaden ausgeräumt werden, ist vorherzusehen, dass dieser Rohstoff mittel- bis langfristig wieder im Vordergrund der traditionellen Energieträger stehen wird, weil

- ◆ die augenblicklich ausgewiesenen Reserven noch mehr als 140 Jahresproduktionen umfassen,
- ◆ das Ressourcen- zu Reservenverhältnis von reichlich 5,5 : 1 deutlich besser ist als jene von konventionellem Erdöl (0,5 : 1) bzw. konventionellem Erdgas (1,2 : 1),
- ◆ durch Überführung von Ressourcen in Reserven noch erhebliche zusätzliche Potenziale realisiert werden können.

Auf diese Weise kann die zukünftige Energieversorgung zu einem bedeutenden Anteil auf Basis von Steinkohle bereitgestellt werden. Zudem kann Steinkohle in einem gewissen Umfang sogar zu Substitution der anderen fossilen Energieträger herangezogen werden.

6 Definitionen

Eine strenge Trennung zwischen Reserven und Ressourcen und eine Erläuterung der Begriffe soll zum besseren Verständnis beitragen. Reserven sind die Mengen eines Rohstoffes, die mit den derzeit 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 2003) 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“ 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.

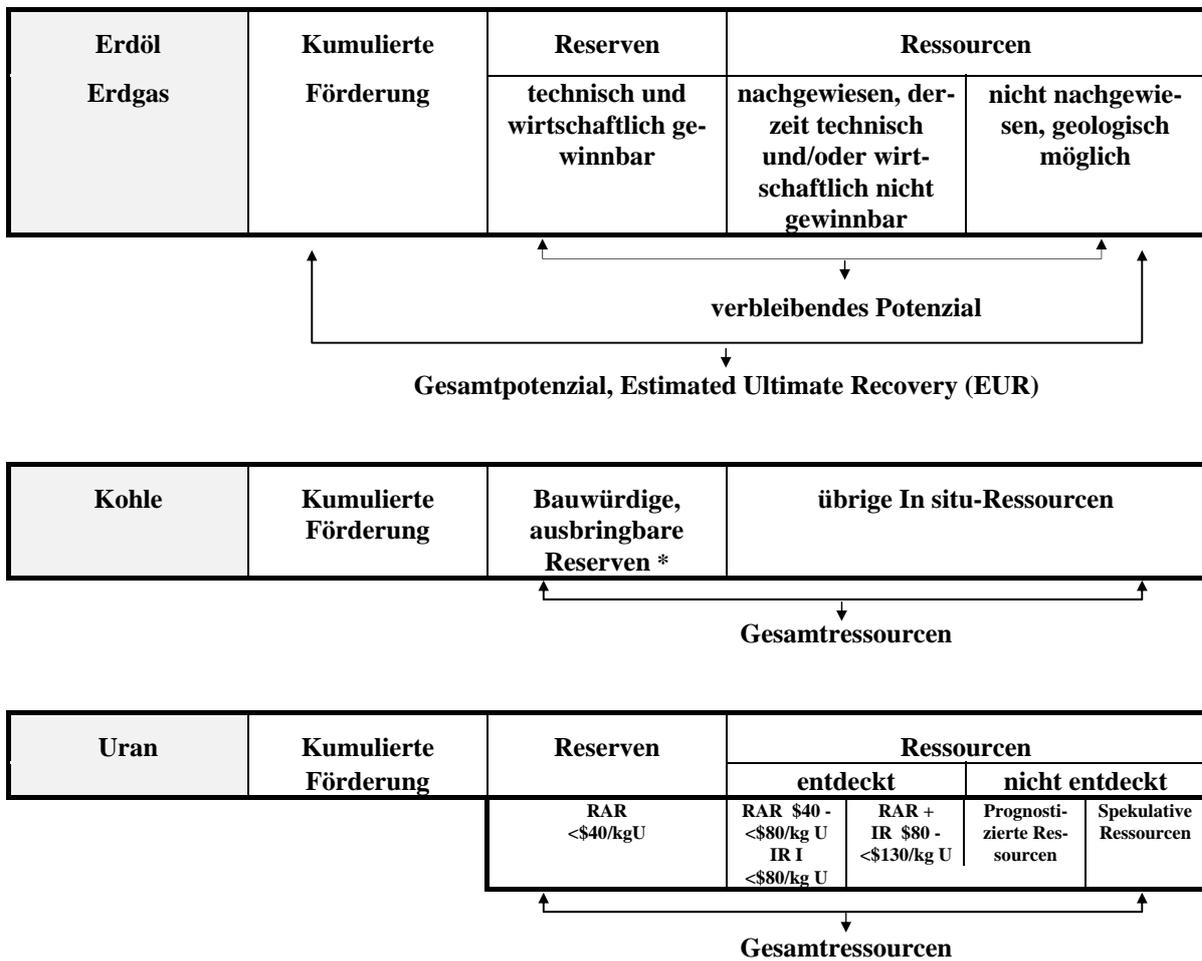
Gesamtressourcen (verbleibendes Potenzial bei Kohlenwasserstoffen):

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

Gesamtpotenzial, Estimated Ultimate Recovery (EUR):

Es schließt die bisherige kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen 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

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2006): Primärenergieverbrauch in Deutschland 2005 auf Vorjahresniveau. Berlin.
<http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/inhalt1.php#a5>
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2005): Bundesrepublik Deutschland: Rohstoffsituation 2004.– Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Band XXXIII.– 186 S.; Hannover.
- (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Band XXVIII: 426 S.; Hannover.
- (2005): Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. 68 S., Hannover
- BP (versch. Jahrgänge): BP Statistical Review of World Energy. – Jg. 1995 bis 2005; London.
- (2006): BP Statistical Review of World Energy. – June 2006; London.
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2006/STAGIN/G/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2006.pdf
- EIA (Energy Information Administration) (2005): International Energy Outlook 2005. 192 S.; Washington D. C. – US Department of Energy.
 (2006) International Energy Outlook 2006. – 186 S.; Washington D. C.
[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2006\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2006).pdf)
- EID (Energie Informationsdienst) (2005): Montana will die Kohleverflüssigung. (41): 27; Hamburg.
- GERLING, J. P. & WELLMER, F.-W. (2004): Die Verfügbarkeit von Rohstoffen - insbesondere von fossilen Energieträgern. – World of Mining - Surface & Underground, **56** (4): 254-262
- NEA (NUCLEAR ENERGY AGENCY) (2005): URANIUM 2005: Resources, Production and Demand, OECD 2005
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY) (2003): World Energy Investment Outlook. 516 S. – International Energy Agency, Paris.
- (2005a): World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights. 629 S. International Energy Agency, Paris.
- (2005b): Coal Information 2005. – 487 S. International Energy Agency, Paris,
- (2006): Energy Technology Perspectives 2006. – International Energy Agency, Paris.
- RITSCHEL, W. & SCHIFFER, H.-W. (2005): Weltmarkt für Steinkohle. – 85 S. Essen/Köln (RWE).
- SCHIFFER, H.-W. & KOPAL, C. (2005): Beitrag des Steinkohlen-Welthandels zur Sicherung der Energieversorgung. – Zeitschrift für Energiewirtschaft, **29** (3): 171-180.
- THIELEMANN, T., GERLING, J.P., REMPEL, H. & STRIBRNY, B. (2006): Entwicklung und Perspektiven des Weltsteinkohlemarktes. – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg., Special 1/2006: 15-20; Essen.
- UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (2004): United Nations Framework Classification for Energy and Mineral Resources. –
www.unece.org/ie/se/reserves.html

GLOSSAR

B

b (bbl)	Barrel: Fass (1 bbl = 158,984 l).
boe	barrel(s) oil equivalent.
BP	British Petroleum

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 Gase.
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 meist nicht fließfähig.
EU-15	Europäische Union: Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Finnland, Großbritannien, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien.
EU-25	Europäische Union (ab 1.5.2004): EU-15 plus neue Mitgliedsländer: Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern.
EUR	Estimated Ultimate Recovery: Gesamtpotenzial.

G

Gesamtpotenzial	Kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen, auch Estimated Ultimate Recovery (EUR).
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. Dazu gehören: Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland.

H

Hartkohle Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt der Kohle (aschefrei) > 16.500 kJ/kg

Hydrat feste (schneeartige) molekulare Verbindungen zwischen Gasen und Wasser, die unter bestimmten Druck-Temperatur-Bedingungen stabil sind.

I

IEA International Energy Agency (Sitz: Paris), Organisation der OECD

Inferred Resources Ressourcen von Uran. entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (= estimated additional resources)

J

J Joule (0,2388 Kalorien)

K

kumulierte Förderung Summe aller Jahresförderungen seit Förderbeginn

L

LNG Liquefied Natural Gas: (für Transportzwecke) verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.400 Nm³ Erdgas, 1 m³ LNG wiegt ca. 0,42 t).

N

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

O

OECD Organization for Economic Cooperation and Development (Sitz: Paris); Mitgliedsländer: Die Länder der Europäischen Union (EU-15) sowie Island, Norwegen, Polen, Schweiz, Slowakei, Tschechien, Türkei und Ungarn, außerdem Australien, Japan, Kanada, Mexiko, Neuseeland, Süd-Korea und die USA.

offshore vor der Küste liegende Gebiete, unter Meeresbedeckung.

OPEC Organization of Petroleum Exporting Countries (Sitz: Wien); Mitgliedsländer (31.8.2005): Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela und Vereinigte Arabische Emirate.

P

PEV PrimärEnergieVbrauch:

R

RAR (Uran:) Reasonably assured resources, 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.

Ressourcen nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen („yet to find“).

S

SKE Steinkohleeinheit
→ s. Umrechnungsfaktoren

SPE Society of Petroleum Engineers.

statische Reichweite Quotient aus Reserven und letzter Jahresförderung [in Jahren].

T

t SKE: Tonne SteinKohlenEinheiten (ca. $29,308 \times 10^9$ Joule).

toe Ton(s) oil equivalent: Tonne(n) Erdöläquivalent (ca. 1,428 t SKE).

U

ursprüngliche Reserven kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.

V

verbleibendes Potenzial Reserven plus Ressourcen.

W

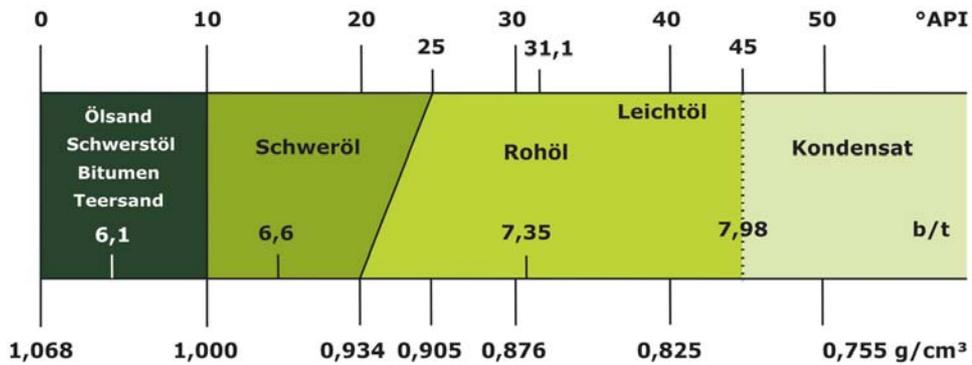
WBK Weichbraunkohle, Energieinhalt der Rohkohle (aschefrei) < 16.500 kJ/kg.

WPC World Petroleum Congress.

\$

US\$, Währung der Vereinigten Staaten von Amerika

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
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 L	
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 = 1319 Nm ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1 t LNG:	1.400 Nm ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J
1000 Nm ³ Erdgas:	35,315 cf = 0,758 toe = 1,083 t SKE = 0,71 t LNG = 31,736 x 10 ⁹ J
1 t SKE:	0,70 toe = 923 Nm ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J):	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. t Erdöl = 31,5 Mrd. Nm 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.

Anhang

Tabelle 9: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2005 [in Mt]

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Albanien	0,3	50,6	27	20	98	47
Bulgarien	0,1	8,7	2	5	16	7
Dänemark	18,8	236,8	221	50	508	271
Deutschland	3,6	272,2	47	20	339	67
Frankreich	1,1	117,9	22	70	209	92
Griechenland	0,1	15,9	1	20	37	21
Großbritannien	84,7	3.084,7	750	1.100	4.935	1.850
Irland				10	10	10
Italien	6,1	143,3	85	120	348	205
Kroatien	0,9	96,7	9	20	126	29
Litauen	0,2	3,2	2	20	25	22
Malta				5	5	5
Niederlande	2,0	131,7	30	60	222	90
Norwegen	139,4	2.679,8	1.209	1.750	5.639	2.959
Österreich	0,9	115,0	10	10	135	20
Polen	0,9	57,1	13	40	110	53
Rumänien	5,4	731,7	130	160	1.022	290
Serbien & Montenegro	0,8	38,0	11	20	69	31
Slowakei	0,1	1,2	1	5	7	6
Spanien	0,2	36,6	21	20	78	41
Tschechische Republik	0,3	8,8	2	10	21	12
Türkei	2,1	124,3	41	70	235	111
Ungarn	1,0	93,6	14	20	128	34
Aserbaidshan	22,2	1.453,4	1.130	1.200	3.783	2.330
Georgien	0,1	23,2	5	50	78	55
Kasachstan	61,5	1.015,6	4.100	4.000	9.116	8.100
Kirgisistan	0,1	10,9	5	10	26	15
Moldau (Moldawien)				10	10	10
Russland	469,6	18.211,0	10.148	13.500	41.859	23.648
Tadschikistan	0,0	7,7	2	30	39	32
Turkmenistan	9,7	450,0	260	1.700	2.410	1.960
Ukraine	4,4	333,5	120	150	603	270
Usbekistan	5,4	163,1	180	400	743	580
Belarus (Weißrussland)	1,8	123,8	25	30	179	55
Ägypten	33,9	1.315,7	490	500	2.306	990
Äquatorialguinea	17,6	84,1	246	350	680	596
Äthiopien	0,0	0,0		10	10	10
Algerien	86,5	2.304,5	1.664	1.200	5.169	2.864
Angola	61,2	774,5	1.228	2.000	4.002	3.228
Benin		4,2	1	10	15	11
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	1,5	18,1	40	120	178	160

Fortsetzung Tabelle 9

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Eritrea				50	50	50
Gabun	11,7	440,6	300	700	1.441	1.000
Ghana	0,3	3,6	2	40	46	42
Kamerun	3,0	155,6	54	200	410	254
Kongo, Rep.	13,1	242,9	246	600	1.088	846
Libyen	80,1	3.278,9	5.323	1.000	9.602	6.323
Madagaskar				20	20	20
Marokko	0,0	1,6	0	30	32	30
Mauretanien			20	10	30	30
Mosambik				20	20	20
Namibia				20	20	20
Nigeria	125,4	3.440,9	4.881	2.200	10.522	7.081
Südafrika, Rep.	1,2	10,7	20	20	51	40
Senegal				10	10	10
Seychellen				5	5	5
Simbabe				10	10	10
Somalia				20	20	20
Sudan	18,7	74,7	250	250	575	500
Tanzania				20	20	20
Tschad	9,1	17,9	204	100	322	304
Tunesien	3,5	173,7	95	300	569	395
Kongo, DR (Zaire)	1,0	35,7	25	50	111	75
Afrika ungegl.				13	13	13
Bahrain	8,8	168,5	17	200	385	217
Irak	89,5	3.975,9	15.646	3.800	23.422	19.446
Iran	200,4	7.967,1	18.022	3.900	29.889	21.922
Israel	0,0	2,0	0	5	7	5
Jemen	20,1	291,0	396	500	1.187	896
Jordanien	0,0	0,0	0	5	5	5
Katar	48,8	1.061,5	2.069	700	3.830	2.769
Kuwait	130,1	5.059,2	13.845	700	19.604	14.545
Neutrale Zone	0,0	0,0	0	0	0	0
Oman	38,0	1.074,8	749	700	2.524	1.449
Saudi-Arabien	526,2	15.194,4	36.037	8.700	59.931	44.737
Syrien	23,3	618,1	340	300	1.258	640
Vereinigte Arabische Emirate	130,0	3.373,7	13.306	1.000	17.680	14.306
Naher Osten ung.				0	0	0
Afghanistan	0,0	0,0	0	40	40	40
Australien	23,3	842,0	546	1.000	2.388	1.546
Bangladesch	0,2	1,6	7	30	39	37
Brunei	10,1	446,2	184	200	830	384
China, VR	181,4	4.510,2	3.100	2.200	9.810	5.300
Indien	36,2	960,9	805	400	2.166	1.205

Fortsetzung Tabelle 9

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Indonesien	55,0	2.973,8	585	1.100	4.659	1.685
Japan	0,8	45,3	8	10	63	18
Kambodscha				20	20	20
Malaysia	36,8	801,6	573	600	1.974	1.173
Mongolei	0,0	0,7	2	50	53	52
Myanmar (Burma)	0,7	48,8	7	150	206	157
Neuseeland	0,8	42,6	7	50	100	57
Pakistan	3,2	72,8	39	150	262	189
Papua-Neuguinea	2,3	51,4	33	50	134	83
Philippinen	0,8	9,1	19	40	68	59
Taiwan	0,1	4,4	0	5	10	5
Thailand	11,2	83,0	75	100	258	175
Vietnam	19,1	187,2	423	200	810	623
Austral-Asien ung.			546	0	546	546
Grönland				500	500	500
Kanada	145,2	4.142,2	599	2.000	6.741	2.599
Mexiko	187,1	5.114,0	2.245	2.900	10.259	5.114
USA	310,2	28.498,5	3.997	8.000	40.495	28.499
Argentinien	36,2	1.277,2	316	500	2.093	816
Barbados		1,9	0	100	102	100
Bolivien	2,1	61,5	60	200	321	260
Brasilien	84,7	1.224,2	1.610	1.400	4.234	3.010
Chile	0,5	60,8	20	75	156	95
Ecuador	27,6	522,8	696	150	1.368	846
Guatemala	0,9	15,4	72	10	97	82
Guyana				100	100	100
Kolumbien	27,1	890,0	210	700	1.800	910
Kuba	2,0	38,5	102	60	201	162
Paraguay				100	100	100
Peru	4,9	328,4	126	500	955	328
Suriname	0,6	7,9	15	50	73	7,9
Trinidad & Tobago	8,3	464,4	135	200	799	464
Uruguay				20	20	20
Venezuela	154,7	8.325,8	10.847	3.000	22.173	8.326
Lateinam. ungegl.				3	3	3
WELT	3.900,5	143.058,9	161.600	82.056	386.715	243.656

Fortsetzung Tabelle 9

Region	Förderung 2005	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	268,9	8.048,1	2.648	3.625	14.321	6.273
GUS	574,7	21.792,0	15.975	21.080	58.847	37.055
Afrika	467,8	12.377,8	15.090	9.878	37.346	24.968
Naher Osten	1.215,2	38.786,2	100.427	20.510	159.723	120.937
Austral-Asien	381,9	11.081,5	6.412	6.395	23.889	12.807
Nordamerika	642,5	37.754,7	6.840	13.400	57.995	20.240
Lateinamerika	349,6	13.218,6	14.209	7.168	34.595	21.377
WELT	3.900,5	143.058,9	161.600	82.056	386.715	243.656
OPEC	1.626,7	56.955,7	122.226	27.300	206.481	149.526
OPEC-Golf	1.125,0	36.631,8	98.925	18.800	154.356	117.725
OECD	933,1	45.808,2	10.444	17.835	74.087	28.279
EU-25	117,5	4.154,3	1.187	13.400	18.741	14.587

Tabelle 10: Mineralölverbrauch im Jahr 2005 [in Mt]: Die wichtigsten Länder (> 5 Mt) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	USA	950,0	24,7%	24,7%
2	China, VR	327,3	8,5%	33,2%
3	Japan	244,2	6,3%	39,5%
4	Russland	130,0	3,4%	42,9%
5	Indien	117,1	3,0%	45,9%
6	Deutschland	111,0	2,9%	48,8%
7	Korea, Rep. (Südkorea)	105,5	2,7%	51,5%
8	Kanada	105,1	2,7%	54,3%
9	Brasilien	100,8	2,6%	56,9%
10	Frankreich	94,7	2,5%	59,3%
11	Italien	93,5	2,4%	61,8%
12	Mexiko	87,8	2,3%	64,0%
13	Saudi-Arabien	85,3	2,2%	66,3%
14	Großbritannien	82,3	2,1%	68,4%
15	Spanien	78,6	2,0%	70,4%
16	Iran	78,4	2,0%	72,5%
17	Indonesien	55,3	1,4%	73,9%
18	Niederlande	46,8	1,2%	75,1%
19	Thailand	45,6	1,2%	76,3%
20	Singapur	42,2	1,1%	77,4%
21	Taiwan	41,6	1,1%	78,5%
22	Australien	39,7	1,0%	79,5%
23	Türkei	30,5	0,8%	80,3%
24	Belgien	29,8	0,8%	81,1%
25	Ägypten	28,5	0,7%	81,8%
26	Venezuela	25,4	0,7%	82,5%
27	Irak	25,4	0,7%	83,1%
28	Südafrika, Rep.	24,9	0,6%	83,8%
29	Malaysia	22,0	0,6%	84,3%
30	Polen	21,3	0,6%	84,9%
31	Griechenland	20,6	0,5%	85,4%
32	Argentinien	20,1	0,5%	86,0%
33	Pakistan	17,4	0,5%	86,4%
34	Ukraine	17,2	0,4%	86,9%
35	Portugal	16,5	0,4%	87,3%
36	Schweden	16,1	0,4%	87,7%
37	Syrien	15,0	0,4%	88,1%
38	Philippinen	14,7	0,4%	88,5%
39	Kuwait	14,4	0,4%	88,8%
40	Österreich	14,2	0,4%	89,2%
41	Hongkong	13,8	0,4%	89,6%
42	Vereinigte Arabische Emirate	13,5	0,4%	89,9%

Fortsetzung Tabelle 10

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
43	Israel	12,7	0,3%	90,3%
44	Nigeria	12,6	0,3%	90,6%
45	Schweiz	12,0	0,3%	90,9%
46	Chile	11,9	0,3%	91,2%
47	Libyen	11,6	0,3%	91,5%
48	Algerien	11,3	0,3%	91,8%
49	Vietnam	11,2	0,3%	92,1%
50	Kolumbien	10,4	0,3%	92,4%
51	Rumänien	10,3	0,3%	92,6%
52	Kasachstan	10,0	0,3%	92,9%
53	Tschechische Republik	9,8	0,3%	93,1%
54	Norwegen	9,1	0,2%	93,4%
55	Finnland	9,0	0,2%	93,6%
56	Irland	9,0	0,2%	93,8%
57	Kuba	9,0	0,2%	94,1%
58	Dänemark	8,9	0,2%	94,3%
59	Peru	7,9	0,2%	94,5%
60	Trinidad & Tobago	7,7	0,2%	94,7%
61	Usbekistan	7,4	0,2%	94,9%
62	Neuseeland	7,0	0,2%	95,1%
63	Marokko	7,0	0,2%	95,3%
64	Belarus (Weißrussland)	6,7	0,2%	95,4%
65	Ecuador	6,6	0,2%	95,6%
66	Ungarn	6,6	0,2%	95,8%
67	Dominikanische Republik	6,5	0,2%	96,0%
68	Jordanien	5,7	0,1%	96,1%
69	Libanon	5,0	0,1%	96,2%
	WELT	3.852,3	100,0%	
	Europa	764,4	19,8%	
	GUS	183,8	4,8%	
	Afrika	135,6	3,5%	
	Naher Osten	274,5	7,1%	
	Austral-Asien	1.121,1	29,1%	
	Nordamerika	1.142,9	29,7%	
	Lateinamerika	230,0	6,0%	
	OPEC	337,0	8,7%	
	OECD	2.267,2	58,9%	
	EU-25	686,8	17,8%	

**Tabelle 11: Rohöl Import 2005: Die wichtigsten Länder (>5 Mt)
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	USA	577,2	25,8%	25,8%
2	Japan	210,4	9,4%	35,2%
3	China, VR	127,1	5,7%	40,9%
4	Korea, Rep. (Südkorea)	117,0	5,2%	46,2%
5	Deutschland	112,2	5,0%	51,2%
6	Indien	98,0	4,4%	55,6%
7	Italien	95,6	4,3%	59,8%
8	Frankreich	84,3	3,8%	63,6%
9	Niederlande	61,7	2,8%	66,4%
10	Spanien	60,2	2,7%	69,1%
11	Großbritannien	56,9	2,5%	71,6%
12	Singapur	47,0	2,1%	73,7%
13	Kanada	46,0	2,1%	75,8%
14	Taiwan	40,0	1,8%	77,6%
15	Belgien	35,6	1,6%	79,2%
16	Thailand	34,8	1,6%	80,7%
17	Australien	23,6	1,1%	81,8%
18	Türkei	23,4	1,0%	82,8%
19	Südafrika, Rep.	23,2	1,0%	83,8%
20	Brasilien	23,0	1,0%	84,9%
21	Schweden	20,5	0,9%	85,8%
22	Griechenland	20,2	0,9%	86,7%
23	Belarus (Weißrussland)	19,3	0,8%	87,6%
24	Polen	18,3	0,8%	88,4%
25	Indonesien	17,0	0,7%	89,1%
26	Philippinen	15,9	0,7%	89,9%
27	Ukraine	13,7	0,6%	90,5%
28	Portugal	13,5	0,6%	91,1%
29	Bahrain	11,4	0,5%	91,6%
30	Niederländische Antillen	11,0	0,5%	92,1%
31	Finnland	10,9	0,5%	92,6%
32	Chile	10,0	0,4%	93,0%
33	Israel	9,6	0,4%	93,4%
34	Pakistan	8,2	0,4%	93,8%
35	Österreich	8,0	0,4%	94,2%
36	Malaysia	8,0	0,4%	94,5%
37	Tschechische Republik	7,8	0,4%	94,9%
38	Rumänien	7,2	0,3%	95,2%
39	Ungarn	6,6	0,3%	95,5%
40	Litauen	6,3	0,3%	95,8%
41	Slowenien	6,0	0,3%	96,0%
42	Bulgarien	5,9	0,3%	96,3%
43	Slowakei	5,5	0,2%	96,5%

Fortsetzung Tabelle 11

Region	Mt	Anteil
Europa	689,5	30,8%
GUS	40,2	1,8%
Afrika	38,1	1,7%
Austral-Asien	755,9	33,8%
Naher Osten	25,5	1,1%
Nordamerika	623,6	27,9%
Lateinamerika	62,6	2,8%
WELT	2.235,4	100,0%
OPEC	17,0	0,8%
OECD	1.672,3	74,8%
EU-25	637,3	28,5%

**Tabelle 12: Rohöl Export 2005: Die wichtigsten Länder (>5 Mt)
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	Saudi-Arabien	356,5	16,5%	16,5%
2	Russland	252,2	11,7%	28,2%
3	Iran	133,0	6,2%	34,4%
4	Nigeria	121,0	5,6%	40,0%
5	Norwegen	115,8	5,4%	45,4%
6	Vereinigte Arabische Emirate	110,0	5,1%	50,5%
7	Mexiko	100,1	4,6%	55,1%
8	Kanada	84,8	3,9%	59,1%
9	Venezuela	79,0	3,7%	62,7%
10	Kuwait	75,0	3,5%	66,2%
11	Irak	71,0	3,3%	69,5%
12	Libyen	69,5	3,2%	72,7%
13	Algerien	58,8	2,7%	75,5%
14	Großbritannien	53,2	2,5%	77,9%
15	Kasachstan	52,2	2,4%	80,3%
16	Angola	47,0	2,2%	82,5%
17	Oman	38,0	1,8%	84,3%
18	Katar	29,0	1,3%	85,6%
19	Indonesien	20,0	0,9%	86,6%
20	Vietnam	19,0	0,9%	87,4%
21	Sudan	18,0	0,8%	88,3%
22	Malaysia	18,0	0,8%	89,1%
23	Äquatorialguinea	17,6	0,8%	89,8%
24	Australien	16,2	0,7%	90,6%
25	Syrien	16,0	0,8%	91,4%
26	Gabun	15,6	0,7%	92,1%
27	Jemen	15,0	0,7%	92,8%
28	Dänemark	13,8	0,6%	93,5%
29	Kongo, Rep.	13,4	0,6%	94,1%
30	Aserbaidshan	13,3	0,6%	94,7%
31	Brasilien	12,5	0,6%	95,3%
32	Ecuador	12,5	0,6%	95,9%
33	Kolumbien	10,3	0,5%	96,4%
34	Argentinien	9,5	0,4%	96,8%
35	Tschad	9,0	0,4%	97,2%
36	Brunei	9,0	0,4%	97,6%
37	China, VR	8,1	0,4%	98,0%
38	USA	5,8	0,3%	98,3%
39	Kamerun	5,8	0,3%	98,5%

Fortsetzung Tabelle 12

Region	Mt	Anteil
Europa	192,0	8,9%
GUS	321,8	14,9%
Afrika	381,3	17,7%
Austral-Asien	96,9	4,5%
Naher Osten	843,0	39,1%
Nordamerika	190,7	8,8%
Lateinamerika	129,7	6,0%
WELT	2.155,4	100,0%
OPEC	1.122,8	52,1%
OECD	399,4	18,5%
EU-25	72,0	3,3%

Tabelle 13: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2005 [in G.m³]

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Dänemark	9,2	115,1	122	100	337	222
Deutschland	19,9	912,4	255	200	1.367	455
Frankreich	1,1	222,3	11	300	533	311
Griechenland	0,0	1,4	1	10	12	11
Großbritannien	92,6	2.100,4	740	1.150	3.990	1.890
Irland	0,7	52,8	10	50	113	60
Italien	11,8	674,4	227	500	1.401	727
Malta				6	6	6
Niederlande	73,1	2.797,0	1.510	200	4.507	1.710
Norwegen	85,0	1.051,5	2.358	3.200	6.609	5.558
Portugal				40	40	40
Österreich	1,6	84,1	20	50	154	70
Spanien	0,0	10,9	3	500	513	503
Türkei	0,6	7,5	8	20	36	28
Rumänien	12,9	1.197,7	300	400	1.898	700
Albanien	0,0	7,7	1	10	19	11
Bulgarien	0,4	4,8	6	15	26	21
Kroatien	1,6	53,8	28	80	162	108
Polen	5,0	220,4	165	150	535	315
Serbien & Montenegro	0,3	29,8	48	40	118	88
Tschechische Republik	0,2	13,5	4	10	27	14
Slowakei	0,2	24,7	15	15	55	30
Ungarn	2,8	205,6	34	80	320	114
Aserbajdschan	5,7	425,7	1.371	1.900	3.696	3.271
Georgien	0,0	2,7	8	100	111	108
Kasachstan	32,4	264,6	2.999	2.500	5.764	5.499
Kirgisistan	0,0	7,2	6	20	33	26
Moldau (Moldawien)				20	20	20
Russland	636,0	16.050,9	47.300	83.000	146.351	130.300
Tadschikistan	0,0	8,4	6	100	114	106
Turkmenistan	63,0	2.023,1	2.800	6.000	10.823	8.800
Ukraine	20,6	1.824,4	1.010	900	3.734	1.910
Usbekistan	59,7	1.694,0	1.620	1.500	4.814	3.120
Belarus (Weißrussland)	0,2	11,1	3	20	34	23
Ägypten	34,7	333,5	1.912	1.000	3.245	2.912
Äquatorialguinea	0,4	0,6	37	200	237	237
Äthiopien			25	20	45	45
Algerien	87,7	1.567,1	4.546	1.500	7.613	6.046
Angola	0,8	15,6	46	1.200	1.261	1.246
Benin			1	20	21	21
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	1,4	13,6	28	170	212	198
Eritrea				150	150	150
Gabun	0,1	3,6	34	400	438	434
Ghana			24	30	54	54

Fortsetzung Tabelle 13

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Guinea-Bissau				6	6	6
Kamerun			110	150	260	260
Kongo, Rep.			91	300	391	391
Libyen	11,7	189,1	1.491	600	2.280	2.091
Madagaskar			0	5	5	5
Marokko	0,0	2,0	2	5	9	7
Mauretanien			50	8	58	58
Mosambik	0,0	0,0	127	200	327	327
Namibia			60	300	360	360
Nigeria	21,8	187,1	5.230	3.500	8.917	8.730
Südafrika, Rep.	2,2	25,8	20	50	96	70
Ruanda			57	20	77	77
Senegal				10	10	10
Seychellen				20	20	20
Simbabe				10	10	10
Somalia			6	400	406	406
Sudan			85	450	535	535
Tanzania			23	100	123	123
Togo				10	10	10
Tschad				50	50	50
Tunesien	2,4	27,3	78	300	405	378
Kongo, DR (Zaire)			1	10	11	11
Westsahara				2	2	2
Australien	37,1	659,4	2.520	2.000	5.180	4.520
Neuseeland	3,9	121,4	30	100	251	130
Papua-Neuguinea	0,1	1,6	346	350	697	696
Bahrain	8,2	164,3	92	200	456	292
Irak	1,7	94,2	3.170	4.000	7.265	7.170
Iran	87,0	1.146,2	27.503	11.000	39.649	38.503
Israel	0,3	3,8	39	100	143	139
Jemen	0,2	1,8	479	500	980	979
Jordanien	0,2	3,4	6	100	110	106
Katar	43,5	413,4	25.786	2.500	28.699	28.286
Kuwait	9,7	215,4	1.586	500	2.302	2.086
Oman	19,9	161,5	829	900	1.891	1.729
Palästina				40	40	40
Saudi-Arabien	69,5	1.005,0	6.849	11.000	18.854	17.849
Syrien	5,4	76,1	241	200	517	441
Vereinigte Arabische Emirate	46,6	740,1	6.072	1.500	8.312	7.572
Afghanistan	0,0	55,9	100	500	556	600
Bangladesch	14,2	172,3	436	900	1.072	1.336
Brunei	12,0	300,3	391	300	991	691
China, VR	50,0	671,9	2.351	10.000	13.022	12.351

Fortsetzung Tabelle 13

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Indien	30,4	417,7	1.101	800	2.319	1.901
Indonesien	76,0	1.400,4	2.769	3.500	7.670	6.269
Japan	3,2	105,3	40	5	150	45
Kambodscha				50	50	50
Korea, Rep. (Südkorea)			20	50	70	70
Laos				30	30	30
Malaysia	59,9	695,0	2.124	1.400	4.219	3.524
Myanmar (Burma)	13,0	69,8	501	700	1.271	1.201
Pakistan	29,9	502,3	963	800	2.265	1.763
Philippinen	2,8	9,7	112	200	322	312
Taiwan	0,8	48,3	75	5	128	80
Thailand	23,0	265,4	354	500	1.119	854
Vietnam	5,2	23,1	193	500	716	693
Kanada	185,5	4.501,5	1.592	8.000	14.093	9.592
Mexiko	39,5	1.169,0	566	2.000	3.735	2.566
USA	525,7	28.679,7	5.579	15.000	49.259	20.579
Grönland				2.300	2.300	2.300
Argentinien	45,6	773,0	534	1.500	2.807	2.034
Barbados				200	200	200
Bolivien	11,7	117,8	750	700	1.568	1.450
Brasilien	11,4	142,9	326	2.000	2.469	2.326
Chile	1,0	93,4	98	180	371	278
Ecuador	0,1	3,2	10	50	63	60
Grenada				23	23	23
Guatemala			3	5	8	8
Guyana				150	150	150
Kolumbien	6,8	162,3	114	400	677	514
Kuba	0,7	5,7	71	20	96	91
Paraguay				100	100	100
Peru	1,0	49,2	247	500	796	747
Suriname				100	100	100
Trinidad & Tobago	29,0	267,1	733	900	1.900	1.633
Uruguay				30	30	30
Venezuela	28,9	856,6	4.288	3.000	8.144	7.288
WELT	2.840,2	80.831,3	179.059	206.770	466.124	385.829

Fortsetzung Tabelle 13

Land	Förderung 2005	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt- potenzial	Verbl. Potenzial
1	2	3	4	5	6=3+4+5	7=4+5
Europa	318,9	9.787,4	5.866	7.126	22.779	12.992
GUS	817,5	22.312,1	57.123	96.060	175.495	153.183
Afrika	163,2	2.365,4	14.082	11.196	27.643	25.278
Naher Osten	292,2	4.025,1	72.652	32.540	109.217	105.192
Austral-Asien	320,4	5.519,8	14.425	22.690	42.635	37.115
Nordamerika	750,7	34.350,3	7.737	27.300	69.387	35.037
Lateinamerika	136,2	2.471,2	7.174	9.858	19.503	17.032
WELT	2.840,2	80.831,3	179.059	206.770	466.124	385.829
OPEC	484,1	7.814,5	89.296	42.600	139.704	131.889
OECD	1.098,3	43.730,1	15.830	36.036	95.596	51.866
EU-25	210,0	9.678,2	3.116	3.361	16.155	6.477

Tabelle 14: Erdgasverbrauch 2005: Die größten Verbraucherländer [$> 10 \text{ G.m}^3$] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	629,0	22,3%	22,3%
2	Russland	435,0	15,4%	37,7%
3	Deutschland	100,4	3,6%	41,3%
4	Großbritannien	100,4	3,6%	44,8%
5	Kanada	91,4	3,2%	48,0%
6	Iran	88,5	3,1%	51,2%
7	Japan	81,1	2,9%	54,1%
8	Italien	79,0	2,8%	56,9%
9	Ukraine	76,4	2,7%	59,6%
10	Saudi-Arabien	69,5	2,5%	62,0%
11	Usbekistan	50,1	1,8%	63,8%
12	Mexiko	49,6	1,8%	65,6%
13	Niederlande	49,5	1,8%	67,3%
14	China, VR	47,0	1,7%	69,0%
15	Frankreich	45,0	1,6%	70,6%
16	Argentinien	40,6	1,4%	72,0%
17	V. Arab. Emirate	40,4	1,4%	73,4%
18	Indonesien	39,4	1,4%	74,8%
19	Indien	36,6	1,3%	76,1%
20	Malaysia	34,9	1,2%	77,4%
21	Korea, Rep. (Südkorea)	33,3	1,2%	78,5%
22	Spanien	32,3	1,1%	79,7%
23	Pakistan	29,9	1,1%	80,8%
24	Thailand	29,9	1,1%	81,8%
25	Venezuela	28,9	1,0%	82,8%
26	Türkei	27,4	1,0%	83,8%
27	Australien	25,7	0,9%	84,7%
28	Ägypten	25,5	0,9%	85,6%
29	Algerien	24,1	0,9%	86,5%
30	Brasilien	20,2	0,7%	87,2%
31	Belarus (Weißrussland)	18,9	0,7%	87,9%
32	Kasachstan	17,8	0,6%	88,5%
33	Rumänien	17,3	0,6%	89,1%
34	Belgien	16,8	0,6%	89,7%
35	Turkmenistan	16,6	0,6%	90,3%
36	Katar	15,9	0,6%	90,8%
37	Trinidad & Tobago	15,0	0,5%	91,4%
38	Bangladesch	14,2	0,5%	91,9%
39	Polen	13,6	0,5%	92,4%
40	Ungarn	13,4	0,5%	92,8%
41	Taiwan	10,7	0,4%	93,2%
42	Österreich	10,0	0,4%	93,6%

Fortsetzung Tabelle 14

Region	G.m ³	Anteil
		Land
Europa	563,3	20,0%
GUS	628,9	22,3%
Afrika	74,6	2,6%
Naher Osten	250,2	8,9%
Austral-Asien	410,2	14,5%
Nordamerika	770,0	27,3%
Lateinamerika	124,0	4,4%
WELT	2.822,6	100,0%
OPEC	334,2	11,8%
OECD	1.444,1	51,2%
EU-25	502,2	17,8%

Tabelle 15: Erdgasexport 2005: Die größten Exportländer [$> 2 \text{ G.m}^3$] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	203,0	24,3%	24,3%
2	Kanada	104,2	12,5%	36,8%
3	Norwegen	82,5	9,9%	46,7%
4	Algerien	64,9	7,8%	54,4%
5	Niederlande	46,8	5,6%	60,0%
6	Turkmenistan	44,4	5,3%	65,4%
7	Indonesien	36,3	4,3%	69,7%
8	Malaysia	30,3	3,6%	73,3%
9	Katar	27,1	3,2%	76,6%
10	USA	22,1	2,6%	79,2%
11	Deutschland	15,2	1,8%	81,1%
12	Australien	14,9	1,8%	82,8%
13	Kasachstan	14,8	1,8%	84,6%
14	Trinidad & Tobago	14,0	1,7%	86,3%
15	Nigeria	12,0	1,4%	87,7%
16	Usbekistan	11,5	1,4%	89,1%
17	Oman	10,6	1,3%	90,4%
18	Bolivien	10,4	1,2%	91,6%
19	Brunei	9,2	1,1%	92,7%
20	Myanmar (Burma)	8,9	1,1%	93,8%
21	Ägypten	8,0	1,0%	94,7%
22	V. Arab. Emirate	7,1	0,9%	95,6%
23	Argentinien	6,8	0,8%	96,4%
24	Libyen	5,4	0,6%	97,1%
25	Dänemark	5,3	0,6%	97,7%
26	Ukraine	5,0	0,6%	98,3%
27	Belgien	4,4	0,5%	98,8%
28	Iran	4,3	0,5%	99,3%
	WELT	834,9	100,0%	
	Europa	159,6	19,1%	
	GUS	278,7	33,4%	
	Afrika	90,4	10,8%	
	Naher Osten	49,2	5,9%	
	Austral-Asien	99,5	11,9%	
	Nordamerika	126,3	15,1%	
	Lateinamerika	31,2	3,7%	
	OPEC	157,2	18,8%	
	OECD	300,8	36,0%	
	EU-25	77,1	9,2%	

**Tabelle 16: Erdgasimporte 2005: Die größten Importländer [> 2 G.m³]
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land	G.m ³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	122,1	14,5%	14,5%
2	Deutschland	90,7	10,8%	25,3%
3	Japan	76,3	9,1%	34,3%
4	Italien	73,5	8,7%	43,0%
5	Ukraine	53,0	6,3%	49,3%
6	Frankreich	49,0	5,8%	55,2%
7	Spanien	33,4	4,0%	59,1%
8	Korea, Rep. (Südkorea)	30,5	3,6%	62,7%
9	Türkei	27,0	3,2%	66,0%
10	Russland	25,0	3,0%	68,9%
11	Belgien	21,9	2,6%	71,5%
12	Belarus (Weißrussland)	20,5	2,4%	74,0%
13	Niederlande	17,6	2,1%	76,0%
14	Großbritannien	15,2	1,8%	77,8%
15	Kasachstan	11,4	1,4%	79,2%
16	Ungarn	10,8	1,3%	80,5%
17	Polen	10,2	1,2%	81,7%
18	Kanada	10,1	1,2%	82,9%
19	Mexiko	10,1	1,2%	84,1%
20	Taiwan	9,6	1,1%	85,2%
21	Tschechische Rep.	9,5	1,1%	86,4%
22	Thailand	8,9	1,1%	87,4%
23	Brasilien	8,8	1,0%	88,5%
24	Österreich	8,7	1,0%	89,5%
25	Singapur	6,6	0,8%	90,3%
26	Chile	6,5	0,8%	91,1%
27	Slowakei	6,4	0,8%	91,8%
28	Rumänien	6,3	0,7%	92,6%
29	Indien	6,0	0,7%	93,3%
30	Iran	5,8	0,7%	94,0%
31	Aserbaidshen	4,5	0,5%	94,5%
32	Finnland	4,2	0,5%	95,0%
33	Portugal	4,2	0,5%	95,5%
34	Irland	3,1	0,4%	95,9%
35	Litauen	2,9	0,3%	96,2%
36	Griechenland	2,9	0,3%	96,6%
37	Bulgarien	2,9	0,3%	96,9%
38	Schweiz	2,8	0,3%	97,2%
39	Moldau (Moldawien)	2,5	0,3%	97,5%
40	Serbien & Montenegro	2,2	0,3%	97,8%
WELT		842,4	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 16

Region	G.m ³	Anteil
Europa	413,5	49,1%
GUS	120,8	14,3%
Afrika	1,3	0,2%
Naher Osten	8,3	1,0%
Austral-Asien	137,9	16,4%
Nordamerika	142,4	16,9%
Lateinamerika	18,1	2,1%
WELT	842,4	100,0%
OPEC	7,2	0,9%
OECD	642,6	76,3%
EU-25	326,7	38,8%

Tabelle 17: Hartkohlereserven 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 100 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	218.818	30,1%	30,1%
2	Russland	97.470	13,4%	43,5%
3	China, VR	95.902	13,2%	56,7%
4	Indien	91.631	12,6%	69,3%
5	Australien	66.800	9,2%	78,4%
6	Südafrika, Rep.	48.751	6,7%	85,1%
7	Kasachstan	28.151	3,9%	89,0%
8	Ukraine	16.239	2,2%	91,2%
9	Polen	8.354	1,1%	92,4%
10	Kolumbien	6.611	0,9%	93,3%
11	Brasilien	6.496	0,9%	94,2%
12	Neuseeland	6.051	0,8%	95,0%
13	Botswana	4.299	0,6%	95,6%
14	Mongolei	3.881	0,5%	96,1%
15	Kanada	3.471	0,5%	96,6%
16	Pakistan	3.050	0,4%	97,0%
17	Indonesien	2.890	0,4%	97,4%
18	Mosambik	2.300	0,3%	97,8%
19	Tschechische Republik	2.094	0,3%	98,0%
20	Bangladesch	1.896	0,3%	98,3%
21	Iran	1.710	0,2%	98,5%
22	Venezuela	1.378	0,2%	98,7%
23	Chile	1.179	0,2%	98,9%
24	Mexiko	1.179	0,2%	99,1%
25	Peru	1.060	0,1%	99,2%
26	Usbekistan	600	0,1%	99,3%
27	Vietnam	564	0,1%	99,4%
28	Simbabwe	502	0,1%	99,4%
29	Argentinien	430	0,1%	99,5%
30	Japan	359	0,0%	99,5%
31	Philippinen	330	0,0%	99,6%
32	Korea, DVR (Nordkorea)	300	0,0%	99,6%
33	Türkei	278	0,0%	99,7%
34	Großbritannien	220	0,0%	99,7%
35	Swasiland	208	0,0%	99,7%
36	Tansania	200	0,0%	99,7%
37	Spanien	200	0,0%	99,8%
38	Ungarn	198	0,0%	99,8%
39	Kirgisistan	192	0,0%	99,8%
40	Nigeria	190	0,0%	99,9%
41	Serbien & Montenegro	176	0,0%	99,9%
42	Deutschland	161	0,0%	99,9%
WELT		727.484	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 17

Region	Mt	Anteil
Europa	11.946	1,6%
GUS	142.657	19,6%
Afrika	56.707	7,8%
Naher Osten	1.710	0,2%
Austral-Asien	273.815	37,6%
Nordamerika	223.468	30,7%
Lateinamerika	17.179	2,4%
WELT	727.484	100,0%
OECD	308.359	42,4%
EU-25	11.334	1,6%
OPEC	6.208	0,8%

Tabelle 18: Hartkohleressourcen 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 500 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Russland	1.820.000	44,6%	44,6%
2	China, VR	888.487	21,8%	66,4%
3	USA	411.954	10,1%	76,5%
4	Indien	161.700	4,0%	80,5%
5	Australien	156.200	3,8%	84,3%
6	Südafrika, Rep.	115.000	2,8%	87,1%
7	Pakistan	105.000	2,6%	89,7%
8	Ukraine	61.250	1,5%	91,2%
9	Kolumbien	56.000	1,4%	92,5%
10	Kasachstan	52.000	1,3%	93,8%
11	Polen	50.900	1,2%	95,1%
12	Kanada	49.605	1,2%	96,3%
13	Indonesien	23.949	0,6%	96,9%
14	Brasilien	17.033	0,4%	97,3%
15	Mosambik	15.800	0,4%	97,7%
16	Korea, DVR (Nordkorea)	10.000	0,2%	97,9%
17	Mongolei	9.200	0,2%	98,1%
18	Deutschland	8.384	0,2%	98,4%
19	Tschechische Republik	7.155	0,2%	98,5%
20	Großbritannien	7.000	0,2%	98,7%
21	Vietnam	6.500	0,2%	98,9%
22	Neuseeland	4.844	0,1%	99,0%
23	Japan	4.772	0,1%	99,1%
24	Iran	3.500	0,1%	99,2%
25	Botswana	3.340	0,1%	99,3%
26	Chile	3.200	0,1%	99,3%
27	Spanien	2.948	0,1%	99,4%
28	Philippinen	2.367	0,1%	99,5%
29	Bangladesch	2.300	0,1%	99,5%
30	Mexiko	2.063	0,1%	99,6%
31	Ungarn	1.975	0,0%	99,6%
32	Türkei	1.954	0,0%	99,7%
33	Tansania	1.500	0,0%	99,7%
34	Niederlande	1.406	0,0%	99,7%
35	Venezuela	1.308	0,0%	99,8%
36	Sierra Leone	1.021	0,0%	99,8%
37	Usbekistan	1.000	0,0%	99,8%
38	Rumänien	901	0,0%	99,9%
39	Kongo, DR (Zaire)	721	0,0%	99,9%
40	Argentinien	701	0,0%	99,9%
41	Kirgisistan	660	0,0%	99,9%
42	Swasiland	567	0,0%	99,9%
WELT		4.079.612	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 18

Region	Mt	Anteil
Europa	83.930	2,1%
GUS	1.934.923	47,4%
Afrika	137.234	3,4%
Naher Osten	3.520	0,1%
Austral-Asien	1.376.491	33,7%
Nordamerika	464.005	11,4%
Lateinamerika	79.282	1,9%
WELT	4.079.612	100,0%
OECD	712.348	17,5%
EU-25	80.612	2,0%
OPEC	29.177	0,7%

Tabelle 19: Hartkohleförderung 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 500 kt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	China, VR	2.112,6	42,6%	42,6%
2	USA	1.012,0	20,4%	63,0%
3	Indien	382,9	7,7%	70,7%
4	Australien	293,7	5,9%	76,6%
5	Südafrika, Rep.	239,5	4,8%	81,4%
6	Russland	210,3	4,2%	85,7%
7	Indonesien	148,0	3,0%	88,6%
8	Polen	96,3	1,9%	90,6%
9	Kasachstan	82,9	1,7%	92,2%
10	Ukraine	77,9	1,6%	93,8%
11	Kanada	68,3	1,4%	95,2%
12	Kolumbien	55,0	1,1%	96,3%
13	Vietnam	27,2	0,5%	96,8%
14	Deutschland	24,7	0,5%	97,3%
15	Großbritannien	20,5	0,4%	97,8%
16	Korea, DVR (Nordkorea)	21,5	0,4%	98,2%
17	Tschechische Republik	13,6	0,3%	98,5%
18	Spanien	12,2	0,2%	98,7%
19	Mexiko	11,5	0,2%	98,9%
20	Venezuela	7,3	0,1%	99,1%
21	Neuseeland	4,9	0,1%	99,2%
22	Brasilien	4,2	0,1%	99,3%
23	Korea, Rep. (Südkorea)	3,8	0,1%	99,3%
24	Bulgarien	3,2	0,1%	99,4%
25	Slowakei	3,1	0,1%	99,5%
26	Pakistan	3,0	0,1%	99,5%
27	Norwegen	2,8	0,1%	99,6%
28	Rumänien	2,7	0,1%	99,6%
29	Philippinen	2,5	0,1%	99,7%
30	Türkei	2,1	0,0%	99,7%
31	Iran	1,7	0,0%	99,8%
32	Mongolei	1,6	0,0%	99,8%
33	Thailand	1,0	0,0%	99,8%
34	Italien	0,9	0,0%	99,8%
35	Malaysia	0,8	0,0%	99,9%
36	Botswana	0,8	0,0%	99,9%
37	Serbien & Montenegro	0,8	0,0%	99,9%
38	Kroatien	0,7	0,0%	99,9%
39	Simbabwe	0,6	0,0%	99,9%
40	Swasiland	0,6	0,0%	99,9%
41	Kirgisistan	0,5	0,0%	99,9%
WELT		4.963,4	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 19

Region	Mt	Anteil
Europa	183,9	3,7%
GUS	371,8	7,5%
Afrika	242,8	4,9%
Naher Osten	1,7	0,0%
Austral-Asien	3.004,4	60,5%
Nordamerika	1.091,8	22,0%
Lateinamerika	67,0	1,3%
WELT	4.963,4	100,0%
OECD	1.570,8	31,6%
EU-25	171,6	3,5%
OPEC	157,1	3,2%

Tabelle 20: Hartkohleverbrauch 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 5 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	China, VR	2.091,0	42,1%	42,1%
2	USA	1.009,0	20,3%	62,4%
3	Indien	384,1	7,7%	70,2%
4	Südafrika, Rep.	178,0	3,6%	73,7%
5	Japan	165,4	3,3%	77,1%
6	Russland	149,0	3,0%	80,1%
7	Ukraine	83,9	1,7%	81,8%
8	Polen	77,9	1,6%	83,3%
9	Korea, Rep. (Südkorea)	76,4	1,5%	84,9%
10	Deutschland	67,2	1,4%	86,2%
11	Kanada	65,0	1,3%	87,5%
12	Australien	64,0	1,3%	88,8%
13	Großbritannien	61,0	1,2%	90,0%
14	Kasachstan	53,1	1,1%	91,1%
15	Taiwan	51,0	1,0%	92,1%
16	Indonesien	36,0	0,7%	92,9%
17	Spanien	35,8	0,7%	93,6%
18	Italien	21,3	0,4%	94,0%
19	Korea, DVR (Nordkorea)	21,1	0,4%	94,4%
20	Frankreich	19,6	0,4%	94,8%
21	Brasilien	18,9	0,4%	95,2%
22	Türkei	15,9	0,3%	95,5%
23	Mexiko	15,3	0,3%	95,8%
24	Vietnam	14,8	0,3%	96,1%
25	Tschechische Republik	14,8	0,3%	96,4%
26	Niederlande	13,7	0,3%	96,7%
27	Belgien	12,8	0,3%	97,0%
28	Israel	12,8	0,3%	97,2%
29	Hongkong	8,9	0,2%	97,4%
30	Philippinen	8,6	0,2%	97,6%
31	Dänemark	7,2	0,1%	97,7%
32	Bulgarien	7,1	0,1%	97,9%
33	Malaysia	7,0	0,1%	98,0%
34	Finnland	6,9	0,1%	98,2%
35	Thailand	6,2	0,1%	98,3%
36	Portugal	6,0	0,1%	98,4%
37	Rumänien	5,9	0,1%	98,5%
38	Marokko	5,8	0,1%	98,6%
39	Mongolei	5,7	0,1%	98,7%
	WELT	4.966,5	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 20

Region	Mt	Anteil
Europa	404,2	8,1%
GUS	287,4	5,8%
Afrika	190,3	3,8%
Naher Osten	14,4	0,3%
Austral-Asien	2.948,8	59,4%
Nordamerika	1.089,3	21,9%
Lateinamerika	32,1	0,6%
WELT	4.966,5	100,0%
OECD	1.780,1	35,8%
EU-25	369,2	7,4%
OPEC	39,5	0,8%

Tabelle 21: Weichbraunkohlereserven 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 200 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Australien	39.901	19,2%	19,2%
2	Indien	34.600	16,7%	35,9%
3	USA	33.327	16,1%	52,0%
4	China, VR	18.600	9,0%	61,0%
5	Serbien & Montenegro	15.926	7,7%	68,6%
6	Russland	10.450	5,0%	73,7%
7	Deutschland	6.556	3,2%	76,8%
8	Brasilien	5.113	2,5%	79,3%
9	Indonesien	4.091	2,0%	81,3%
10	Türkei	3.908	1,9%	83,2%
11	Tschechische Republik	3.458	1,7%	84,8%
12	Griechenland	3.202	1,5%	86,4%
13	Ukraine	1.933	0,9%	87,3%
14	Kasachstan	3.128	1,5%	88,8%
15	Kanada	3.107	1,5%	90,3%
16	Pakistan	2.990	1,4%	91,8%
17	Bulgarien	2.698	1,3%	93,1%
18	Neuseeland	2.593	1,3%	94,3%
19	Usbekistan	2.000	1,0%	95,3%
20	Polen	1.878	0,9%	96,2%
21	Mongolei	1.500	0,7%	96,9%
22	Thailand	1.354	0,7%	97,6%
23	Kirgisistan	812	0,4%	97,9%
24	Albanien	794	0,4%	98,3%
25	Ungarn	595	0,3%	98,6%
26	Rumänien	472	0,2%	98,8%
27	Kolumbien	381	0,2%	99,0%
28	Mexiko	351	0,2%	99,2%
29	Bosnien-Herzegowina	329	0,2%	99,4%
	WELT	207.393	100,0%	
	Europa	40.491	19,5%	
	GUS	18.394	8,9%	
	Afrika	202	0,1%	
	Naher Osten	0	0,0%	
	Austral-Asien	105.719	51,0%	
	Nordamerika	36.968	17,8%	
	Lateinamerika	5.618	2,7%	
	OECD	99.187	47,8%	
	EU-25	16.235	7,8%	
	OPEC	4.260	2,1%	

Tabelle 22: Weichbraunkohleressourcen 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 100 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	393.822	38,4%	38,4%
2	Russland	193.000	18,8%	57,3%
3	China, VR	86.800	8,5%	65,8%
4	Deutschland	76.396	7,5%	73,2%
5	Australien	41.900	4,1%	77,3%
6	Polen	40.149	3,9%	81,2%
7	Kasachstan	40.000	3,9%	85,1%
8	Indonesien	33.899	3,3%	88,4%
9	Serbien & Montenegro	23.115	2,3%	90,7%
10	Brasilien	13.000	1,3%	92,0%
11	Mongolei	9.200	0,9%	92,9%
12	Pakistan	9.000	0,9%	93,7%
13	Türkei	8.300	0,8%	94,5%
14	Griechenland	7.500	0,7%	95,3%
15	Argentinien	7.350	0,7%	96,0%
16	Ungarn	6.850	0,7%	96,7%
17	Usbekistan	4.039	0,4%	97,1%
18	Indien	3.932	0,4%	97,4%
19	Kanada	2.961	0,3%	97,7%
20	Bulgarien	2.730	0,3%	98,0%
21	Ukraine	2.500	0,2%	98,2%
22	Philippinen	2.367	0,2%	98,5%
23	Rumänien	2.300	0,2%	98,7%
24	Iran	2.295	0,2%	98,9%
25	Neuseeland	2.076	0,2%	99,1%
26	Tschechische Republik	1.892	0,2%	99,3%
27	Thailand	1.391	0,1%	99,4%
28	Spanien	1.051	0,1%	99,5%
29	Vietnam	800	0,1%	99,6%
30	Slowakei	698	0,1%	99,7%
31	Großbritannien	500	0,0%	99,7%
32	Albanien	375	0,0%	99,8%
33	Korea, DVR (Nordkorea)	300	0,0%	99,8%
34	Malaysia	270	0,0%	99,8%
35	Slowenien	240	0,0%	99,9%
36	Laos	220	0,0%	99,9%
37	Bosnien-Herzegowina	154	0,0%	99,9%
38	Belarus (Weißrussland)	152	0,0%	99,9%
39	Nigeria	136	0,0%	99,9%
40	Frankreich	110	0,0%	99,9%
41	Mexiko	110	0,0%	99,9%
42	Mazedonien	110	0,0%	99,9%
43	Südafrika, Rep.	100	0,0%	100,0%
WELT		1.024.502	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 22

Region	Mt	Anteil
Europa	172.350	16,8%
GUS	239.761	23,4%
Afrika	285	0,0%
Naher Osten	2.295	0,2%
Austral-Asien	192.238	18,8%
Nordamerika	396.929	38,7%
Lateinamerika	20.546	2,0%
WELT	1.024.502	100,0%
OECD	557.622	54,4%
EU-25	109.675	10,7%
OPEC	6.905	0,7%

Tabelle 23: Weichbraunkohleförderung 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 1 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	178,0	19,0%	19,0%
2	USA	75,0	8,0%	27,0%
3	Russland	74,8	8,0%	35,0%
4	Griechenland	69,1	7,4%	42,4%
5	Australien	66,9	7,1%	49,6%
6	Türkei	64,3	6,9%	56,4%
7	Polen	59,9	6,4%	62,8%
8	Tschechische Republik	48,9	5,2%	68,1%
9	China, VR	48,3	5,2%	73,2%
10	Serbien & Montenegro	34,0	3,6%	76,9%
11	Indien	30,0	3,2%	80,1%
12	Rumänien	27,9	3,0%	83,0%
13	Bulgarien	23,2	2,5%	85,5%
14	Indonesien	23,0	2,5%	88,0%
15	Thailand	22,0	2,4%	90,3%
16	Ungarn	12,6	1,3%	91,7%
17	Mexiko	12,3	1,3%	93,0%
18	Kanada	11,4	1,2%	94,2%
19	Bosnien-Herzegowina	8,0	0,9%	95,1%
20	Spanien	7,5	0,8%	95,9%
21	Mazedonien	7,5	0,8%	96,7%
22	Korea, DVR (Nordkorea)	7,0	0,7%	97,4%
23	Mongolei	4,9	0,5%	97,9%
24	Slowenien	4,0	0,4%	98,4%
25	Usbekistan	3,1	0,3%	98,7%
26	Kasachstan	3,1	0,3%	99,0%
27	Slowakei	3,1	0,3%	99,4%
28	Philippinen	2,7	0,3%	99,6%
29	Ukraine	1,1	0,1%	99,8%
	WELT	935,7	100,0%	
	Europa	548,2	58,6%	
	GUS	82,5	8,8%	
	Afrika		0,0%	
	Naher Osten		0,0%	
	Austral-Asien	206,2	22,0%	
	Nordamerika	98,7	10,5%	
	Lateinamerika	0,1	0,0%	
	OECD	609,3	65,1%	
	EU-25	383,2	41,0%	
	OPEC	23,0	2,5%	

Tabelle 24: Weichbraunkohleverbrauch 2005 [Rangfolge in Mt, nur > 1 Mt]

Rang	Land	Mt	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	178,0	19,3%	19,3%
2	Russland	74,8	8,1%	27,4%
3	USA	74,0	8,0%	35,4%
4	Griechenland	67,0	7,3%	42,7%
5	Australien	66,0	7,2%	49,8%
6	Türkei	64,3	7,0%	56,8%
7	Polen	59,5	6,5%	63,3%
8	China, VR	48,3	5,2%	68,5%
9	Tschechische Republik	48,1	5,2%	73,7%
10	Serbien & Montenegro	32,3	3,5%	77,2%
11	Indien	30,0	3,3%	80,5%
12	Rumänien	24,1	2,6%	83,1%
13	Bulgarien	23,2	2,5%	85,6%
14	Indonesien	23,0	2,5%	88,1%
15	Thailand	21,0	2,3%	90,4%
16	Mexiko	12,3	1,3%	91,7%
17	Ungarn	12,1	1,3%	93,0%
18	Kanada	11,4	1,2%	94,2%
19	Bosnien-Herzegowina	8,0	0,9%	95,1%
20	Spanien	7,5	0,8%	95,9%
21	Mazedonien	7,5	0,8%	96,7%
22	Korea, DVR (Nordkorea)	7,0	0,8%	97,5%
23	Mongolei	4,9	0,5%	98,0%
24	Slowenien	4,0	0,4%	98,5%
25	Slowakei	3,0	0,3%	98,8%
26	Kasachstan	2,9	0,3%	99,1%
27	Usbekistan	2,8	0,3%	99,4%
28	Pilippinen	2,0	0,2%	99,6%
29	Ukraine	1,1	0,1%	99,7%
	WELT	922,3	100,0%	
	Europa	539,3	58,5%	
	GUS	81,9	8,9%	
	Afrika		0,0%	
	Naher Osten		0,0%	
	Austral-Asien	203,4	22,1%	
	Nordamerika	97,6	10,6%	
	Lateinamerika	0,1	0,0%	
	OECD	603,9	65,5%	
	EU-25	379,8	41,2%	
	OPEC	23,0	2,5%	

Tabelle 25: Uranreserven 2004/2005: Die wichtigsten Länder (> 1 kt U)

Rang	Land	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%
11	Ukraine	28.005	1,4%	97,9%
12	China, VR	25.795	1,3%	99,2%
13	Mongolei	7.950	0,4%	99,6%
14	Argentinien	4.780	0,2%	99,9%
15	Bulgarien	1.665	0,1%	99,9%
16	Griechenland	1.000	0,1%	100,0%
	WELT	1.947.383	100,0%	
	Europa	29.244	1,5%	
	GUS	628.281	32,3%	
	Afrika	545.459	28,0%	
	Naher Osten	30.375	1,6%	
	Austral-Asien	798.537	41,0%	
	Nordamerika	447.200	23,0%	
	Lateinamerika	163.797	8,4%	
	OECD	1.183.364	60,8%	
	EU-25	15.980	0,8%	
	OPEC	19.368	1,0%	

Quelle: NEA (2005)

Tabelle 26: Uranressourcen 2004/2005: Die wichtigsten Länder (> 20 kt U) in kt

Land	entdeckt			nicht entdeckt			Anteil	
	RAR 40- 130\$/kg U	Inferred <130\$/kg U	Gesamt	Prognos- tiziert	Speku- lativ	Gesamt	Land	kumuliert
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%	
OPEC	5	2	0	4	186	197	1,5%	

Quelle: NEA (2005)

Tabelle 27: Natururanproduktion 2005: Die wichtigsten Länder (> 1 kt U)

Rang	Land	t	Anteil	
			Land	kumuliert
1	Kanada	11.800	28,6%	28,6%
2	Australien	8.980	21,8%	50,4%
3	Kasachstan	4.175	10,1%	60,5%
4	Niger	3.400	8,2%	68,7%
5	Russland	3.275	7,9%	76,6%
6	Namibia	3.000	7,3%	83,9%
7	Usbekistan	2.300	5,6%	89,5%
8	Südafrika, Rep.	848	2,1%	91,5%
9	USA	835	2,0%	93,6%
10	Ukraine	800	1,9%	95,5%
11	China, VR	730	1,8%	97,3%
12	Brasilien	340	0,8%	98,1%
13	Tschechische Rep.	320	0,8%	98,9%
14	Indien	230	0,6%	99,4%
	WELT	41.267	100,0%	
	Europa	594	1,4%	
	GUS	10.550	25,6%	
	Afrika	7.248	17,6%	
	Naher Osten	10.110	24,5%	
	Austral-Asien	12.635	30,6%	
	Nordamerika	130	0,3%	
	Lateinamerika	594	1,4%	
	OECD	22.119	53,6%	
	EU-25	474	1,1%	

Quelle: NEA (2005)

Tabelle 28: Uranverbrauch 2005: Die wichtigsten Länder (> 5 Mtoe)

Rang	Land	Mtoe	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	185,9	29,6%	29,6%
2	Frankreich	102,4	16,3%	46,0%
3	Japan	66,3	10,6%	56,6%
4	Deutschland	36,9	5,9%	62,4%
5	Russland	33,9	5,4%	67,8%
6	Korea, Rep. (Südkorea)	33,2	5,3%	73,1%
7	Kanada	20,8	3,3%	76,5%
8	Ukraine	20,1	3,2%	79,7%
9	Großbritannien	18,5	3,0%	82,6%
10	Schweden	16,3	2,6%	85,2%
11	Spanien	13,0	2,1%	87,3%
12	China, VR	11,8	1,9%	89,2%
13	Belgien & Luxemburg	11,1	1,8%	90,9%
14	Taiwan	9,0	1,4%	92,4%
15	Tschechische Rep.	5,6	0,9%	93,3%
16	Finnland	5,5	0,9%	94,1%
	WELT	627,0	100,0%	
	Europa	627,0	100,0%	
	GUS	232,3	37,0%	
	Afrika	54,0	8,6%	
	Naher Osten	2,9	0,5%	
	Austral-Asien	124,9	19,9%	
	Nordamerika	209,1	33,3%	
	Lateinamerika	3,8	0,6%	
	OECD	540,2	86,2%	
	EU-25	221,5	35,3%	

Quelle: BP (2006)



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

Tel.: +49 (0)511 – 643-26 31
Fax: +49 (0)511 – 643-36 61
Internet: <http://www.bgr.bund.de>