

KURZSTUDIE



Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004



Stand 31.12. 2004

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 2004

- Kurzstudie -

Quellen für Titelbilder:

Statoil-Kvitebjorn
GASAG
T. Thielemann

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

Vorwort

Die vorliegende Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004“ ist eine Aktualisierung der Kurzfassung der Energiestudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002“ auf den Stand Ende 2004. Aktualisiert wurden nur die Daten für konventionelle Kohlenwasserstoffe, Kohle und Kernenergie. Ergänzt wird die vorliegende Kurzfassung durch einen Tabellenanhang mit länderspezifischen Angaben zum Gesamtpotenzial (aufgegliedert in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen sowie Förderung des Jahres 2004) und zu den wichtigsten Verbraucher-, Export- und Importländern bei Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran.

Seit der Energiestudie 2002 (BGR 2003, Stand 31.12.2001) haben sich in der Weltwirtschaft die dort aufgezeigten regional unterschiedlichen Entwicklungen fortgesetzt. Bezogen auf die Energiemärkte waren folgende Tendenzen bestimmend:

- ◆ Starke Schwankungen und Anstiege der Energiepreise insbesondere bei Erdöl und nachfolgend bei anderen fossilen Energieträgern. So überschritten die Preise für Rohöl der Marke Brent Anfang August 2005 die Marke von 60 \$/b.
- ◆ Zunehmende Globalisierung mit
 - weiterer Liberalisierung, insbesondere der Strom- und Erdgasmärkte und
 - weiterer Konzentration bei den Produzenten und Energieanbietern durch Firmenzusammenschlüsse und –übernahmen.
- ◆ Verstärkte Diskussionen zur nationalen und internationalen Energiepolitik und zur Sicherung der Rohstoffbezüge, u.a. bedingt durch die hohen Energierohstoffpreise. Hier sind die nationalen Energieprogramme der USA und Russlands, aber auch das Grünbuch der EU zur zukünftigen Energieversorgung der Union und der Energiedialog EU – Russland zu erwähnen. In Deutschland fand Anfang März 2005 ein Rohstoffkongress des BDI unter Beteiligung des Bundeskanzlers statt und ein neues Energiewirtschaftsgesetz wurde verabschiedet.
- ◆ Internationale Verhandlungen zur Klimaproblematik mit dem Ziel der Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der langfristigen Verringerung des Einsatzes fossiler Brennstoffe. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sollen die erneuerbaren Energien verstärkt zur Stromerzeugung genutzt werden. Eine Internationale Konferenz in Bonn im Jahr 2004 (Renewables 2004) orientierte auf verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in den Entwicklungsländern.
- ◆ Konträre Standpunkte zur zukünftigen Nutzung der Kernenergie.

Voraussagen über künftige Entwicklungen des Energieverbrauches 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 September 2004 (IEA 2004) rechnet für das Jahr 2030 im Referenzszenario mit einem Energieverbrauch von 16,5 Gtoe. Das bedeutet gegenüber dem Jahr 2002 einen Zuwachs von ca. 60 %. 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 Energiebedarf 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 (2004) auch in den kommenden drei Jahrzehnten die Hauptenergiequelle bleiben. Sie müssen etwa 85 % des Verbrauchsanstieges decken. So wird bei Erdöl ein jährlicher Anstieg des Bedarfs von 1,6 % prognostiziert, was zu einem Bedarf von 5,8 Gt im Jahr 2030 führen würde. 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 25 % im Jahr 2030 zu. Der Anstieg des Anteils der Kohle wird als weniger stark prognostiziert, während bei der Kernenergie mit einem Rückgang gerechnet wird. Der Transportsektor ist als wesentlicher Wachstumsmarkt zu sehen, mit jährlichen Steigerungsraten von 2,1 %.

Von der IEA (2004) wird ein rapides Ansteigen des Energiehandels, insbesondere von Erdöl und Erdgas – der sich mehr als verdoppelt – erwartet sowie eine zunehmende Abhängigkeit der OECD-Staaten von Energieimporten. Damit rückt die Versorgungssicherheit in den Blickpunkt der Betrachtungen zur zukünftigen Energieversorgung.

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 1994 und 2004

vergleicht. Eine steigende Abhängigkeit von Importen ist insbesondere bei Erdgas und Steinkohle 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.

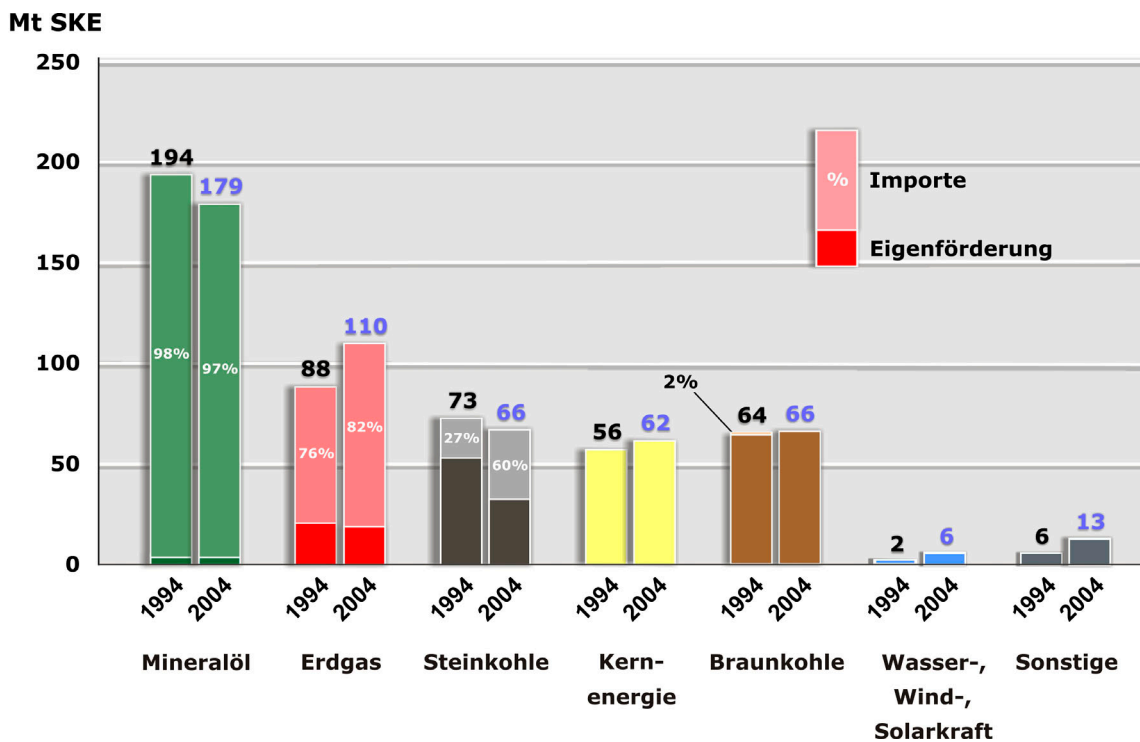


Abb. 1: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergie-Rohstoffen in den Jahren 1994 und 2004. (Quelle: AGEB 2005, BGR-Datenbank)

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 stagnierte. Die IEA

erwartet in ihrer Prognose bis zum Jahr 2030 (IEA 2004) einen Anstieg des PEV um 60 %. 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.

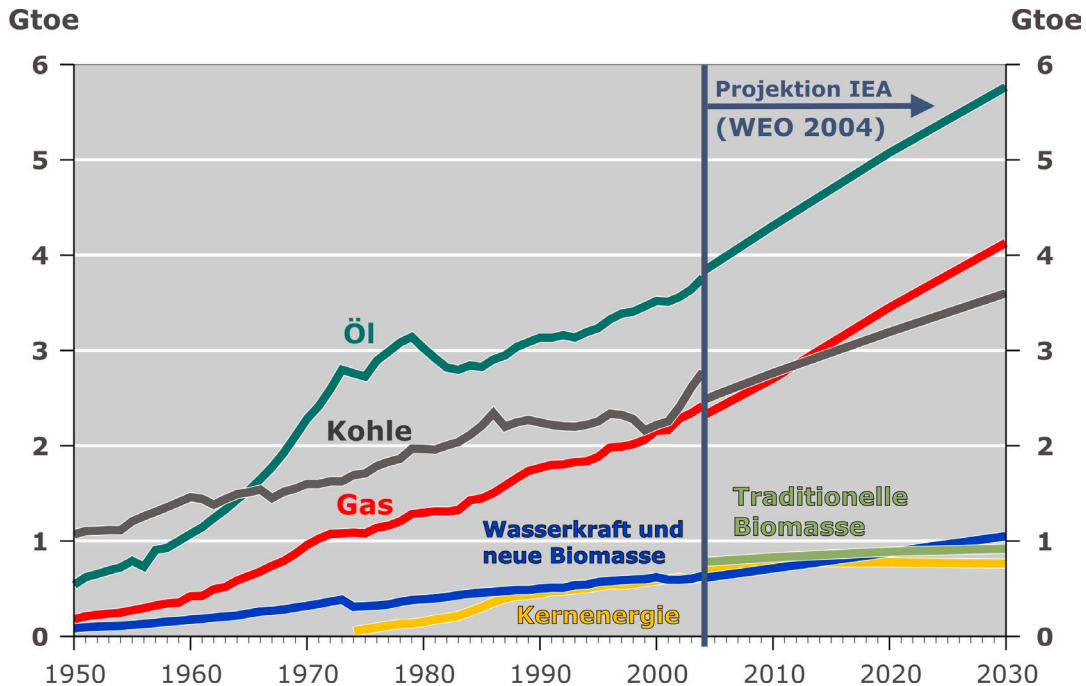


Abb. 2: Entwicklung des PEV weltweit nach BP (einzelne Energieträger ohne Biomasse) und Prognose der IEA (2004) bis 2030.

Die Jahre 2004 und 2005 sind durch einen drastischen Anstieg der Preise für Erdöl aber auch andere Energierohstoffe gekennzeichnet (Abb. 3). Im Jahr 2004 lagen die Durchschnittspreise für Erdöl und Kohle um ca. 50 % über den Preisen des Jahres 2002, bei Uran sogar um ca. 150 %. Lediglich bei Erdgas fiel der Preisanstieg mit ca. 32 % etwas moderater aus. 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:

- ◆ Weltweites Wirtschaftswachstum, insbesondere in den USA und China,

- ◆ dem immens wachsenden Hunger der Dritten Welt nach Energie, insbesondere der Schwellenländer Asiens (China und Indien),
- ◆ politischen Instabilitäten in den Lieferregionen,
- ◆ Engpässen bei den Förder- und Transportkapazitäten durch fehlende Investitionen während der vorangegangenen Tiefpreisphase,
- ◆ der weltweiten Finanzmarktentwicklung (US\$/€ Wechselkursänderungen),
- ◆ Unsicherheiten bei der Bewertung von Reserven und
- ◆ Spekulationen, insbesondere auf dem Ölmarkt.

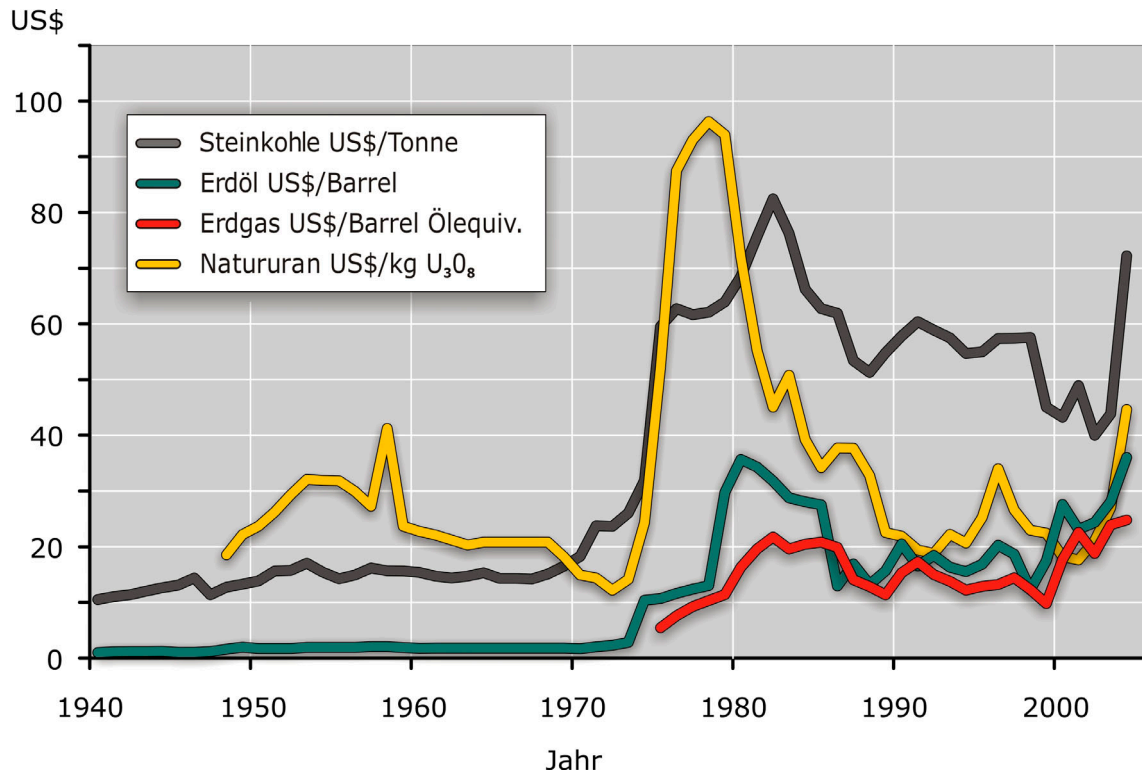


Abb. 3: Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger (Jahresmittelwerte) seit dem Jahr 1940.

In den folgenden Ausführungen wird der Stand der weltweiten Reserven und Ressourcen der Energierohstoffe zum Jahreswechsel 2004/05 analysiert und sowohl global als auch regional dargestellt. Grundlage hierfür bildete die interne Datenbank des Referates Energierohstoffe, 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 Welterdölkongresses (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 wurde 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 wurden 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 wurde.

2 Globale Reserven, Ressourcen und Produktion

In den Tabellen 1 und 2 werden die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe von Ende 2004 denen von Ende 2001 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 2004 insgesamt etwa 36.700 EJ bzw. 1.300 Gt SKE (Tab. 2). Sie waren damit etwas höher als Ende 2001 (BGR 2003). Einem Anstieg der Reserven bei konventionellem Erdöl, Erdgas und Hartkohle steht eine unveränderte Reservesituation bei der Weichbraunkohle und den Kernbrennstoffen gegenüber.

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 18,2 bzw. 7,5 %) an zweiter Stelle. Das Erdgas folgt mit knapp 16 %, die Kernbrennstoffe machen zusammen knapp 5 % aus.

Die **Ressourcen**, d.h. die nachgewiesenen, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbaren sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch möglichen, künftig gewinnbaren Mengen („yet to find“) der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe betragen zu Ende 2004 ca. 182.350 EJ bzw. etwa 6.200 Gt SKE (Tab. 2). Sie gingen gegenüber 2001 um

ca. 6 % zurück. Dieser Rückgang resultiert hauptsächlich aus geringeren Bewertungen bei Hartkohle und Weichbraunkohle sowie aus der Überführung von Ressourcen an konventionellem Erdöl und Erdgas in Reserven.

Die dominierende Rolle der Kohle ist bei den Ressourcen mit einem Anteil von etwa 57 % (Abb. 4) noch ausgeprägter als bei den Reserven. Mit knapp 31 % rangieren die aggregierten Ressourcen des konventionellen und nicht-konventionellen Erdgases (3,7 % bzw. 27,1 %) an zweiter Stelle. Das Erdöl folgt mit reichlich 7 % vor den Kernbrennstoffen mit reichlich 4 %.

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 2001 und 2004** (in den für einzelne Energierohstoffe gebräuchlichen Einheiten)

Energieträger	Reserven		Ressourcen	
	2001	2004	2001	2004
Erdöl	152 Gt	160 Gt	84 Gt	82 Gt
Erdgas	161 T.m ³	176 T.m ³	217 T.m ³	207 T.m ³
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	279 Gtoe	299 Gtoe	255 Gtoe	246 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	1.788 Gtoe	1.788 Gtoe
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt	347 Gtoe	367 Gtoe	2.043 Gtoe	1.971 Gtoe
Hartkohle	603 Gt SKE	642 Gt SKE	3.546 Gt SKE	3.280 Gt SKE
Weichbraunkohle	67 Gt SKE	67 Gt SKE	417 Gt SKE	305 Gt SKE
KOHLE gesamt	670 Gt SKE	709 Gt SKE	3.963 Gt SKE	3.585 Gt SKE
Uran	1,57 Mt U ¹⁾	1,75 Mt U ¹⁾	5,67 Mt U ²⁾	5,67 Mt U ²⁾
			12,52 Mt U ³⁾	12,52 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 2001 und 2004 (in Gt SKE und EJ)**

Energieträger	Reserven [Gt SKE]		Ressourcen [Gt SKE]		Reserven [EJ (10 ¹⁸ J)]		Ressourcen [EJ (10 ¹⁸ J)]	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004	2001	2004
Erdöl	217	228	120	117	6.360	6.669	3.515	3.431
Erdgas	174	191	235	224	5.109	5.599	6.886	6.563
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	391	419	355	341	11.469	12.268	10.400	9.994
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	488	515	2.372	2.358	14.294	15.093	69.494	69.088
Hartkohle	603	642	3.546	3.280	17.668	18.811	103.898	96.110
Weichbraunkohle	67	67	417	305	1.963	1.963	12.218	8.922
KOHLE gesamt	670	709	3.963	3.585	19.631	20.774	116.116	105.032
FOSSILE ENERGIETRÄ- GER	1.158	1.224	6.335	5.943	33.925	35.867	185.610	185.982
Uran ¹⁾	22 ²⁾	24 ²⁾	73 ³⁾ 175 ³⁾	73 ³⁾ 175 ⁴⁾	644	717	2.139 5.128	2.139 5.128
Thorium ⁵⁾	31	31	34	34	908	908	964	964
KERNBRENNSTOFFE	53	55	281	281	1.552	1.625	8.230	8.230
NICHT ERNEUERBARE ENERGIEROHSTOFFE	1.211	1.279	6.616	6.224	35.477	37.492	193.840	182.350

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

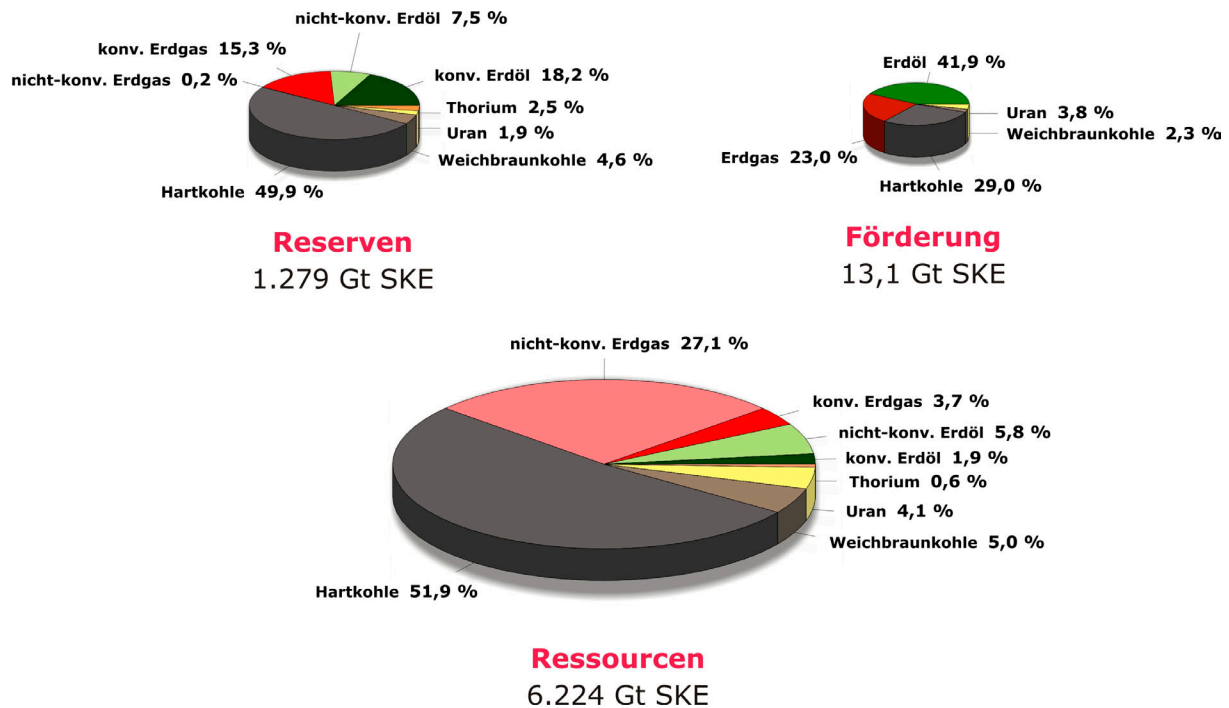


Abb. 4: Anteile der einzelnen Energierohstoffe an der Förderung, den Reserven und den Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe im Jahr 2004.

3 Regionale Betrachtungen

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, Förderung und Verbrauch 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 sind in den Tabellen 3 bis 6 zusammengestellt. Dabei wurde aufgrund der Erweiterung der Europäischen Union um zehn neue Mitgliedsländer ab Mai 2004 abweichend von der vorhergehenden Studie die EU neuen Zuschnitts als EU-25 betrachtet.

Anteile in %

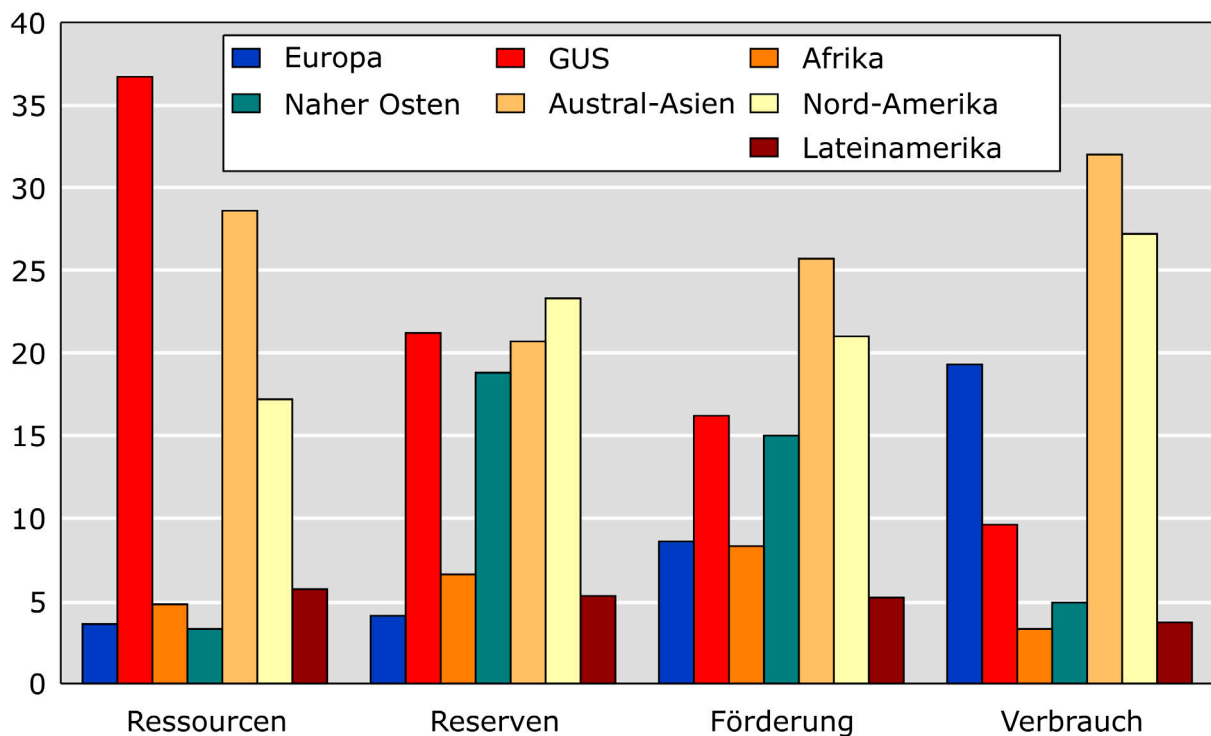


Abb. 5: Regionale Unterschiede von Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004 (aggregiert auf Basis des Energieinhaltes).

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 Nordamerika vorne, gefolgt etwa gleichauf von der GUS sowie Austral-Asien. Der Nahe Osten mit seinen immensen Erdöl- und Erdgasreserven liegt leicht zurück.

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 fördert in hohem Maße Erdöl, Kohle 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.

Ab 2004 dominiert Austral-Asien mit dem höchsten Kohleverbrauch (China, Indien) und hohem Ölverbrauch vor Nordamerika mit dem höchsten Verbrauch bei 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 2004 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	115	42	194	6	336	409	1	252	1.355	3,6%
GUS	634	397	1.789	3	4.596	188	168		7.775	20,7%
Afrika	612	21	447		1.205	0	110	21	2.416	6,4%
Naher Osten	4.183	418	2.294		10	0			6.905	18,4%
Austral-Asien	252	126	410	3	6.214	971	297	270	8.543	22,8%
Nordamerika	293	1.297	234	48	6.077	357	122	108	8.536	22,8%
Lateinamerika	586	460	225		362	51	19	255	1.958	5,2%
WELT	6.674	2.761	5.593	60	18.801	1.977	717	905	37.488	100,0%
OECD	419	1.736	502	53	8.008	940	405	498	12.562	33,5%
EU-25	55	13	110	3	292	188	0	0	661	1,8%
OPEC	5.073	837	2.799	3	76	28			8.816	23,5%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tabelle 4: Regionale Verteilung der Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004 [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			EJ	Anteil
Europa	152	84	226	1.869	1.574	1.406	259	293	5.862	3,6%
GUS	881	1.255	3.045	6.073	45.398	1.917	1.304		59.874	36,6%
Afrika	413	251	355	2.764	2.997	3	859	176	7.818	4,8%
Naher Osten	857	502	1.032	3.649	304	22	5		6.372	3,9%
Austral-Asien	267	962	719	8.012	31.911	1.519	2.930	59	44.692	28,4%
Nordamerika	560	5.523	865	5.851	10.024	3.855	1.372	176	28.227	17,3%
Lateinamerika	300	1.883	312	4.560	852	199	526	293	8.924	5,5%
WELT	3.430	10.460	6.555	32.779¹⁾	93.059	8.921	7.256	996	163.456	100,0%
OECD	746	5.858	1.146	10.059	13.146	5.392	3.040	469	39.851	24,4%
EU-25	66	42	106	1.174	1.516	1.060	184		4.149	2,5%
OPEC	1.141	2.092	1.350	5.521	373	67	74		10.618	6,5%

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

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

Tabelle 5: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braun- kohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	12,2	10,4	4,9	5,3	0,3	33,1	8,6%
GUS	23,3	25,3	8,9	0,8	3,9	62,1	16,2%
Afrika	18,4	4,7	6,0	0,0	2,6	31,7	8,2%
Naher Osten	48,8	8,9	0,0	0,0	0,0	57,7	15,0%
Austral-Asien	15,9	10,3	67,6	2,0	3,3	99,1	25,8%
Nordamerika	27,9	24,5	23,1	0,8	4,3	80,6	21,0%
Lateinamerika	14,3	4,2	1,4	0,0	0,1	20,0	5,2%
WELT	160,8	88,2	111,9	8,9	14,5	384,3	100,0%
OECD	40,8	35,7	34,8	5,8	7,4	124,6	32,4%
EU-25	5,5	7,4	4,6	3,8	0,3	21,6	5,6%
OPEC	65,6	14,6	3,4	0,2	0,0	83,9	21,8%

Abweichungen in den Summen wegen rechnerischer Rundungen möglich

Tabelle 6: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braun- kohle	Uran	Gesamt	Anteil
Europa	32,0	17,6	9,6	5,3	9,8	74,4	19,2 %
GUS	7,4	19,6	7,0	0,9	2,2	37,0	9,6 %
Afrika	5,7	2,8	4,2	0,0	0,1	12,8	3,4 %
Naher Osten	10,8	7,8	0,3	0,0	0,0	19,0	4,9 %
Austral-Asien	46,0	11,6	60,3	0,9	5,0	123,8	32,2 %
Nordamerika	46,9	24,9	23,5	1,1	8,8	105,1	27,1 %
Lateinamerika	9,6	3,7	0,7	0,0	0,2	14,2	3,7 %
WELT	158,4	88,0	106,0	8,1	26,1	387,7	100,0 %
OECD	94,2	45,6	39,8	6,0	22,1	207,7	53,6 %
EU-25	28,6	16,5	8,8	3,7	9,3	66,9	17,2 %
OPEC	13,6	10,0	0,8	0,2	0,0	24,6	6,4 %

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 52 % bzw. 46 % deutlich höher. Mit 18 % liegt er dagegen in der GUS extrem niedrig. Hier wird etwa die Hälfte des Primärenergieverbrauchs durch Erdgas gedeckt. Auch im Nahen Osten liegt der Erdgasanteil mit 45 % extrem hoch, wogegen er in den meisten anderen Regionen um 20 % liegt. In Austral-Asien erreicht er nur 10 %. Hier erreicht die

Kohle einen Anteil von ca. 47 %, in Afrika ca. 33 % 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. 5,5 %. Die Wasserkraft erreicht in Lateinamerika einen Anteil von ca. 27 %, in allen anderen Regionen spielt sie mit weniger als 5 % eine untergeordnete Rolle.

Anteil in %

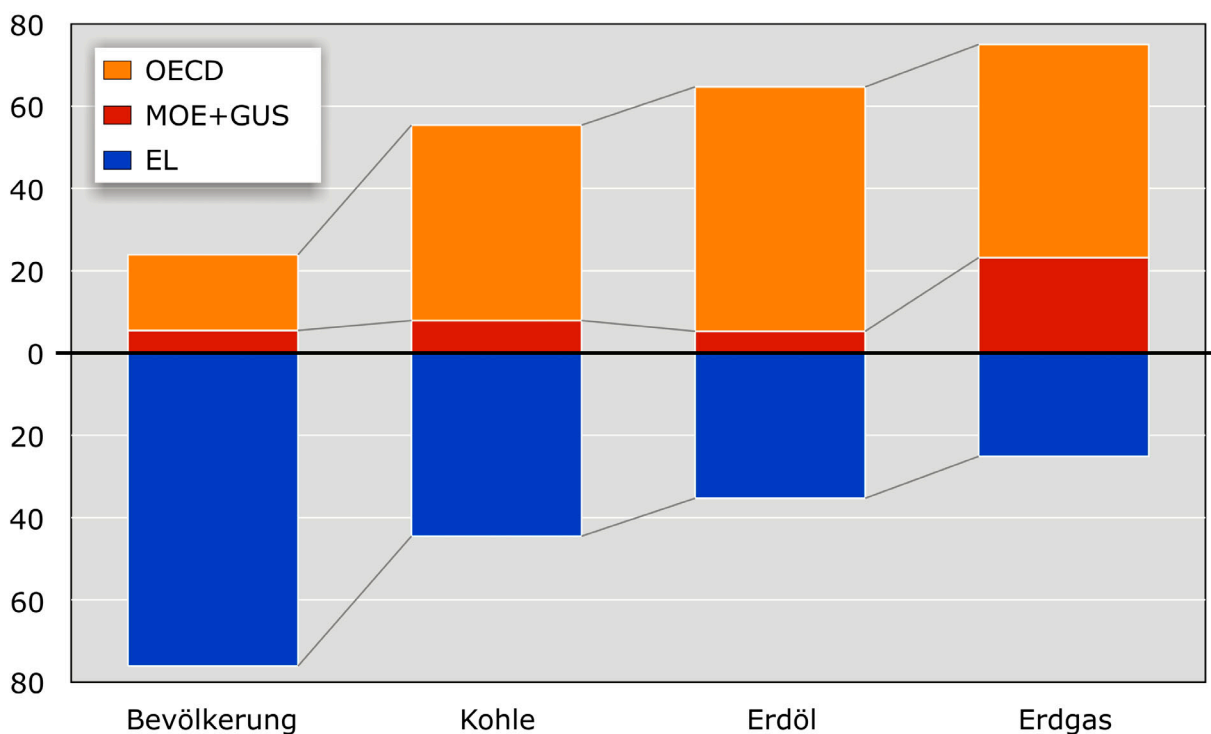


Abb. 6: Die Verteilung von Wohlstand und Energieverbrauch.
(MOE – Mittel-Osteuropa, EL – Entwicklungs- und Schwellenländer)

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 40 % des Kohleverbrauchs, ein Drittel des Erdölverbrauchs und lediglich 13 % des Erdgasverbrauchs der Welt. Das un-

terstreicht die Bedeutung der Kohle speziell für die Entwicklungsländer. Demgegenüber verbrauchen die OECD-Länder mit einem Bevölkerungsanteil von lediglich 17 % etwa 60 % des Erdöls und die Hälfte des Erdgases sowie über 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 sind die Kohlereserven für die Platzierung bestimmend. Bei den fünf folgenden 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, bei Venezuela die Reserven an konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl und bei Katar die Erdgasreserven ausschlaggebend. Bei Russland spielen die hohen Erdgasreserven ebenfalls eine wichtige Rolle. Vier OPEC-Länder sind unter den an Energierohstoffen reichsten Ländern.

Gt SKE

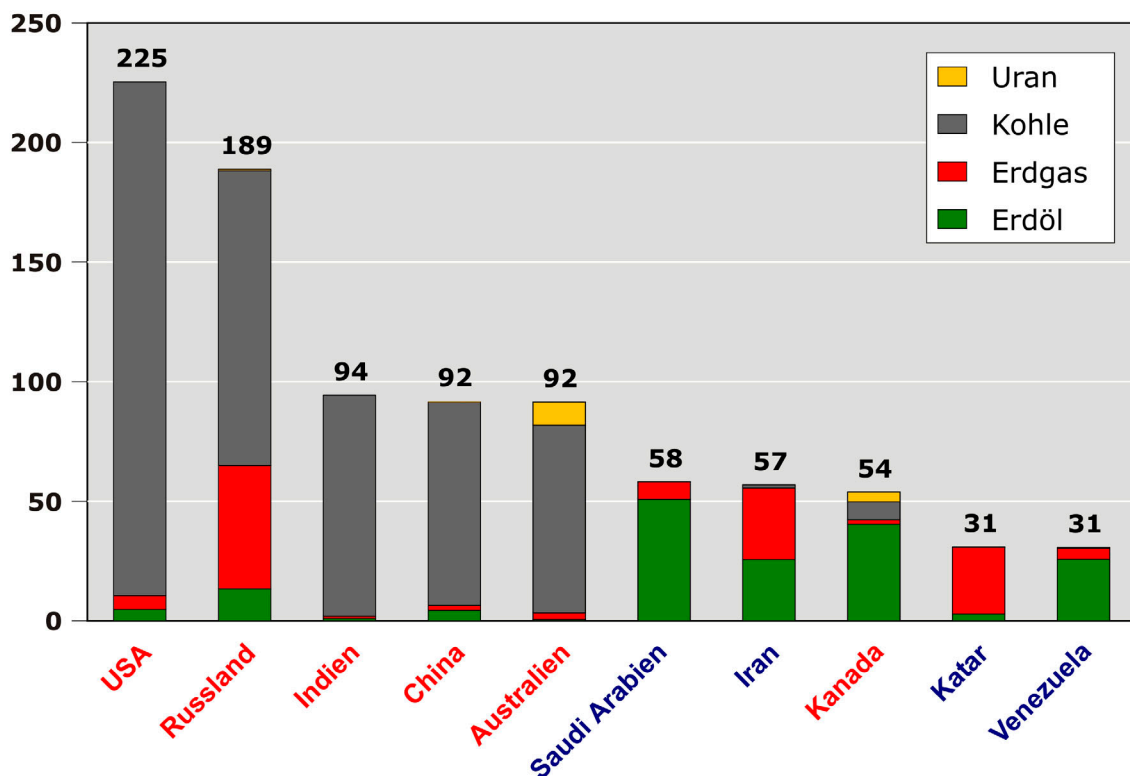


Abb. 7: Die 10 Länder mit den größten Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2004. (OPEC-Länder in blauer Schrift)

4 Betrachtungen zu den einzelnen Energierohstoffen

Erdöl

Weltweit ist Erdöl mit einem Anteil von 36,8 % am Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) nach wie vor wichtigster Energieträger (BP 2005). Prognosen zur Entwicklung des Energieverbrauchs u.a. der IEA (IEA 2004) gehen davon aus, dass auch in den nächsten Jahrzehnten keine nennenswerten Änderungen in dieser Hinsicht erfolgen werden.

Für Ende 2004 weisen wir ein Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von ca. 381 Gt aus. Es liegt über dem Wert der Energiestudie 2002 (BGR 2003) von ca. 364 Gt. Das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl, untergliedert in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen, ist regional sehr ungleichmäßig verteilt (Abb. 8, Tab. 7 im Anhang). Der Nahe Osten verfügt über das größte Gesamtpotenzial, gefolgt von Nordamerika und der GUS. 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. 204 Gt mehr als die Hälfte des Gesamtpotenzials, wobei hier erst gut ein Viertel des Erdöls gefördert ist, während die OECD-Staaten nur 73 Gt erreichen, von denen bereits über 60 % gefördert sind.

Die Welt-Erdölreserven erhöhten sich seit 2001 um ca. 8 Gt auf ca. 160 Gt in 2004, trotz einer Erdölförderung von insgesamt ca. 11 Gt in diesem Zeitraum. Die Reservenwachse resultieren überwiegend aus der Höherbewertung bekannter Felder und nur zum geringeren Teil aus Neufunden. Im Kaspischen Raum, im Nahen Osten und in den offshore-Bereichen vor Brasilien und Westafrika sowie im Golf von Mexiko wurden bedeutende neue Felder

entdeckt. Bedeutende Zuwächse verzeichneten zudem Iran, Nigeria, Libyen und Kasachstan, aber auch Ecuador und Angola. 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 73 % der Reserven (davon 61 % in der Golf-Region), die OECD nur über knapp 8 %, während auf die sonstigen Länder gut 17 % entfallen. Diese Zahlen unterstreichen die Sonderstellung der OPEC für die künftige Versorgung mit Erdöl.

Während sich die Welt-Erdölförderung bis 2003 nur moderat erhöhte, war im Jahr 2004 ein deutlicher Anstieg auf 3.847 Mt zu verzeichnen. Damit wurde das bisherige absolute Fördermaximum von 3.563 Mt aus dem Jahr 2000 deutlich überschritten. Wichtigste Förderregionen im Jahr 2004 waren der Nahe Osten, Nordamerika und die GUS.

Bis Ende 2004 wurden weltweit seit Beginn der industriellen Erdölförderung insgesamt ca. 139 Gt Erdöl gewonnen, die Hälfte davon innerhalb der letzten 22 Jahre. Damit sind bereits über 46 % der bisher nachgewiesenen Reserven an konventionellem Erdöl gefördert. Berücksichtigt man die noch erwarteten Ressourcen von ca. 82 Gt, sind über 36 % des erwarteten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl bereits verbraucht. Der „depletion midpoint“ 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.

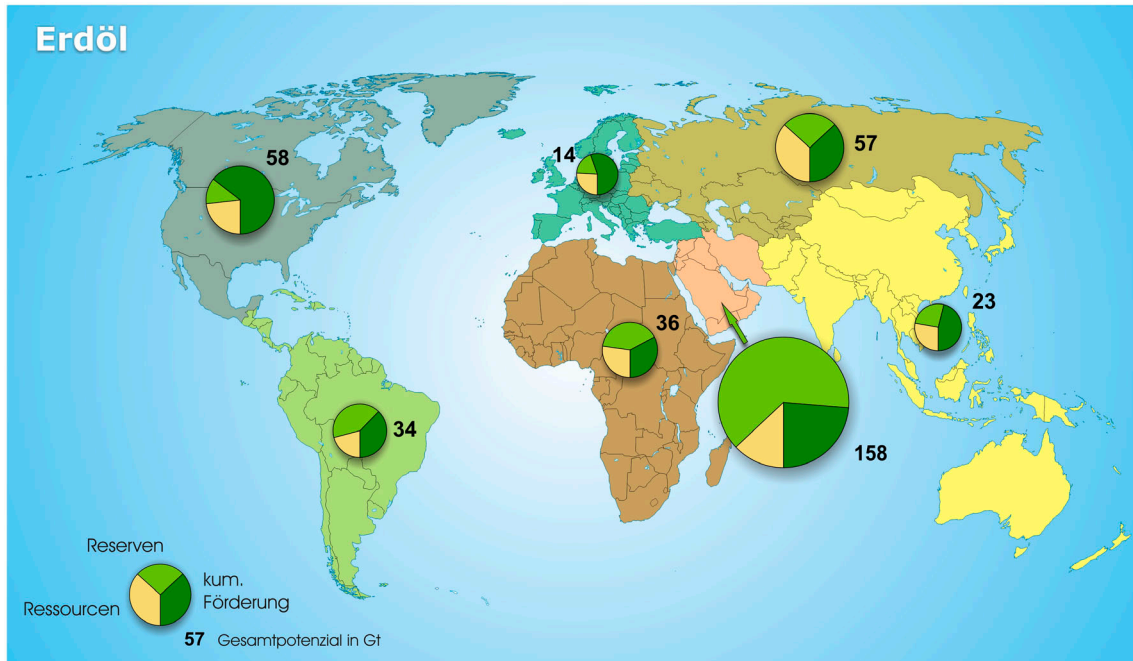


Abb. 8: Das Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl 2004 (381 Gt), differenziert nach Regionen.

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, 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 2004 um ca. 300 Mt gegenüber 2001 und erreichte mit mehr als 3,8 Gt einen historischen Höchstwert. Der Welt-Mineralölverbrauch verteilt sich sehr ungleichmäßig. Während die OECD-Länder mit ca. 2,3 Gt etwa 60 % 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. 8).

Von dem im Jahr 2004 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 9 und 10. Bei Erdöl existiert ein einheitlicher Weltmarkt mit fast einheitlichen Preisen. Jedoch vergrößerten sich die Preisunterschiede zwischen Ölsorten unterschiedlicher Qualität im Verlaufe des Jahres 2004 mit dem allgemeinen Preisanstieg deutlich.

Der Erdölpreis erhöhte sich in den letzten beiden Jahren deutlich (Abb. 9) und erreichte Ende August 2005 mit kurzzeitig über 70 \$/b für die Sorte WTI (West Texas Intermediate) sein bisher höchstes nominelles Niveau, liegt aber

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

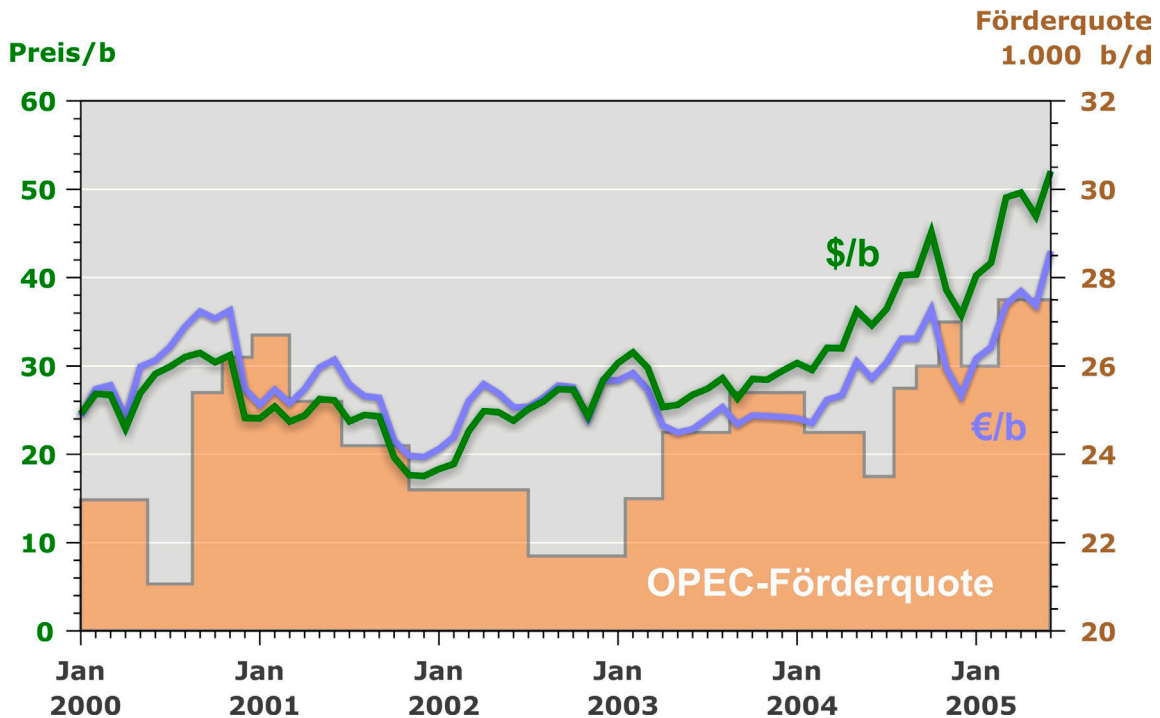


Abb. 9: Entwicklung der Erdölpreise für OPEC Basket in US\$ und Euro je Barrel sowie der OPEC Förderquote (Monatsmittel).

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 China (und Indien),
- ◆ Lieferunterbrechungen durch Streiks in führenden Lieferländern (Nigeria, Venezuela, Norwegen) und Anschläge im Irak sowie durch Unwetter (Hurrikans im Golf von Mexiko),
- ◆ geringe Lagerbestände,
- ◆ 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 zukünftige 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 Ölpreinsniveau in den nächsten Jahren zunehmen, aber bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 5 - 10 % an der Gesamtförderung wahrscheinlich nicht übersteigen. Die EIA (2004) geht in ihrem „International Energy Outlook 2004“ von einem Anteil des nicht-konventionellen Erdöls von 3,1 % für 2025 aus, die IEA in ihrem „World Energy Outlook 2004“ von 6,3 % für 2030. Hierbei ist die Herstellung neuer Kraftstoffe aus Erdgas (GTL) nicht berücksichtigt.
- ◆ Die weitere Entwicklung des Ölpreises ist schwer vorherzusagen. Wichtige Einflussfaktoren dürften dabei weiterhin das Verhalten der OPEC, die Bereitstellung zusätzlicher Förder- und Raffineriekapazitäten und die Entwicklung der Weltwirtschaft sein. Schwankungen von einigen US\$/b im Tagesabstand in beide Richten sind auch in Zukunft angesichts der spekulativen Anteile am Ölmarktgeschehen nicht auszuschließen.
- ◆ Es gibt zahlreiche Unsicherheitsfaktoren, die die Reichweite der 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 Möglichkeiten ist vorauszusehen, dass in absehbarer Zukunft Erdöl 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 ca. 24 % am Welt-Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter Primärenergieträger. Dabei weist Erdgas in den letzten Jahren die größten Steigerungsraten unter den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen auf. Dieser Trend dürfte sich auch in Zukunft fortsetzen.

Das weltweite Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas schätzen wir auf etwa 461 T.m³ (das entspricht etwa 349 Gtoe und ist damit geringer als das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl). Dieser Wert liegt um ca. 14 T.m³ (oder etwa 3 %) über dem Wert von vor drei Jahren (BGR 2003) und ist aus unserer Sicht eher als konservativ zu bewerten. Das verbleibende Potenzial hat sich mit einem leichten Anstieg um ca. 6 T.m³ erhöht. Die regionale Verteilung des Gesamtpotenzials, unterteilt nach kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen (Abb. 10, Tab. 11) 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 potentiell Liefergebiet hinzu, ergibt sich sogar ein Anteil von ca. 69 % am Welt-Gesamtpotenzial 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 2004 ca. 176 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. Einen bedeutenden Reservenzuwachs verzeichnete Katar mit ca. 11 T.m³ im weltgrößten Erdgasfeld (North Field). Als zusätzliche Erdgasressourcen werden ca. 207 T.m³ erwartet. Das weltweit verbleibende Potenzial an konventionellem Erdgas addiert sich somit zu 383 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 2004 mit ca. 2,8 T.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 2004 bei knapp 2,8 T.m³ und damit ca. 12 % über dem Niveau von 2001. Größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, Deutschland, Großbritannien, Kanada, Iran und Italien (Tab. 12).

Im Jahr 2004 wurden ca. 780 G.m³ (etwa 28 % der Welt-Erdgasförderung) grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt (Tab. 13 und 14), davon knapp ein Viertel als verflüssigtes Erdgas (LNG).

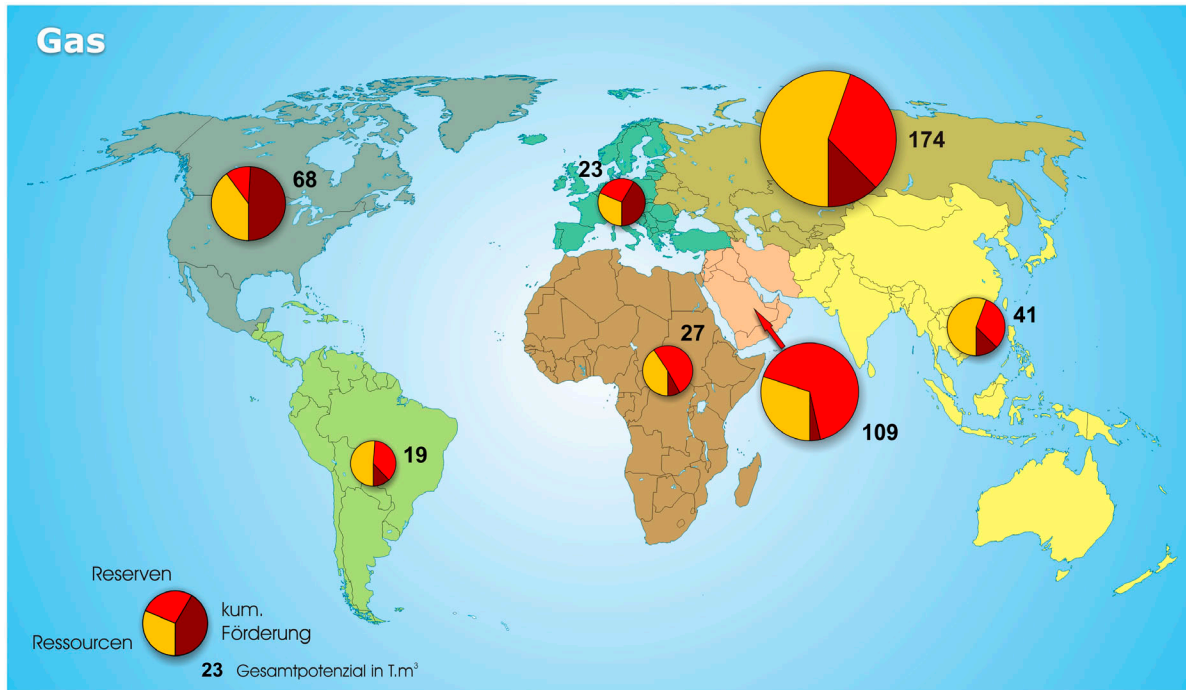


Abb. 10: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2004 (461 T.m³), differenziert nach Regionen.

Die kumulierte Erdgasförderung der Welt erreichte bis Ende 2004 fast 78 T.m³ oder knapp 31 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven. Davon wurde allein innerhalb der letzten 18 Jahre mehr als die Hälfte gefördert. Rechnet man das abgepackelte Erdgas hinzu, so wurde bisher mehr als ein Drittel der ursprünglichen Reserven den Lagerstätten entnommen.

Die Hälfte der bisher entdeckten Welt-Reserven würde im Jahre 2022 verbraucht sein, setzt man eine gleich bleibende Jahresförderung und keine Reservenzunahme durch Neufunde 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 letzter Zeit entwickelnde Südamerikanische Markt.

Abschätzungen der aus nicht-konventionellen Vorkommen gewinnbaren Erdgasmengen sind noch immer mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Reserven werden weltweit derzeit mit nur 2 T.m³ angegeben, da bislang lediglich Technologien für eine Gewinnung von Erdgas aus Kohleflözen und dichten Speichergesteinen vorhanden sind. Zudem sind die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Förderung nur regional gegeben. 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 und beim konventionellen Erdöl etwa 3,3 zu 1.)

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 könnten 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 werden die wachsenden GTL-Aktivitäten 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 Erdgaverbrauch notwendigen Investitionen zu mobilisieren, ist ein gewisses Energiepreisniveau erforderlich.

Kohle

Sowohl bei den Reserven wie auch bei den Ressourcen ist die Kohle der Energierohstoff mit den weltweit größten Mengen. Hartkohlen mit einem Energieinhalt von > 16.500 kJ/kg (> 4.000 kcal/kg) sind wenig Transportkostenempfindlich und werden weltweit gehandelt. Dagegen sind Weichbraunkohlen (Energieinhalt < 16.500 kJ/kg) in erster Linie für eine lagerstättennahe Verstromung geeignet.

Insgesamt nahm Kohle im Jahr 2004 mit einem Anteil von ca. 27,5 % (Hartkohle 24,5 %, Weichbraunkohle ca. 3 %) am weltweiten Primärenergieverbrauch die zweite Stelle hinter Erdöl ein. Bei der Stromerzeugung war Kohle mit einem Anteil von 37 % der wichtigste Energierohstoff.

Weltweit waren im Jahr 2004 Reserven in Höhe von 709 Gt SKE nachgewiesen, davon 642 Gt SKE Hartkohle und 67 Gt SKE Weichbraunkohle. Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Produktion zeigt Abbildung 11. Mit Reserven von ca. 203 Gt SKE sind die USA weltweit größtes Kohleland (ca. 32 %). Russland folgt mit ca. 119 Gt SKE (ca. 19 %) vor China mit 77 Gt SKE (ca. 12 %). Australien und Indien haben 9 % bzw. 8 %-Anteile an den Welt-Hartkohlereserven. Die Reserven Deutschlands betragen 0,2 Gt SKE Hartkohle. Angesichts der hohen Gewinnungskosten der deutschen Hartkohle ist diese nur bedingt als Reserve im Sinne der Definition anzusehen. In einer Reihe von Ländern ist die Informationssituation verbesserungswürdig. Daher sind in Zukunft deutliche Verschiebungen bei den Mengen an Kohlereserven und -ressourcen nicht auszuschließen.

Die größten Weichbraunkohlereserven lagern in Australien (18,4 % Weltanteil; 37,7 Gt), gefolgt von Indien (17,1 %; 35,0 Gt), den USA (16,3 %; 33,3 Gt), China (9,1 %; 18,6 Gt), Jugoslawien (7,8 %; 15,9 Gt), Russland (5,1 %;

10,5 Gt) und Deutschland (3,2 %; 6,6 Gt). Der Abbildung 12 ist die regionale Verteilung der Weichbraunkohlereserven, -ressourcen und der kumulierten Produktion zu entnehmen.

Im Gegensatz zum Erdöl sind die Kohlevorkommen weltweit weniger konzentriert. Die Hartkohleproduktion ist auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Jedoch: Die zehn größten privatwirtschaftlichen Unternehmen erbringen 25 % der Hartkohleförderung. 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-Hartkohleförderung 2004 betrug 4.662 Mt bzw. 3.809 Mt SKE. Diese Hartkohle stellte 2004 den überwiegenden Anteil (92,7 %) an der Welt-Kohleförderung. Dazu kamen 919 Mt bzw. 303 Mt SKE an Weichbraunkohlen.

Mit 755 Mt wurden etwa 16 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 685 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 2004 importierte Deutschland 45,9 Mt Hartkohle und damit mehr als die Eigenförderung von 25,9 Mt. Dabei stammte die Importkohle aus sehr unterschiedlichen Destinationen. Hartkohle aus Polen und Russland kann relativ rasch zum deutschen Verbraucher transportiert werden. Inklusive Vorlaufzeiten ist mit etwa acht Wochen zu rechnen, während Hartkohle aus China oder Australien zwölf bis dreizehn Wochen benötigt.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Reserven und der Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen 15 bis 22.

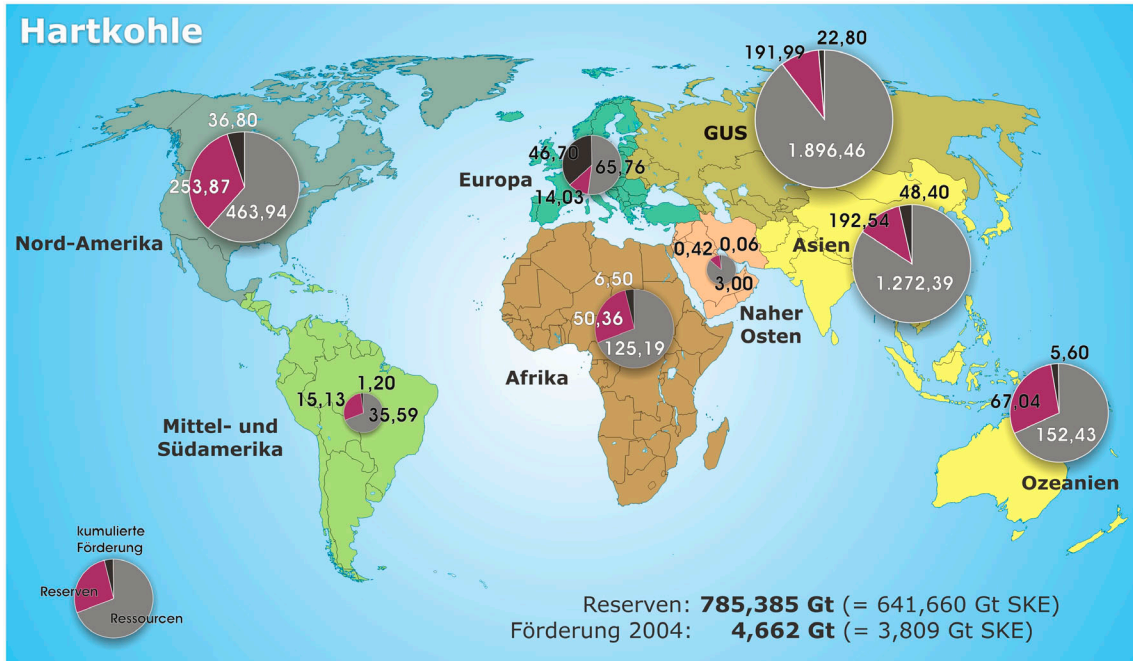


Abb. 11: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2004 (785 Gt Reserven).

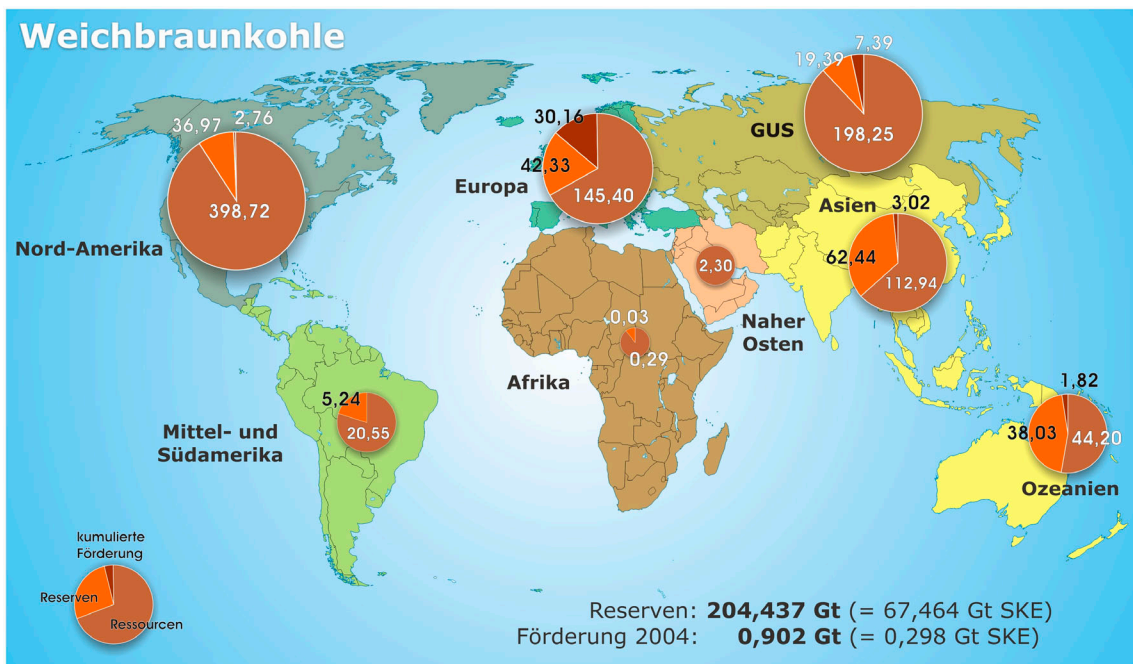


Abb. 12: Regionale Differenzierung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2004 (204 Gt Reserven).

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

- ◆ Hartkohlen tragen derzeit mit jährlich ca. 4,6 Gt zu 24,5 % zum globalen Energieverbrauch bei. 60 % der Produktion werden in der Verstromung eingesetzt. Auch zukünftig wird Kohle diese bedeutende Rolle in der weltweiten Energieversorgung einnehmen.
- ◆ 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 Hartkohle und Weichbraunkohle 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 Hartkohle 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 Hartkohlemarkt auch zukünftig bestimmen. Diese Länder werden zukünftig die wichtigsten Importnationen für Hartkohlen sein.
- ◆ Ein großes Exportpotential aufgrund kostengünstig produzierender Gruben und

ausreichender Lagerstättenvorräte haben Australien, Indonesien und Kolumbien. Auch China und Russland haben das theoretische Potential, ihre Position auf dem Kohlemarkt auszubauen. Das hohe chinesische Wirtschaftswachstum um 8 % pro Jahr macht es wahrscheinlich, dass China zukünftig netto eher als Hartkohleimporteur denn als –exporteur agieren wird.

- ◆ Der Rohstoffhunger Chinas hat zu einer Preisüberhitzung speziell bei auf dem Spotmarkt gehandelten Kokskohlen 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 2004 ist dieser Preis auf unter 300 €/t gesunken und lag im Oktober 2005 bei 250 €/t. 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 „Clean Coal“-Technologien – im Strom- und Stahlsektor – zu reduzieren.

Die Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung produziert das Treibhausgas CO₂. Hartkohle-Kraftwerke mit veralteter Technik, wie in manchem Entwicklungsland üblich, 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 Hartkohleinsatz von 600 g Hartkohle/kWh auf etwa 300 g/kWh.

International gibt es zahlreiche Forschungen zur Entwicklung eines emissionsfreien Kohlekraftwerkes (clean coal). 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.

Uran

Mit Reserven von 1,80 Mt **Uran** und unter Einbeziehung der Sekundäruranquellen (Lagerbestände, Atomwaffenuran) steht ein ausreichendes Potenzial zur Versorgung der weltweit existierenden Atomkraftwerke zur

Verfügung. Die Atomkraftwerke mit einer Leistung von 359,9 GW_e verbrauchten im Jahr 2004 68.357 t U_{nat}, wovon 40.657 t Natururan aus der Bergwerksproduktion kamen.

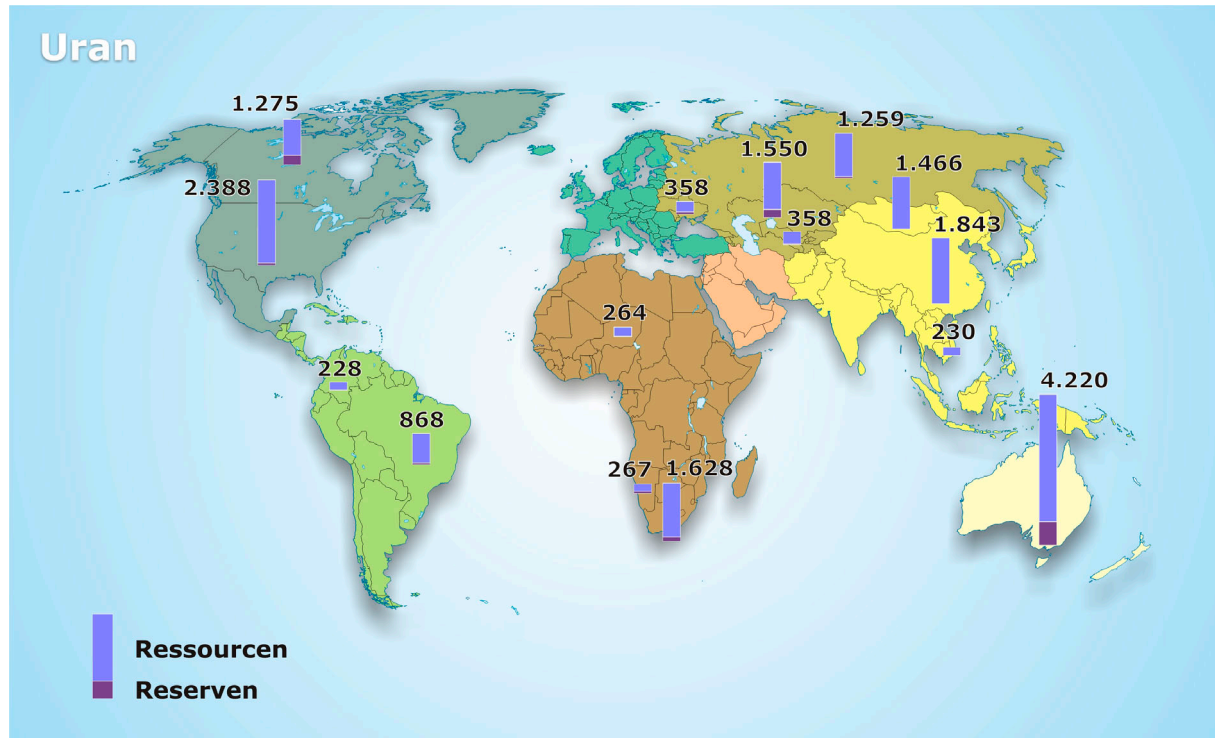


Abb. 13: Länder mit verbleibendem Potenzial (Reserven +Ressourcen) an Uran größer 200 kt U [in kt U].

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 fast 99 % in 10 Ländern, angeführt von Australien (646.000 t U, ca. 41 %), gefolgt von Kanada (265.000 t U, ca. 17 %), Kasachstan (232.000 t U, ca. 15 %), und Südafrika (118.000 t U, ca. 8 %). In diesen vier Ländern sind über 80 % der Reserven konzentriert.

Im Gegensatz zu den fossilen Energierohstoffen besteht bei Uran seit mehreren Jahren eine Lücke zwischen der Förderung und dem Verbrauch. Die Weltbergwerksförderung lag in

den letzten 5 Jahren zwischen 32.200 und 40.600 t U, bei einem jährlichen Verbrauch von über 60.000 t U. Die Lücke wurde aus früher angelegten zivilen Lagerbeständen und zunehmend auch aus strategischen (militärischen) Lagerbeständen, besonders Russlands, gedeckt. Die Lager wurden in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches und auch aus 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 ge-

wisse Rolle, deren Verwendung jedoch von politischen Entscheidungen abhängig ist.

Bei der Versorgung aus der Bergwerksförderung stellen wenige Länder den Hauptteil für die Deckung des weltweiten Bedarfs. Kanada lieferte 28,5 % (11.596 t) der Weltförderung. Australien, Niger und Russland produzierten insgesamt weitere 39,1 % der Weltförderung. Die Großverbraucher USA, Frankreich, Japan, Deutschland und Großbritannien haben nur eine beschränkte Eigenförderung (USA) oder sind ganz auf Importe angewiesen (Japan, Frankreich, Deutschland). Bei anhaltend steigenden Preisen wird sich die Tendenz der Förderkonzentration auf wenige Länder mit kostengünstigen Lagerstätten (Kanada, Australien, Kasachstan, Usbekistan) nicht fortsetzen. Die acht größten Bergwerksgesellschaften produzierten im Jahr 2004 ca. 82 % des Urans. Der weltweite Uranspotmarktpreis setzte seinen Anfang 2003 begonnen Aufstieg von 10,10 US\$/lb U_3O_8 (26,26 US\$/kg U) auf

20,08 US\$/lb U_3O_8 (52,20 US\$/kg U) bis Ende 2004 fort. Dies war nach dem Preisverfall auf unter 10 US\$/lb U_3O_8 seit 1997 das erste Zeichen einer deutlichen Marktbelebung. Innerhalb des Jahres 2005 kam es zu weiteren Preisanstiegen, so auf 32,00 US\$/lb U_3O_8 (83,19 US\$/kg U) im Oktober 2005. Wenn sich dieses Preisniveau stabilisiert, erhöhen sich die Uranreserven entsprechend.

Eine Zusammenstellung der Länder mit den größten Uranreserven und der Uranförderung liefern die Tabellen 23 und 24.

Thorium spielt derzeit wirtschaftlich bei der Energieerzeugung keine Rolle, da weltweit keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb sind. Sollte in Zukunft eine Änderung eintreten, sind Reserven von mehr als 2 Mt Th als Ausgangsbasis vorhanden.

5 Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen

Angesichts der Endlichkeit aller nicht-erneuerbaren Energieträger – und insbesondere mit Blick auf die Rohstoff-Preisentwicklung der jüngsten Zeit – lautet die Kernfrage, wie weit die Verfügbarkeit der verschiedenen Energierohstoffe reicht. Diese kann unter Berücksichtigung der ungleichmäßigen weltweiten Verteilung auf eine Verfügbarkeitskette mit folgenden Elementen herunter gebrochen werden:

- ◆ Geologische Verfügbarkeit,
- ◆ Technische Verfügbarkeit,
- ◆ Verfügbarkeit von Transportmitteln,
- ◆ Politische Verfügbarkeit.

Die drei erstgenannten Kettenglieder sollen – in umgekehrter Reihenfolge – jeweils anhand ausgewählter Aspekte beleuchtet werden; die

Ausführungen beruhen in großem Maße auf GERLING & WELLMER (2004). Innenpolitische (z.B. Streiks) und außenpolitische (Embargos etc.) Verfügbarkeitskriterien werden hier nicht weiter vertieft.

Die Verfügbarkeit von Transportmitteln

Bekanntlich gibt es in unserer globalen Rohstoffwelt große Entfernungen zwischen den Rohstoffverkommen und den Verbrauchszentren wie beispielsweise Westeuropa oder Japan und Korea. Daher gehört das Element „Transport“ zwangsläufig zur Bereitstellung von Rohstoffen. So sind beispielsweise bei der Kohle die Schiffsgröße und die Frachtraten entscheidende Indikatoren für den Transportmittelmarkt. Andererseits gibt es Rohstoffe, bei denen die Transportkosten im Verhältnis zum Marktpreis des Rohstoffes verhält-

nismäßig hoch sind – dies gilt wegen der geringen Energiedichte beispielsweise für Erdgas.

Technische Verfügbarkeit

Bei der technischen Verfügbarkeit steht die Frage im Vordergrund, ob zur richtigen Zeit immer ausreichend Produktions-, Bergwerks- und Verarbeitungskapazitäten zur Verfügung stehen. Dabei geht es nicht nur um den Ersatz von erschöpften Lagerstätten – dies lässt sich relativ gut vorhersagen – sondern um die Aspekte „Verdrängung hochpreisiger Produzenten als Folge des Wettbewerbs“ und „Nachfrageentwicklung“. Hier prallt zurzeit ein großer Rohstoffhunger – wir stehen am Beginn einer neuen Wachstumskurve – auf eine nicht im Gleichschritt wachsende Infrastruktur (Bergwerke, Verarbeitungsbetriebe, Transportwesen).

Geologische Verfügbarkeit

Die statische Reichweite

Statische Reichweiten sind definiert als Verhältnis von augenblicklich bekannten Reserven, dividiert durch den letzten Jahresverbrauch. Diese Kenngröße wird oft als Reichweite der Reserven verstanden – eine in der Regel unzulässige Interpretation, da sowohl Reserven (durch Neufunde, technologische Innovation, Veränderungen im Preisgefüge, Veränderungen in den politischen Rahmenbedingungen) als der Verbrauch (infolge Änderungen in Konjunktur, Demographie und Motorisierung, Substitution, etc.) sich permanent ändern können. Es handelt sich um eine Augenblicksbetrachtung in einem an sich dynamischen System. Demzufolge sind die statischen Reichweiten von Rohstoffen also eher als Indikator für die Notwendigkeit von Explorationsbemühungen denn als Indikator der Reichweite eines Rohstoffes zu verwenden. Nur bei Anwendung dieses Quotienten auf eine einzelne Lagerstätte – und hier wird der Verbrauch durch die Jahresproduktion ersetzt –

ist die unmittelbare Ableitung der Lebensdauer möglich.

Dynamisierende Faktoren der Rohstoffverfügbarkeit

Nachfolgend sind die wichtigsten Parameter aufgeführt, die eine Dynamik der Reserven-zahl von Rohstoffen bewirken:

- ◆ Der Lagerstättentyp.
- ◆ Die Größenverteilung von Lagerstätten.
- ◆ Explorationsbemühungen von Firmen.
- ◆ Das Preisniveau.
- ◆ Technologische Entwicklungen.
- ◆ Andere Einflüsse, wie Infrastruktursituation, Steuerregime, Börsenregeln, etc..

Gleichgewichtslinien

Für jeden Rohstoff gibt es eine individuelle Gleichgewichtslinie – in Form einer Zeitreihe der statischen Reichweiten. Die jeweilige Einzigartigkeit ist eine Funktion unterschiedlichen Auswirkungen der bereits oben erwähnten Faktoren für die Dynamik der Reichweiten. So sind die Gleichgewichtslinien für Blei, Zink und Kupfer seit nahezu 50 Jahren stabil, obwohl beispielsweise die Produktion von Zink sich in dem Zeitraum vervierfacht hat. Ziel der Explorationsbemühungen muss es also sein, dieses Gleichgewicht zwischen Rohstoffangebot und -nachfrage auszutariieren.

Stellt sich dieses Gleichgewicht auch für die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle ein? Grundsätzlich ist die Frage zu bejahen, zumindest solange noch Reserven zuwächse durch Exploration, Technologieentwicklungen und ein steigendes Preisgefüge – dann werden Ressourcen in Reserven überführt – höher sind als die jährlichen Verbräuche. Abbildung 14 demonstriert die Entwicklung in den letzten 60 Jahren für die nicht-erneuerbaren Rohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle. Demzufolge scheinen sich beim Erdöl (ca. 40-45 Jahre) und beim Erdgas (65-70 Jahre) seit etwa 15

Jahren stabile Zustände eingestellt zu haben, wogegen die Gleichgewichtslinie bei der Kohle in den letzten 50 Jahren von etwa 400 auf unter 200 Jahre fällt. Vermutlich ist dies die Folge von steigendem Verbrauch – der Verbrauch stieg von 1,7 Gt (1945) über 2,7 Gt (1980) auf etwa 4,6 Gt (2004) – sowie nicht notwendigen Explorationsbemühungen und einer sukzessive verbesserten, ökonomisch

gesteuerten Klassifizierung von Reserven und Ressourcen.

Mit anderen Worten: Lebensdauer Kennziffern sind nicht zielführend im Sinne der Reichweitenbestimmung eines Rohstoffs, da sie einen Explorationsbedarf indizieren, jedoch keine klare Aussage bezüglich der Verfügbarkeit von Rohstoffen zulassen. Will man wirklich die Lebenszeit eines Rohstoffs abschätzen, ist ein anderes Instrument einzusetzen.

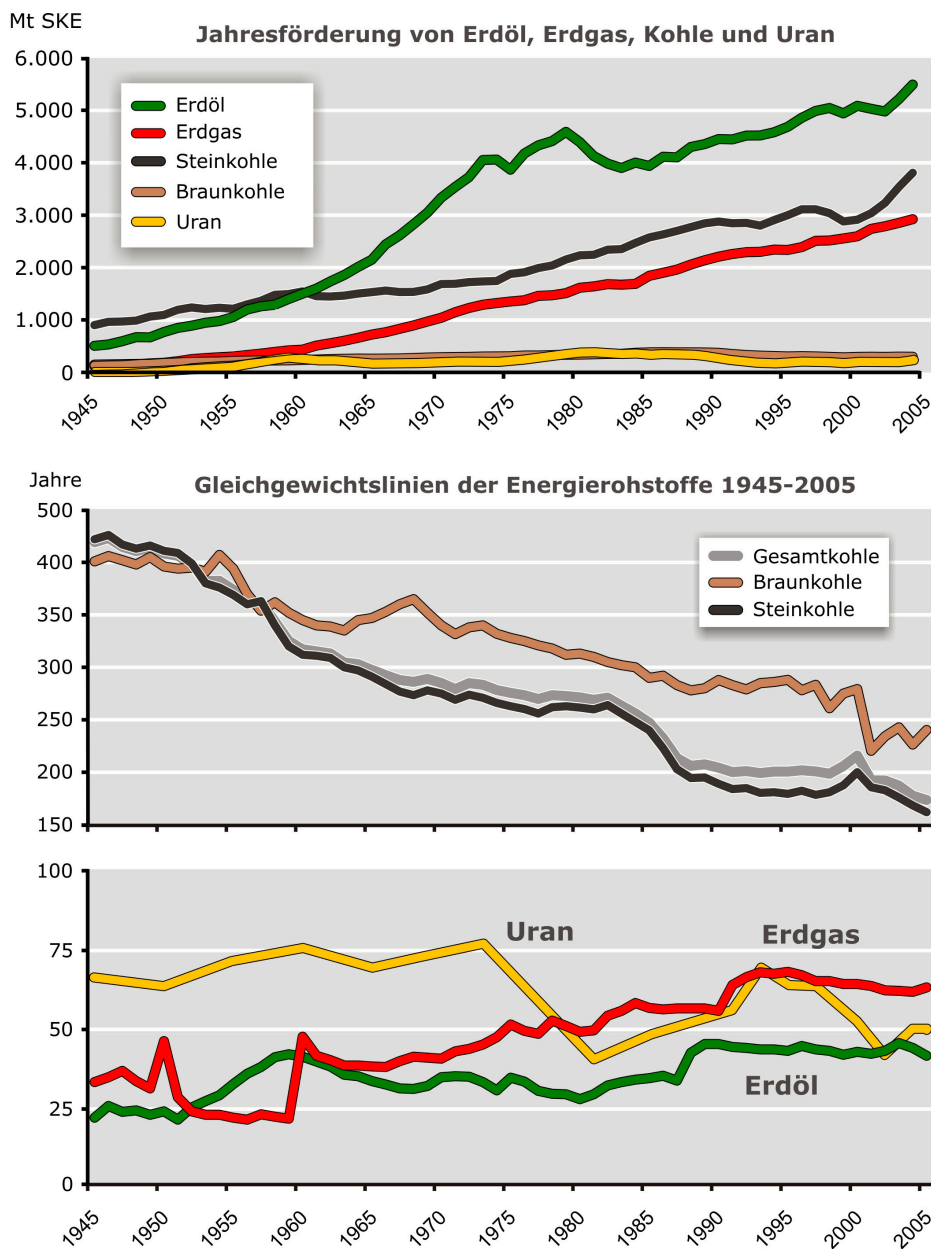


Abb. 14: Jahresförderung und Gleichgewichtslinien von Energierohstoffen 1945 - 2005

Die Lebenszykluskurve

Die Glockenkurve spiegelt im Prinzip den Idealtyp von Produktion bzw. Verbrauch eines endlichen, nicht erneuerbaren Rohstoffs wider. Die Fläche unter der Kurve beinhaltet das Volumen des Rohstoffs, der Kurvenlauf mit einem exponentiellen Anstiegs und Abfall wird unterbrochen durch eine „Plateauphase“ der maximalen Produktion (Abb. 15). Im Idealfall

fällt die maximale Förderung mit einer 50%igen Rohstofferschöpfung zusammen, dem so genannten „depletion mid-point“. Dieses von HUBBERT im Jahre 1956 für die Erdölproduktion der USA (ohne Alaska) entwickelte Konzept sagte seinerzeit fast zutreffend für den Zeitraum 1965 bis 1970 den Förderhöhepunkt voraus. Tatsächlich trat er 1971 ein.

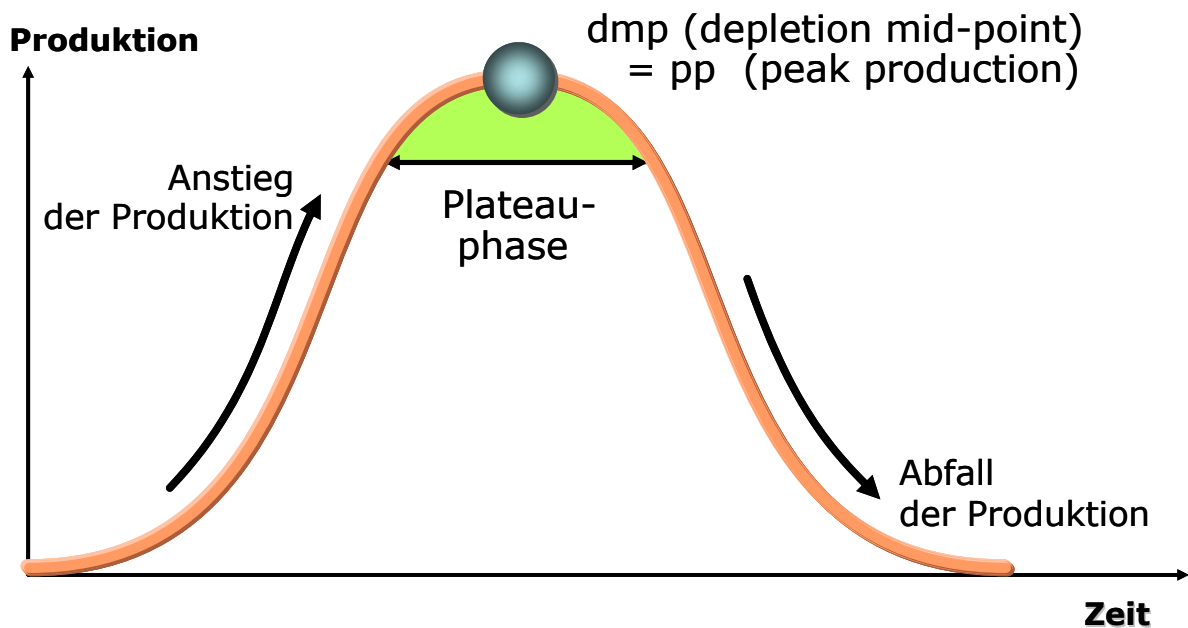


Abb. 15: Eine Glockenkurve symbolisiert den Idealtyp für den Abbau eines nicht-erneuerbaren Rohstoffs.

Nun unterscheidet sich jedoch der Produktionsverlauf einer Lagerstätte oder einer Region unter Markteinfluss deutlich von der Idealkurve, wie anhand der Erdölproduktion in Westdeutschland (Abb. 16) nachvollzogen werden kann: Insbesondere die EOR-Maßnahmen (Heißdampf- und Polymerfluten) in den 1980er Jahren sowie die spezifischen Bedingungen für die Entwicklung des Erdölfeldes Mittelplate (limitierte Explorations- und Fördermöglichkeiten im Naturschutzgebiet Wattenmeer, späte Entwicklung der „extended

reach“-Bohrtechnologie) haben den Verlauf der abfallenden Flanke modifiziert. Dadurch verschob sich der Zeitpunkt der 50%igen Rohstofferschöpfung (1975) hinter den Zeitpunkt der Maximalförderung (1968).

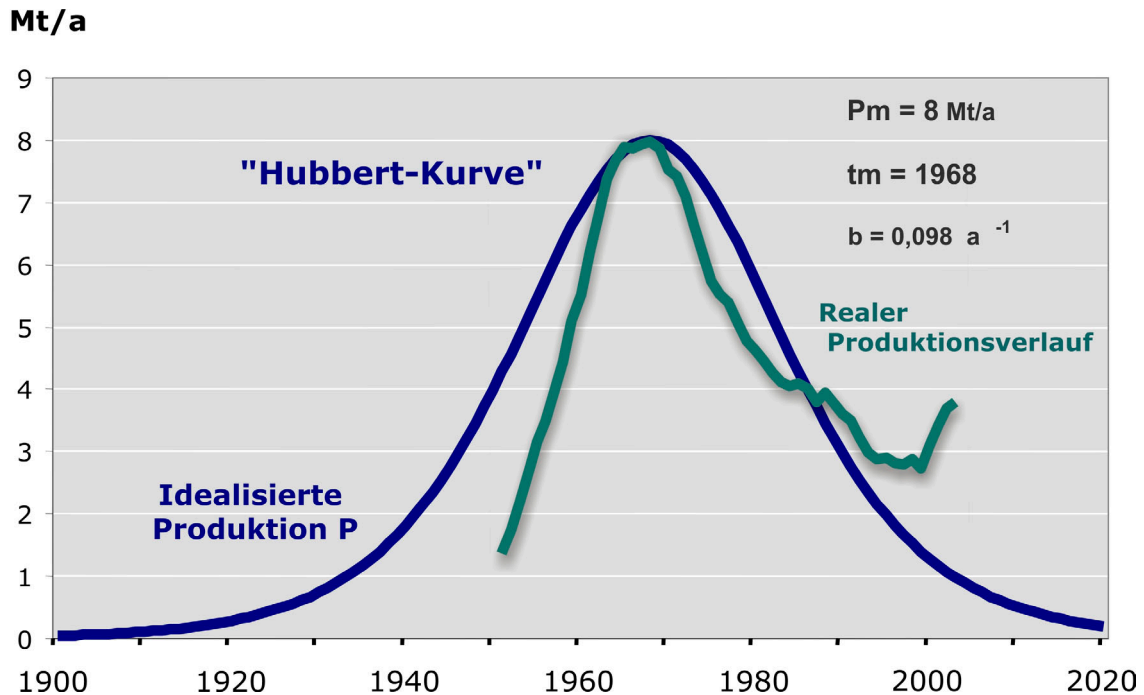


Abb. 16: Die Erdölproduktion Westdeutschlands – Der tatsächliche Produktionsverlauf weicht signifikant vom Modell einer Glockenkurve ab.

Die Verfügbarkeit von Erdöl

Exemplarisch soll an dieser Stelle die augenblicklich in der Öffentlichkeit stark diskutierte Frage der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdöl beleuchtet werden. Jedoch: Die Frage nach der Reichweite von Erdöl interessiert die Öffentlichkeit im Grunde gar nicht. Denn es wird zweifellos auch in 100 Jahren und darüber hinaus noch Erdöl geben. Die alle interessierende Frage ist die nach der ausreichenden Verfügbarkeit von Erdöl. Grundsätzlich sind alle Glieder der Verfügbarkeitskette (Geologie, Technik, Transport, Politik) bei der Diskussion dieser Frage zu beachten (s. o.). Politische Aspekte sollen an dieser Stelle jedoch ausgeklammert werden. Ungleichgewichte in der Verfügbarkeit von Förder-, Aufbereitungs- und Transportkapazitäten werden in der Regel durch Marktmechanismen reguliert. Somit lautet die zentrale Frage: Wie lange reicht die geologische Verfügbarkeit von Erdöl zur Befriedigung der Nachfrage? Oder anders ausge-

drückt: Wann öffnet sich die Schere zwischen Angebot und Nachfrage?

Wie bereits weiter oben diskutiert wurde, ist die Kernfrage die nach dem Zeitpunkt der weltweit maximal möglichen Erdölproduktion. Kann man diesen Zeitpunkt der maximalen Förderung vorhersagen? Die Frage kann eindeutig mit „nein“ beantwortet werden. Eine exakte Bestimmung von Zeitpunkt und Höhe des Fördermaximums ist bereits aus Sicht der geologischen Verfügbarkeit nicht machbar, weil

- ◆ die vom Operator vorgenommene Reservenbestimmung einzelner Lagerstätten einer gewissen Dynamik unterliegt, die in vielen Fällen dazu führt, dass die endgültige Ausbeute höher ist als die eingangs bestimmte Reservenmenge.

- ◆ Reservenzahlen von Technologie und Preisgefüge abhängen: Es liegt auf der Hand, dass durch Innovation, beispielsweise Horizontalbohrungen oder 3D/ 4D-Seismik, die Ausbeutung von Erdölfeldern optimiert werden kann. Ebenso ermöglicht ein höherer Ölpreis die Ausbeutung von vorher nicht wirtschaftlichen Lagerstätten.
- ◆ Unschärfen in der Datenbasis über die weltweiten Erdölreserven vorliegen. Insbesondere ist die Kenntnis über die Reserven in den Golf-OPEC-Staaten – hier befinden sich ca. 60 % der Reserven konventionellen Erdöls – nicht ausreichend gut.

Ein weiteres Problem ist zu beachten: Organisationen wie beispielsweise die Internationale Energieagentur IEA in Paris veröffentlichen regelmäßig fundierte Prognosen über die zu erwartende zukünftige Erdölnachfrage. Entsprechend dem Referenzfall im World Energy Outlook 2004 der IEA (2004) benötigt die Welt im Jahre 2030 nahezu 6 Gt Erdöl. Davon sollen allein die OPEC-Staaten mehr als 3 Gt aufbringen. Ganz abgesehen von der bereits oben geschilderten Nachfrageentwicklung in China – vermutlich werden ja auch andere Länder diesem Trend folgen – erscheinen diese 6 Gt Erdöl vielen Experten auf der „Angebots-Seite“ eher als eine sehr ambitionierte Wunschvorstellung denn als eine realisierbare Projektion.

Mit anderen Worten: Wir können mit großer Wahrscheinlichkeit annehmen, dass spätestens zu diesem Zeitpunkt Nachfrage und Angebot auseinanderklaffen.

Fazit

Da, wie oben dargelegt, der Zeitpunkt (und die Höhe) des Fördermaximums nicht vorherzusagen ist, bleibt als erste Näherung nur den Zeitpunkt der 50%igen Rohstofferschöpfung zu erfassen. Auch dies kann nur in Form einer statischen Betrachtung eines an sich dynamischen Systems geschehen. Somit ist der auf diese

Weise ermittelte Zeitpunkt bestenfalls ein Anhaltswert: Wenn man also von der Hälfte (190 Gt) des augenblicklichen Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl die bisherigen Produktion (139 Gt) abzieht, verbleiben bis zum Erreichen der halben Rohstofferschöpfung noch 51 Gt, die wiederum etwa dem Dreizehnfachen der letztjährigen Förderung (3,8 Gt) entsprechen.

Mit anderen Worten: Wenn man nur das konventionelle Erdöl zugrunde legt und kein Abweichen zwischen Fördermaximum und halber Rohstofferschöpfung zulässt, würde in der zweiten Hälfte der kommenden Dekade der Förderhöhepunkt überschritten.

Nun ist nicht auszuschließen, dass der Förderhöhepunkt dem Zeitpunkt der 50%igen Rohstofferschöpfung vorher läuft – somit könnte das Fördermaximum bereits früher eintreten. Andererseits sind die Reserven- und Ressourcenzahlen des konventionellen Erdöls mit Unschärfen behaftet, die vermutlich eher in höheren Zahlen münden. Zudem sind umfangreiche Potenziale bei den nicht-konventionellen Erdölen vorhanden. Diese sind voraussichtlich wegen der Rahmenbedingungen (hohe Investitionsvolumina sowie zu überwindende Umweltbelastungen) jedoch nur sukzessive für den Markt zu erschließen. Daraus resultiert letztendlich die Erwartung, dass die nicht-konventionellen Erdöle eher die Rolle einnehmen werden, den abfallenden Ast der „Glockenkurve“ zu modifizieren (Abb. 17).

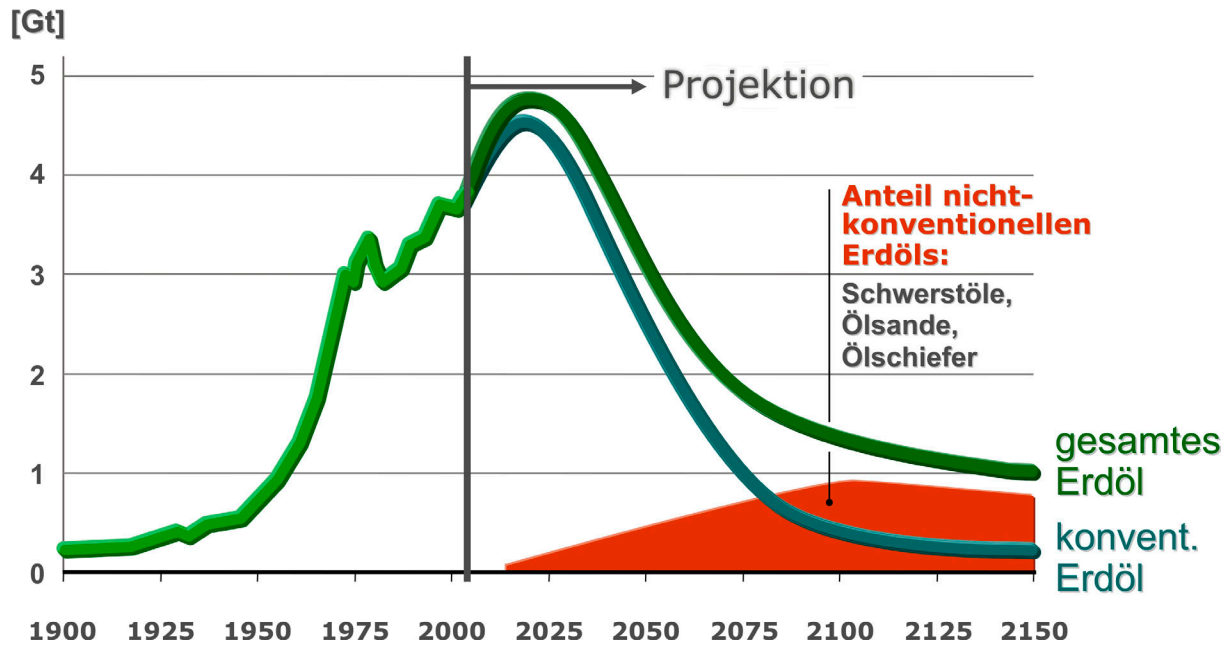


Abb. 17: Die weltweite Erdölförderung von 1900 bis 2050 – die historische Entwicklung und der Versuch eines Ausblicks.

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):

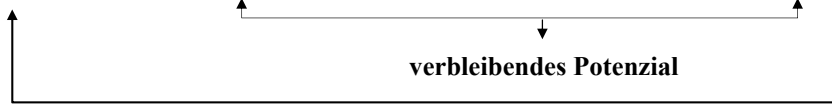
Die Gesamtmenge aus Reserven plus Ressourcen. Zu beachten ist, dass jeweils Reserven nicht in den Ressourcen enthalten sind.

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

Erdöl Erdgas	Kumulierte Förderung	Reserven	Ressourcen	
		technisch und wirtschaftlich gewinnbar	nachgewiesen, derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbar	nicht nachgewiesen, geologisch möglich



Gesamtpotenzial, Estimated Ultimate Recovery (EUR)

Kohle	Kumulierte Förderung	Bauwürdige, ausbringbare Reserven *	übrige In situ-Ressourcen
-------	-------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Gesamtressourcen

Uran	Kumulierte Förderung	Reserven	Ressourcen		
			entdeckt		nicht entdeckt
		RAR <\$40/kgU	RAR <\$80/kg U EAR I <\$40/kg U <\$80/kg U	RAR + EAR I >\$80/kg U	EAR II Spekulative Ressourcen

Gesamtressourcen

RAR = Reasonably Assured Resources
EAR = Estimated Additional Resources

* unter derzeitigen landesüblichen Bedingungen

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2005): Primärenergieverbrauch in Deutschland 2004 auf Vorjahresniveau. Berlin. <http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/daten17.htm>
- 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.
- BP (versch. Jahrgänge): BP Statistical Review of World Energy. – Jg. 1995 bis 2005; London.
- (2005): BP Statistical Review of World Energy. – June 2005; London. http://www.bp.com/downloads/1087/statistical_review.pdf
- EIA (Energy Information Administration) (2004): International Energy Outlook 2004. – US Department of Energy. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.
- GERLING, J. P. & WELLMER, F.-W. (2004): Die Verfügbarkeit von Rohstoffen - insbesondere von fossilen Energieträgern. – World of Mining - Surface & Underground 56, No. 4, 254-262.
- HUBBERT, M. K. (1956): Nuclear energy and the fossil fuels. – Amer. Petrol. Inst. Drilling & Production Practice, proc. Spring meeting, San Antonio, Texas: 7-25.
- IAEA (INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY) (2004): URANIUM, Resources, Production and Demand, 2004; Wien.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY) (2003): World Energy Investment Outlook. – International Energy Agency, Paris.
- IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY) (2004): World Energy Outlook 2004. – International Energy Agency, Paris.
- 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

EAR	(= estimated additional resources); Ressourcen von Uran. EAR I entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. EAR II: nicht entdeckte Ressourcen
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

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).

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, Südkorea 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 PrimärEnergieVerbrauch:

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

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

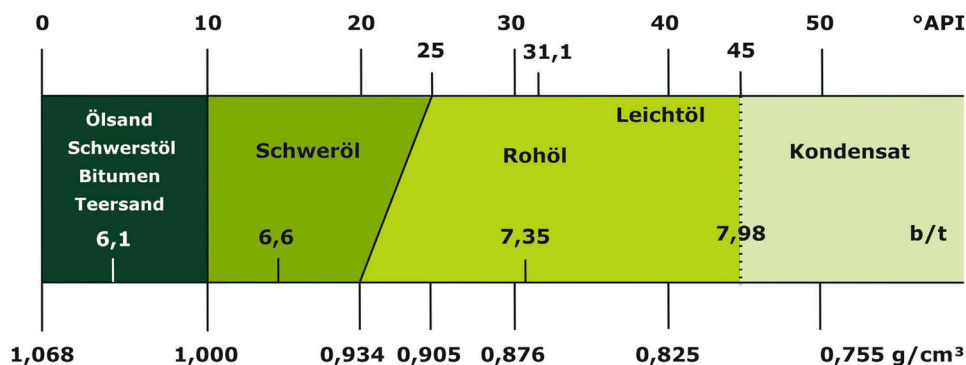
WBK Weichbraunkohle, Energieinhalt der Rohkohle (aschefrei) < 16.500 kJ/kg.

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	$1 \text{ J} = 1 \text{ Ws}$
GJ	Gigajoule	$1 \text{ GJ} = 10^9 \text{ J} = 278 \text{ kWh} = 0,0341 \text{ t SKE}$
TJ	Terajoule	$1 \text{ TJ} = 10^{12} \text{ J} = 278 \cdot 10^3 \text{ kWh} = 34,1 \text{ t SKE}$
PJ	Petajoule	$1 \text{ PJ} = 10^{15} \text{ J} = 278 \cdot 10^6 \text{ kWh} = 34,1 \cdot 10^3 \text{ t SKE}$
EJ	Exajoule	$1 \text{ EJ} = 10^{18} \text{ J} = 278 \cdot 10^9 \text{ kWh} = 34,1 \cdot 10^6 \text{ t SKE}$
m^3	$1 \text{ m}^3 = 1000 \text{ L}$	
M.m^3	$1 \text{ M.m}^3 = 10^6 \text{ m}^3$	
G.m^3	$1 \text{ G.m}^3 = 10^9 \text{ m}^3$	
T.m^3	$1 \text{ T.m}^3 = 10^{12} \text{ m}^3$	
t	1 Tonne = 1000 kg	
kt	1 kt = 1000 t	
Mt	1 Mt = 10^6 t	
Gt	1 Gt = 10^9 t	
Tt	1 Tt = 10^{12} t	

Umrechnungsfaktoren*

1 t Erdöl:	$1 \text{ toe} = 7,35 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1319 \text{ Nm}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t LNG:	$1.400 \text{ Nm}^3 \text{ Erdgas} = 1,06 \text{ toe} = 1,52 \text{ t SKE} = 44,4 \times 10^9 \text{ J}$
1000 Nm^3 Erdgas:	$35,315 \text{ cf} = 0,758 \text{ toe} = 1,083 \text{ t SKE} = 0,71 \text{ t LNG} = 31,736 \times 10^9 \text{ J}$
1 t SKE:	$0,70 \text{ toe} = 923 \text{ Nm}^3 \text{ Erdgas} = 29,3 \times 10^9 \text{ J}$
1 EJ (10^{18} J):	$34,1 \text{ Mio. t SKE} = 23,9 \text{ Mio. t Erdöl} = 31,5 \text{ Mrd. Nm}^3 \text{ Erdgas} = 278 \text{ Mrd. kWh}$
1 t Uran (nat.):	14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
1 kg Uran (nat.):	2,6 lb U_3O_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 7: Gesamtpotenzial (EUR) konventionelles Erdöl Ende 2004 [in Mt]

Land	Kum. Förderung	Förderung 2004	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
Albanien	50,3	0,3	22	20	93	42
Bulgarien	8,7	0,1	2	5	16	7
Dänemark	218,0	19,4	230	50	498	280
Deutschland	268,6	3,5	51	20	340	71
Frankreich	116,8	1,2	20	70	207	90
Griechenland	15,8	0,1	1	20	37	21
Großbritannien	3.000,0	95,4	816	1.100	4.916	1.916
Irland				10	10	10
Italien	137,2	5,4	85	120	342	205
Kroatien	95,8	1,0	10	20	126	30
Litauen	2,9	0,3	2	20	25	22
Malta				5	5	5
Niederlande	129,7	3,0	30	60	220	90
Norwegen	2.540,3	149,9	1.217	1.750	5.507	2.967
Österreich	114,1	1,0	8	10	133	18
Polen	56,3	1,0	26	40	122	66
Rumänien	726,3	5,7	130	160	1.016	290
Serbien & Montenegro	37,3	0,8	11	20	68	31
Slowakei	1,2	0,1	1	5	7	6
Spanien	36,4	0,3	21	20	78	41
Tschechische Rep.	8,4	0,3	2	10	20	12
Türkei	122,2	2,1	41	70	233	111
Ungarn	92,6	1,2	14	20	127	34
Aserbaidtschan	1.431,2	15,6	1.070	1.200	3.701	2.270
Georgien	23,1	0,1	5	50	78	55
Kasachstan	954,2	59,2	4.050	4.000	9.004	8.050
Kirgisistan	10,9	0,1	5	10	26	15
Moldau (Moldawien)	0,0			10	10	10
Russland	17.741,4	458,8	9.400	13.500	40.641	22.900
Tadschikistan	7,7	0,0	2	30	39	32
Turkmenistan	440,3	10,1	270	1.700	2.410	1.970
Ukraine	329,1	4,1	125	150	604	275
Usbekistan	157,6	6,6	185	400	743	585
Belarus (Weißrussland)	122,0	1,8	45	30	197	75
Ägypten	1.281,8	35,0	503	500	2.285	1.003
Äquatorialguinea	66,5	17,4	140	350	557	490
Äthiopien				10	10	10
Algerien	2.218,0	83,0	1.700	1.200	5.118	2.900
Angola	713,3	49,0	1.250	2.000	3.963	3.250
Benin	4,2	0,0	1	10	15	11
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	16,6	1,5	40	120	177	160
Eritrea				50	50	50
Gabun	428,9	11,8	340	700	1.469	1.040
Ghana	3,3	0,3	2	40	46	42

Fortsetzung Tabelle 7

Land	Kum. Förderung	Förderung 2004	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
Kamerun	152,6	3,2	54	200	407	254
Kongo, Rep.	229,8	12,4	205	600	1.035	805
Libyen	3.198,8	75,8	5.306	1.000	9.505	6.306
Madagaskar				20	20	20
Marokko	1,6	0,0		30	32	30
Mauretanien			20	10	30	30
Mosambik				20	20	20
Namibia				20	20	20
Nigeria	3.315,5	122,2	4.797	2.200	10.312	6.997
Südafrika, Rep.	9,5	1,6	2	20	32	22
Senegal				10	10	10
Seychellen				5	5	5
Simbabwe				10	10	10
Somalia				20	20	20
Sudan	56,0	14,9	77	250	383	327
Tansania				20	20	20
Tschad	8,8	8,8	140	100	249	240
Tunesien	170,2	3,3	42	300	512	342
Kongo, DR (ehem. Zaire)	34,7	1,0	25	50	110	75
Afrika ungegl.				13	13	13
Bahrain	159,8	1,7	17	200	377	217
Irak	3.886,4	99,7	15.646	3.800	23.333	19.446
Iran	7.766,7	202,6	17.959	3.900	29.626	21.859
Israel	2,0	0,0	0	5	7	5
Jemen	270,9	20,3	544	500	1.315	1.044
Jordanien	0,0	0,0	0	5	5	5
Katar	1.012,7	44,9	2.069	700	3.782	2.769
Kuwait	4.929,1	119,8	13.810	700	19.439	14.510
Oman	1.036,8	38,9	749	700	2.486	1.449
Saudi Arabien	14.668,2	487,9	35.633	8.700	59.001	44.333
Syrien	594,8	26,7	340	300	1.235	640
Vereinigte Arabische Emirate	3.243,7	125,8	13.306	1.000	17.550	14.306
Afghanistan	0,0	0,0	0	40	40	40
Australien	818,7	22,9	450	1.000	2.269	1.450
Bangladesch	1,4	0,2	8	30	39	38
Brunei	436,1	10,3	184	200	820	384
China, VR	4.328,8	174,5	3.100	2.200	9.629	5.300
Indien	924,7	38,0	731	400	2.056	1.131
Indonesien	2.918,8	55,1	639	1.100	4.658	1.739
Japan	44,6	0,7	8	10	63	18
Kambodscha				20	20	20
Malaysia	764,8	40,3	600	600	1.965	1.200
Mongolei	0,7	0,0	1	50	51	50

Fortsetzung Tabelle 7

Land	Kum. Förderung	Förderung 2004	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
Myanmar (Burma)	48,2	0,7	7	150	205	157
Neuseeland	41,9	1,2	7	50	99	57
Pakistan	69,6	3,1	39	150	259	189
Papua-Neuguinea	49,1	2,3	33	50	132	83
Philippinen	8,2	0,7	21	40	69	61
Taiwan	4,4	0,0	1	5	10	6
Thailand	71,8	9,0	79	100	251	179
Vietnam	169,1	20,8	130	200	499	330
Argentinien	1.241,0	37,9	364	500	2.105	864
Barbados	1,9	0,1	0	100	102	100
Bolivien	59,5	1,8	60	200	319	260
Brasilien	1.139,5	76,5	1.769	1.400	4.308	3.169
Chile	60,3	0,5	20	75	156	95
Ecuador	495,2	27,3	630	150	1.275	780
Grönland				500	500	500
Guatemala	14,4	1,0	72	10	96	82
Guyana				100	100	100
Kanada	3.997,0	147,6	585	2.000	6.582	2.585
Kolumbien	862,9	27,3	210	700	1.773	910
Kuba	36,5	3,8	102	60	199	162
Paraguay				100	100	100
Mexiko	4.926,9	190,7	3.086	2.900	10.913	5.986
Peru	323,5	4,4	130	500	953	630
Suriname	7,3	0,6	15	50	72	65
Trinidad & Tobago	456,1	7,4	135	200	791	335
Uruguay				20	20	20
USA	28.188,3	329,8	3.328	8.000	39.517	11.328
Venezuela	8.171,1	153,5	10.507	3.000	21.678	13.507
Lateinamerika ungegl.				3	3	3
WELT	139.159,2	3.847,4	159.664	82.056	380.880	241.720
Europa	7.779,0	291,8	2.740	3.625	14.144	6.365
GUS	21.217,3	556,3	15.157	21.080	57.454	36.237
Afrika	11.910,0	441,2	14.645	9.878	36.433	24.523
Naher Osten	37.571,0	1.168,3	100.074	20.510	158.155	120.584
Austral-Asien	10.700,6	379,8	6.036	6.395	23.131	12.431
Nordamerika	37.112,2	668,1	7.000	13.400	57.512	20.400
Lateinamerika	12.869,0	341,9	14.013	7.168	34.050	21.181
OPEC	55.329,0	1.570,3	121.372	27.300	204.001	148.672
OPEC-Golf	35.506,8	1.080,7	98.423	18.800	152.730	117.223
OECD	44.875,1	976,6	10.028	17.835	72.738	27.863
EU-25	4.198,1	132,0	1.307	1.580	7.085	2.887
Sonstige	38.955,2	1.300,4	28.264	36.921	104.141	65.185

Tabelle 8: Verbrauch Mineralöl im Jahr 2004 [in Mt]: Die wichtigsten Länder (> 5 Mt) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	USA	937,6	24,7%	24,7%
2	China, VR	308,6	8,1%	32,9%
3	Japan	250,5	6,6%	39,5%
4	Russland	128,5	3,4%	42,9%
5	Indien	119,3	3,1%	46,0%
6	Deutschland	113,2	3,0%	49,0%
7	Korea, Rep. (Südkorea)	104,8	2,8%	51,8%
8	Brasilien	101,7	2,7%	54,5%
9	Kanada	99,6	2,6%	57,1%
10	Frankreich	95,2	2,5%	59,6%
11	Italien	89,5	2,4%	62,0%
12	Mexiko	85,2	2,2%	64,2%
13	Großbritannien	82,0	2,2%	66,4%
14	Saudi Arabien	79,6	2,1%	68,5%
15	Spanien	77,5	2,0%	70,5%
16	Iran	73,3	1,9%	72,5%
17	Indonesien	54,7	1,4%	73,9%
18	Niederlande	45,2	1,2%	75,1%
19	Taiwan	41,5	1,1%	76,2%
20	Thailand	40,0	1,1%	77,3%
21	Australien	38,8	1,0%	78,3%
22	Singapur	35,0	0,9%	79,2%
23	Türkei	32,0	0,8%	80,1%
24	Belgien	30,2	0,8%	80,8%
25	Irak	27,1	0,7%	81,6%
26	Ägypten	26,7	0,7%	82,3%
27	Venezuela	26,1	0,7%	83,0%
28	Südafrika, Rep.	24,9	0,7%	83,6%
29	Malaysia	24,5	0,6%	84,3%
30	Griechenland	21,4	0,6%	84,8%
31	Polen	21,3	0,6%	85,4%
32	Argentinien	18,7	0,5%	85,9%
33	Pakistan	17,5	0,5%	86,3%
34	Philippinen	16,0	0,4%	86,8%
35	Portugal	15,4	0,4%	87,2%
36	China – Hongkong	15,3	0,4%	87,6%
37	Schweden	15,0	0,4%	88,0%
38	Syrien	15,0	0,4%	88,4%
39	Israel	14,0	0,4%	88,7%
40	Kuwait	13,7	0,4%	89,1%
41	Ukraine	13,5	0,4%	89,5%
42	Österreich	13,5	0,4%	89,8%

Fortsetzung Tabelle 8

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
43	Vereinigte Arabische Emirate	13,0	0,3%	90,2%
44	Nigeria	12,5	0,3%	90,5%
45	Schweiz	11,9	0,3%	90,8%
46	Libyen	11,5	0,3%	91,1%
47	Vietnam	11,0	0,3%	91,4%
48	Rumänien	10,7	0,3%	91,7%
49	Algerien	10,7	0,3%	92,0%
50	Finnland	10,6	0,3%	92,2%
51	Kolumbien	10,6	0,3%	92,5%
52	Kuba	10,3	0,3%	92,8%
53	Norwegen	10,2	0,3%	93,1%
54	Chile	10,0	0,3%	93,3%
55	Kasachstan	9,6	0,3%	93,6%
56	Tschechische Rep.	9,5	0,3%	93,8%
57	Dänemark	9,1	0,2%	94,1%
58	Irland	9,0	0,2%	94,3%
59	Trinidad & Tobago	7,5	0,2%	94,5%
60	Peru	7,4	0,2%	94,7%
61	Belarus (Weißrussland)	7,0	0,2%	94,9%
62	Marokko	7,0	0,2%	95,1%
63	Neuseeland	7,0	0,2%	95,2%
64	Ecuador	7,0	0,2%	95,4%
65	Usbekistan	6,8	0,2%	95,6%
66	Dominikanische Rep.	6,4	0,2%	95,8%
67	Ungarn	6,3	0,2%	95,9%
68	Jordanien	5,8	0,2%	96,1%
69	Libanon	5,0	0,1%	96,2%
	WELT	3.789,2	100,0%	
	Europa	763,8	20,2%	
	GUS	176,9	4,7%	
	Afrika	135,8	3,6%	
	Naher Osten	259,2	6,8%	
	Austral-Asien	1.100,7	29,0%	
	Nordamerika	1.122,4	29,6%	
	Lateinamerika	229,9	6,1%	
	OPEC	325,5	8,6%	
	OECD	2.251,9	59,4%	
	EU-25	682,0	18,0%	
	Sonstige	1.211,8	32,0%	

**Tabelle 9: Import Rohöl 2004: Die wichtigsten Länder (>5Mt)
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	USA	573,6	26,7%	26,7%
2	Japan	206,2	9,6%	36,3%
3	China, VR	122,8	5,7%	42,0%
4	Korea, Rep. (Südkorea)	113,6	5,3%	47,3%
5	Deutschland	110,1	5,1%	52,4%
6	Indien	97,1	4,5%	56,9%
7	Italien	93,4	4,3%	61,3%
8	Frankreich	85,3	4,0%	65,2%
9	Großbritannien	62,3	2,9%	68,1%
10	Niederlande	60,4	2,8%	70,9%
11	Spanien	59,5	2,8%	73,7%
12	Singapur	47,0	2,2%	75,9%
13	Kanada	46,1	2,1%	78,0%
14	Belgien	38,2	1,8%	79,8%
15	Türkei	23,9	1,1%	80,9%
16	Südafrika, Rep.	23,0	1,1%	82,0%
17	Ukraine	22,0	1,0%	83,0%
18	Griechenland	21,6	1,0%	84,0%
19	Schweden	21,0	1,0%	85,0%
20	Brasilien	20,6	1,0%	86,0%
21	Australien	18,9	0,9%	86,8%
22	Belarus (Weißrussland)	18,0	0,8%	87,7%
23	Polen	17,9	0,8%	88,5%
24	Indonesien	16,5	0,8%	89,3%
25	Philippinen	15,8	0,7%	90,0%
26	Portugal	13,3	0,6%	90,6%
27	Finnland	12,3	0,6%	91,2%
28	Israel	11,4	0,5%	91,7%
29	Bahrain	11,3	0,5%	92,3%
30	Niederl. Antillen	10,9	0,5%	92,8%
31	Chile	9,7	0,5%	93,2%
32	Malaysia	8,1	0,4%	93,6%
33	Pakistan	8,0	0,4%	94,0%
34	Österreich	7,9	0,4%	94,3%
35	Marokko	7,4	0,3%	94,7%
36	Rumänien	7,1	0,3%	95,0%
37	Tschechische Rep.	6,5	0,3%	95,3%
38	Litauen	6,5	0,3%	95,6%
39	Slowenien	5,9	0,3%	95,9%
40	Bulgarien	5,8	0,3%	96,2%
41	Ungarn	5,6	0,3%	96,4%
42	Slowakei	5,6	0,3%	96,7%
43	Schweiz	5,2	0,2%	96,9%
44	Russland	5,0	0,2%	97,2%

Fortsetzung Tabelle 9

Region	Mt	Anteil
Europa	691,4	32,2%
GUS	47,1	2,2%
Afrika	40,8	1,9%
Austral-Asien	663,0	30,8%
Naher Osten	27,3	1,3%
Nordamerika	619,9	28,8%
Lateinamerika	59,7	2,8%
WELT	2.149,2	100,0%
OPEC	16,5	0,8%
OECD	1.673,4	77,9%
EU-25	640,8	29,8%
Sonstige	459,3	21,4%

**Tabelle 10: Export Rohöl 2004 Die wichtigsten Länder (>5Mt)
sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen**

Rang	Land	Mt	Anteil	Anteil kum.
1	Saudi Arabien	340,7	15,9%	15,9%
2	Russland	257,0	12,0%	27,9%
3	Iran	134,2	6,3%	34,1%
4	Norwegen	133,2	6,2%	40,3%
5	Nigeria	117,8	5,5%	45,8%
6	Vereinigte Arabische Emirate	108,6	5,1%	50,9%
7	Mexiko	105,3	4,9%	55,8%
8	Kanada	87,1	4,1%	59,9%
9	Venezuela	78,3	3,7%	63,5%
10	Irak	72,5	3,4%	66,9%
11	Kuwait	70,7	3,3%	70,2%
12	Libyen	64,2	3,0%	73,2%
13	Großbritannien	64,1	3,0%	76,2%
14	Kasachstan	51,0	2,4%	78,5%
15	Algerien	44,7	2,1%	80,6%
16	Oman	38,2	1,8%	82,4%
17	Angola	36,1	1,7%	84,1%
18	Guatemala	28,3	1,3%	85,4%
19	Katar	27,1	1,3%	86,7%
20	Indonesien	20,6	1,0%	87,6%
21	Malaysia	20,1	0,9%	88,6%
22	Äquatorialguinea	17,4	0,8%	89,4%
23	Syrien	16,9	0,8%	90,2%
24	Gabun	15,7	0,7%	90,9%
25	Australien	15,6	0,7%	91,6%
26	Vietnam	15,1	0,7%	92,3%
27	Dänemark	15,1	0,7%	93,0%
28	Jemen	15,0	0,7%	93,7%
29	Sudan	14,9	0,7%	94,4%
30	Kongo, Rep.	12,7	0,6%	95,0%
31	Ecuador	12,4	0,6%	95,6%
32	Brasilien	12,3	0,6%	96,2%
33	Aserbaidshan	10,8	0,5%	96,7%
34	Argentinien	10,4	0,5%	97,2%
35	Kolumbien	10,3	0,5%	97,6%
36	Brunei	8,9	0,4%	98,1%
37	Kamerun	6,0	0,3%	98,3%
38	China, VR	5,5	0,3%	98,6%

Fortsetzung Tabelle 10

Region	Mt	Anteil
Europa	217,1	10,1%
GUS	322,6	15,0%
Afrika	335,6	15,6%
Austral-Asien	92,7	4,3%
Naher Osten	824,0	38,4%
Nordamerika	196,5	9,2%
Lateinamerika	156,6	7,3%
WELT	2.145,1	100,0%
OPEC	1.079,5	50,3%
OECD	429,7	20,0%
Sonstige	635,9	29,6%
EU-25	84,0	3,9%

Tabelle 11: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas Ende 2004 [in G.m³]

Land	Förderung	Kum.	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
	2004	Förderung				
Dänemark	8,3	105,9	132	100	338	232
Deutschland	20,4	892,5	270	200	1.362	470
Frankreich	1,3	221,2	13	300	534	313
Griechenland	0,0	1,3	1	10	12	11
Großbritannien	101,0	2.007,7	826	1.150	3.984	1.976
Irland	1,9	53,1	20	50	123	70
Italien	13,0	662,6	227	500	1.389	727
Malta		0,0		6	6	6
Niederlande	77,5	2.723,9	1.572	200	4.496	1.772
Norwegen	78,5	966,5	2.386	3.200	6.552	5.586
Portugal		0,0		40	40	40
Österreich	2,0	82,5	15	50	148	65
Spanien	0,0	10,6	3	500	513	503
Türkei	0,4	6,9	8	20	35	28
Rumänien	13,2	1.184,9	310	400	1.895	710
Albanien	0,0	7,7	3	10	20	13
Bulgarien	0,3	4,4	6	15	25	21
Kroatien	1,7	52,0	25	80	157	105
Polen	4,4	214,5	165	150	529	315
Serbien & Montenegro	0,5	29,7	48	40	118	88
Slowenien		0,0	0	0	0	0
Tschechische Rep.	0,1	13,2	4	10	27	14
Slowakei	0,2	24,5	15	15	55	30
Ungarn	3,1	202,8	69	80	352	149
Aserbaidshan	5,0	420,0	1.000	1.900	3.320	2.900
Georgien	0,0	2,7	8	100	111	108
Kasachstan	20,1	232,2	2.000	2.500	4.732	4.500
Kirgisistan	0,0	7,2	6	20	33	26
Moldau (Moldawien)		0,0		20	20	20
Russland	634,0	15.414,9	47.578	83.000	145.993	130.578
Tadschikistan	0,0	8,3	6	100	114	106
Turkmenistan	58,6	1.960,1	2.850	6.000	10.810	8.850
Ukraine	19,5	1.803,2	1.121	900	3.825	2.021
Usbekistan	59,9	1.634,3	1.875	1.500	5.009	3.375
Belarus (Weißrussland)	0,2	10,9	3	20	34	23
Ägypten	29,0	296,2	1.869	1.000	3.165	2.869
Äquatorialguinea	0,0	0,2	37	200	237	237
Äthiopien		0,0	25	20	45	45
Algerien	84,4	1.475,5	4.545	1.500	7.521	6.045
Angola	0,7	14,8	46	1.200	1.261	1.246
Benin		0,0	1	20	21	21
Cote d'Ivoire (Elfenbeinküste)	1,8	12,6	28	170	211	198
Eritrea		0,0	0	150	150	150
Gabun	0,1	3,5	34	400	437	434

Fortsetzung Tabelle 11

Land	Förderung 2004	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
Ghana		0,0	24	30	54	54
Guinea-Bissau		0,0		6	6	6
Kamerun		0,0	110	150	260	260
Kongo, DR (Zaire)			1	10	11	11
Kongo, Rep.		0,0	91	300	391	391
Libyen	7,1	177,5	1.473	600	2.250	2.073
Madagaskar		0,0	2	5	7	7
Marokko	0,0	2,0	1	5	8	6
Mauretanien			50	8	58	58
Mosambik		0,0	127	200	327	327
Namibia		0,0	62	300	362	362
Nigeria	20,6	164,7	5.296	3.500	8.961	8.796
Südafrika, Rep.	1,8	23,2	20	50	93	70
Ruanda			57	20	77	77
Senegal				10	10	10
Seychellen				20	20	20
Simbabwe				10	10	10
Somalia			6	400	406	406
Sudan			85	450	535	535
Tansania			23	100	123	123
Togo				10	10	10
Tschad				50	50	50
Tunesien	2,5	25,2	78	300	403	378
Australien	35,2	620,5	2.530	2.000	5.151	4.530
Neuseeland	4,3	117,4	33	100	251	133
Papua-Neuguinea	0,1	1,4	346	350	697	696
Bahrain	9,8	158,9	92	200	451	292
Irak	1,9	92,8	3.115	4.000	7.208	7.115
Iran	85,5	1.063,3	27.550	11.000	39.613	38.550
Israel	1,0	4,1	39	100	143	139
Jemen	0,2	1,6	479	500	980	979
Jordanien	0,0	3,0	6	100	109	106
Katar	39,2	367,6	25.771	2.500	28.639	28.271
Kuwait	9,7	205,2	1.572	500	2.277	2.072
Oman	17,6	138,6	829	900	1.868	1.729
Palästina				40	40	40
Saudi Arabien	64,0	935,5	6.655	11.000	18.591	17.655
Syrien	5,2	69,0	241	200	510	441
Vereinigte Arabische Emirate	45,8	694,4	6.007	1.500	8.201	7.507
Afghanistan	0,0	55,9	100	500	656	600
Bangladesh	13,2	158,5	300	900	1.359	1.200
Brunei	12,1	288,0	391	300	979	691
China	40,8	621,9	1.850	10.000	12.472	11.850
Indien	29,4	389,3	854	800	2.043	1.654
Indonesien	73,3	1.318,2	2.557	3.500	7.375	6.057

Fortsetzung Tabelle 11

Land	Förderung 2004	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	EUR	Verbl. Potenzial
Japan	2,8	102,0	40	5	147	45
Kambodscha				50	50	50
Korea, Rep. (Südkorea)			20	50	70	70
Laos				30	30	30
Malaysia	53,9	636,6	2.124	1.400	4.161	3.524
Myanmar (Burma)	7,4	55,9	283	700	1.039	983
Pakistan	23,2	465,8	760	800	2.026	1.560
Philippinen	2,0	6,1	107	200	313	307
Taiwan	0,0	46,7	76	5	128	81
Thailand	22,5	242,7	378	500	1.121	878
Vietnam	4,2	18,9	193	500	711	693
Kanada	182,8	4.316,3	1.603	8.000	13.919	9.603
Mexiko	47,4	1.135,5	421	2.000	3.556	2.421
USA	542,9	28.165,0	5.354	15.000	48.519	20.354
Grönland				2.300	2.300	2.300
Argentinien	45,7	726,4	613	1.500	2.839	2.113
Barbados				200	200	200
Bolivien	8,5	105,4	680	700	1.485	1.380
Brasilien	11,1	130,7	250	2.000	2.381	2.250
Chile	1,9	93,1	98	180	371	278
Ecuador	0,1	3,1	10	50	63	60
Grenada				23	23	23
Guatemala			3	5	8	8
Guyana				150	150	150
Kolumbien	6,4	154,4	114	400	669	514
Kuba	0,5	4,8	71	20	96	91
Paraguay				100	100	100
Peru	0,9	47,9	247	500	795	747
Surinam				100	100	100
Trinidad & Tobago	27,7	237,8	733	900	1.871	1.633
Uruguay				30	30	30
Venezuela	28,1	830,0	4.276	3.000	8.106	7.276
WELT	2.781,2	77.987,6	176.422	206.770	461.180	383.192
Europa	327,8	9.468,2	6.116	7.126	22.711	13.242
GUS	797,1	21.493,9	56.447	96.060	174.000	152.507
Afrika	148,1	2.195,3	14.091	11.196	27.482	25.287
Naher Osten	279,9	3.734,0	72.356	32.540	108.630	104.896
Austral-Asien	324,4	5.145,8	12.941	22.690	40.777	35.631
Nordamerika	773,1	33.616,7	7.377	27.300	68.294	34.677
Lateinamerika	130,9	2.333,7	7.095	9.858	19.286	16.953
OPEC	459,6	7.324,8	88.290	42.600	138.742	131.417
OECD	1127,2	42.646,2	15.849	36.036	94.407	51.761
EU-25	233,1	7.216,2	3.483	3.355	13.908	6.691
Sonstige	1194,4	28.016,6	73.023	128.134	228.030	200.014

Tabelle 12: Erdgasverbrauch 2004: Die größten Verbraucherländer [> 10 G.m³] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Mrd. m³	Anteil	
			Land	kumuliert
1	USA	646,7	23,2%	23,2%
2	Russland	425,0	15,3%	38,5%
3	Deutschland	99,9	3,6%	42,1%
4	Großbritannien	98,0	3,5%	45,6%
5	Kanada	89,5	3,2%	48,9%
6	Iran	87,1	3,1%	52,0%
7	Italien	77,0	2,8%	54,8%
8	Ukraine	75,8	2,7%	57,5%
9	Japan	74,2	2,7%	60,1%
10	Saudi Arabien	64,0	2,3%	62,5%
11	Usbekistan	52,0	1,9%	64,3%
12	Niederlande	50,0	1,8%	66,1%
13	Mexiko	48,4	1,7%	67,9%
14	Frankreich	45,8	1,6%	69,5%
15	Vereinigte Arabische Emirate	39,9	1,4%	70,9%
16	China, VR	39,0	1,4%	72,3%
17	Argentinien	37,9	1,4%	73,7%
18	Indonesien	33,7	1,2%	74,9%
19	Malaysia	33,2	1,2%	76,1%
20	Indien	32,1	1,2%	77,3%
21	Ägypten	32,0	1,2%	78,4%
22	Thailand	28,7	1,0%	79,4%
23	Korea, Rep. (Südkorea)	28,5	1,0%	80,5%
24	Venezuela	28,1	1,0%	81,5%
25	Spanien	26,7	1,0%	82,5%
26	Pakistan	25,7	1,0%	83,4%
27	Australien	24,5	0,9%	84,3%
28	Türkei	22,0	0,9%	85,2%
29	Algerien	21,2	0,8%	86,0%
30	Belarus (Weißrussland)	19,5	0,8%	86,8%
31	Brasilien	18,9	0,8%	87,5%
32	Rumänien	18,8	0,7%	88,2%
33	Polen	15,7	0,7%	88,9%
34	Turkmenistan	15,5	0,7%	89,6%
35	Ungarn	15,3	0,6%	90,1%
36	Belgien	15,2	0,6%	90,7%
37	Kasachstan	15,2	0,5%	91,3%
38	Katar	15,1	0,5%	91,8%
39	Bangladesh	13,2	0,5%	92,3%
40	Trinidad & Tobago	12,2	0,5%	92,9%
41	Taiwan	10,1	0,5%	93,4%
WELT		2.781,7	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 12

Region	Mrd. m ³	Anteil
		Land
Europa	556,4	20,0%
GUS	617,5	22,2%
Afrika	88,7	3,2%
Naher Osten	245,7	8,8%
Austral-Asien	367,5	13,4%
Nordamerika	784,6	28,2%
Lateinamerika	117,1	4,2%
WELT	2.781,7	100,0%
OPEC	316,2	11,4%
OECD	1.437,5	51,7%
EU-25	519,0	18,7%
Sonstige	1.028,0	37,0%

Tabelle 13: Erdgasexport 2004: Die größten Exportländer [$> 2 \text{ G.m}^3$] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Menge	Anteil	
		Mrd. m^3	Land	kumuliert
1	Russland	198,0	25,1%	25,1%
2	Kanada	102,5	13,0%	38,1%
3	Norwegen	74,9	9,5%	47,6%
4	Algerien	60,3	7,6%	55,2%
5	Niederlande	49,2	6,2%	61,4%
6	Turkmenistan	42,0	5,3%	66,8%
7	Indonesien	39,6	5,4%	71,8%
8	Malaysia	29,3	3,7%	75,5%
9	Katar	24,1	3,0%	78,5%
10	USA	21,4	2,7%	81,2%
11	Trinidad & Tobago	14,0	1,8%	83,0%
12	Kasachstan	13,1	1,7%	84,7%
13	Nigeria	12,6	1,6%	86,3%
14	Deutschland	12,2	1,5%	87,8%
16	Australien	12,2	1,5%	89,4%
17	Oman	10,2	1,3%	90,7%
18	Großbritannien	9,8	1,2%	91,9%
19	Brunei	9,5	1,2%	93,1%
20	Bolivien	7,9	1,1%	94,1%
21	Argentinien	7,8	1,0%	95,1%
22	Myanmar (Burma)	7,5	1,0%	96,0%
23	Ver. Arabische Emirate	7,4	0,9%	97,0%
24	Usbekistan	5,1	0,6%	97,6%
25	Ukraine	4,8	0,6%	98,2%
26	Dänemark	3,8	0,5%	98,7%
27	Iran	3,6	0,5%	99,2%
28	Belgien	2,8	0,4%	99,5%
	WELT	789,3	100,0%	
	Europa	151,4	19,2%	
	GUS	263,0	33,3%	
	Afrika	75,1	9,5%	
	Naher Osten	45,2	5,7%	
	Austral-Asien	98,1	12,4%	
	Nordamerika	123,9	15,7%	
	Lateinamerika	29,7	3,8%	
	OPEC	148,7	18,8%	
	OECD	290,3	36,8%	
	EU-25	76,5	9,7%	
	Sonstige	350,3	44,4%	

Tabelle 14: Erdgasimporte 2004: Die größten Importländer [> 2 G.m³] sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gruppierungen

Rang	Land	Menge	Anteil	
		Mrd. m ³	Land	kumuliert
1	USA	120,5	15,2%	15,2%
2	Deutschland	91,8	11,6%	26,8%
3	Japan	77,0	9,7%	36,5%
4	Italien	67,3	8,5%	45,0%
5	Ukraine	57,0	7,2%	52,2%
6	Frankreich	44,7	5,6%	57,9%
7	Korea, Rep. (Südkorea)	29,9	3,8%	61,6%
8	Spanien	27,3	3,4%	65,1%
9	Türkei	22,2	2,8%	67,9%
10	Belarus (Weißrussland)	19,3	2,4%	70,3%
11	Belgien	19,3	2,4%	72,8%
12	Niederlande	13,6	1,7%	74,5%
13	Kasachstan	11,7	1,5%	75,9%
14	Großbritannien	11,4	1,4%	77,4%
16	Mexiko	11,0	1,4%	78,8%
17	Russland	11,0	1,4%	80,2%
18	Ungarn	11,0	1,4%	81,6%
19	Tschechische Rep.	9,8	1,2%	82,8%
20	Taiwan	9,1	1,2%	83,9%
21	Polen	9,1	1,1%	85,1%
22	Kanada	8,7	1,1%	86,2%
23	Österreich	7,8	1,0%	87,2%
24	Singapur	7,8	1,0%	88,2%
25	Brasilien	7,6	1,0%	89,1%
26	Thailand	7,5	0,9%	90,1%
27	Slowakei	7,3	0,9%	91,0%
28	Chile	7,2	0,9%	91,9%
29	Rumänien	5,9	0,7%	92,6%
30	Iran	5,2	0,7%	93,3%
31	Aserbaidshon	4,9	0,6%	93,9%
32	Finnland	4,6	0,6%	94,5%
33	Irland	3,7	0,5%	95,0%
34	Portugal	3,6	0,4%	95,4%
35	Litauen	2,9	0,4%	95,8%
36	Bulgarien	2,9	0,4%	96,2%
37	Schweiz	2,9	0,4%	96,5%
39	Griechenland	2,8	0,3%	96,9%
40	Indien	2,6	0,3%	97,2%
41	Moldau (Moldawien)	2,3	0,3%	97,5%
	WELT	791,8	100,0%	

Fortsetzung Tabelle 14

Region	Mrd. m ³	Anteil	
		Land	kumuliert
Europa	380,5	48,1%	
GUS	111,3	14,1%	
Afrika	1,8	0,2%	
Naher Osten	7,5	0,9%	
Austral-Asien	133,9	16,9%	
Nordamerika	140,3	17,7%	
Lateinamerika	16,6	2,1%	
WELT	791,8	100,0%	
OPEC	6,4	0,8%	
OECD	609,3	76,9%	
EU-25	300,0	37,9%	
Sonstige	176,1	22,2%	

Tabelle 15: Weichbraunkohleförderung 2004 [Rangfolge in kt]

Land	Menge in kt	Anteil in %
Deutschland	181.926,0	20,16
USA	74.000,0	8,20
Russland	70.300,0	7,79
Griechenland	68.000,0	7,53
Australien	67.260,0	7,45
Polen	61.000,0	6,76
Türkei	59.000,0	6,54
Tschechische Republik	49.000,0	5,43
China, VR	48.900,0	5,42
Serbien & Montenegro	32.000,0	3,55
Rumänien	27.774,0	3,08
Indien	24.000,0	2,66
Bulgarien	24.000,0	2,66
Indonesien	23.000,0	2,55
Thailand	21.600,0	2,39
Ungarn	12.000,0	1,33
Kanada	11.300,0	1,25
Mazedonien	8.000,0	0,89
Spanien	8.000,0	0,89
Bosnien-Herzegowina	5.500,0	0,61
Mongolei	5.000,0	0,55
Slowenien	5.000,0	0,55
Slowakei	3.046,6	0,34
Kasachstan	3.000,0	0,33
Usbekistan	2.750,0	0,30
Philippinen	2.700,0	0,30
Österreich	1.200,0	0,13
Ukraine	1.100,0	0,12
Pakistan	900,0	0,10
Kirgisistan	390,0	0,04
Neuseeland	257,5	0,03
Vietnam	200,0	0,02
Frankreich	150,0	0,02
Albanien	100,0	0,01
Chile	40,0	0,00
Tadschikistan	33,0	0,00
Myanmar (Burma)	27,0	0,00
Georgien	12,0	0,00
Argentinien	10,0	0,00

Tabelle 16: Weichbraunkohleverbrauch 2004 [Rangfolge in kt]

Land	Menge in kt	Anteil in %
Deutschland	179.085,0	21,49
Russland	83.000,0	9,96
USA	73.951,0	8,87
Griechenland	68.000,0	8,16
Australien	66.000,0	7,92
Türkei	64.300,0	7,72
Polen	59.934,0	7,19
Tschechische Republik	48.852,8	5,86
Kanada	35.000,0	4,20
Serbien & Montenegro	35.000,0	4,20
Bulgarien	27.400,0	3,29
Rumänien	24.015,0	2,88
Indonesien	21.000,0	2,52
Ungarn	12.602,0	1,51
Spanien	8.500,0	1,02
Mazedonien	7.500,0	0,90
Slowenien	4.300,0	0,52
Slowakei	3.046,6	0,37
Kasachstan	2.900,0	0,35
Usbekistan	2.750,0	0,33
Bosnien-Herzegowina	1.700,0	0,20
Österreich	1.200,0	0,14
Ukraine	1.100,0	0,13
Pakistan	1.020,0	0,12
Kirgisistan	290,0	0,03
Neuseeland	250,0	0,03
Vietnam	200,0	0,02
Belgien	200,0	0,02
Frankreich	120,0	0,01
Kroatien	81,0	0,01
Albanien	50,0	0,01
Chile	40,0	0,00
Italien	30,0	0,00
Georgien	12,0	0,00
Tadschikistan	4,0	0,00

Tabelle 17: Weichbraunkohlereserven 2004 [Rangfolge in Mt]

Land	Menge in Mt	Anteil in %
Australien	37.700,0	18,44
Indien	35.000,0	17,12
USA	33.327,0	16,30
China, VR	18.600,0	9,10
Serbien & Montenegro	15.926,0	7,79
Russland	10.450,0	5,11
Deutschland	6.556,0	3,21
Brasilien	5.113,0	2,50
Griechenland	3.900,0	1,91
Tschechische Republik	3.458,0	1,69
Ungarn	3.159,0	1,55
Türkei	3.147,0	1,54
Kasachstan	3.128,0	1,53
Kanada	3.107,0	1,52
Usbekistan	3.000,0	1,47
Pakistan	2.990,0	1,46
Indonesien	2.906,0	1,42
Bulgarien	2.092,0	1,02
Ukraine	1.933,0	0,95
Polen	1.877,8	0,92
Mongolei	1.500,0	0,73
Thailand	1.354,0	0,66
Kirgisistan	812,0	0,40
Albanien	794,0	0,39
Rumänien	469,0	0,23
Mexiko	351,0	0,17
Neuseeland	333,0	0,16
Bosnien-Herzegowina	329,0	0,16
Slowenien	235,0	0,11
Grönland	183,0	0,09
Slowakei	172,0	0,08
Peru	100,0	0,05
Mazedonien	96,0	0,05
Philippinen	70,0	0,03
Belarus (Weißrussland)	60,0	0,03
Kroatien	33,0	0,02
Portugal	33,0	0,02
Spanien	30,0	0,01
Ecuador	24,0	0,01
Ruanda	20,0	0,01
Österreich	20,0	0,01
Vietnam	19,0	0,01
Mali	10,0	0,00
Georgien	10,0	0,00
Italien	7,0	0,00
Zentralafrikanische Republik	3,0	0,00

Tabelle 18: Weichbraunkohleressourcen 2004 [Rangfolge in Mt, nur > 50 Mt]

Land	Menge in Mt	Anteil in %
USA	395.580,0	42,87
Russland	107.922,0	11,70
China, VR	86.800,0	9,41
Kasachstan	83.489,0	9,05
Deutschland	76.396,3	8,28
Australien	41.900,0	4,54
Serbien & Montenegro	21.527,0	2,33
Polen	13.984,0	1,52
Brasilien	13.000,0	1,41
Mongolei	9.200,0	1,00
Ungarn	9.032,0	0,98
Argentinien	7.350,0	0,80
Türkei	5.812,0	0,63
Griechenland	5.800,0	0,63
Indonesien	4.474,0	0,48
Rumänien	4.053,0	0,44
Usbekistan	4.039,0	0,44
Indien	3.932,0	0,43
Bulgarien	3.655,0	0,40
Pakistan	3.180,0	0,34
Kanada	2.961,0	0,32
Ukraine	2.578,0	0,28
Tschechische Republik	2.566,0	0,28
Philippinen	2.366,7	0,26
Neuseeland	2.297,0	0,25
Iran	2.295,0	0,25
Thailand	1.391,0	0,15
Spanien	830,0	0,09
Vietnam	800,0	0,09
Slowenien	602,0	0,07
Albanien	375,0	0,04
Österreich	335,0	0,04
Korea, DVR (Nordkorea)	300,0	0,03
Malaysia	270,0	0,03
Laos	220,0	0,02
Grönland	183,0	0,02
Bosnien-Herzegowina	153,7	0,02
Belarus (Weißrussland)	152,0	0,02
Nigeria	136,1	0,01
Frankreich	114,0	0,01
Mazedonien	109,5	0,01
Südafrika, Rep.	100,0	0,01
Antarktis	98,0	0,01
Peru	90,0	0,01
Dominikanische Republik	83,5	0,01
Georgien	70,0	0,01

Tabelle 19: Hartkohleförderung 2004 [Rangfolge in kt, nur > 150 kt]

Land	Menge in kt	Anteil in %
China, VR	1.955.930,0	41,96
USA	902.210,4	19,35
Indien	369.000,0	7,92
Australien	285.860,0	6,13
Südafrika, Rep.	243.000,0	5,21
Russland	207.900,0	4,46
Indonesien	135.080,0	2,90
Polen	99.170,0	2,13
Kasachstan	83.000,0	1,78
Ukraine	80.170,0	1,72
Kanada	50.000,0	1,07
Kolumbien	48.000,0	1,03
Großbritannien	28.214,0	0,61
Deutschland	25.691,0	0,55
Vietnam	24.700,0	0,53
Korea, DVR (Nordkorea)	21.460,0	0,46
Tschechische Republik	18.000,0	0,39
Spanien	14.000,0	0,30
Mexiko	11.500,0	0,25
Venezuela	9.000,0	0,19
Slowakei	7.000,0	0,15
Neuseeland	4.897,9	0,11
Brasilien	4.200,0	0,09
Simbabwe	3.392,9	0,07
Korea, Rep. (Südkorea)	3.356,6	0,07
Pakistan	3.002,3	0,06
Bulgarien	3.000,0	0,06
Norwegen	2.948,4	0,06
Philippinen	2.700,0	0,06
Rumänien	2.640,0	0,06
Türkei	2.000,0	0,04
Iran	1.700,0	0,04
Mongolei	1.500,0	0,03
Botswana	1.000,0	0,02
Thailand	1.000,0	0,02
Kroatien	1.000,0	0,02
Malaysia	820,0	0,02
Kirgisistan	500,0	0,01
Ägypten	370,0	0,01
Chile	360,0	0,01
Ungarn	300,0	0,01
Swasiland	290,2	0,01
Frankreich	200,0	0,00
Sambia	190,0	0,00
Niger	160,0	0,00
Argentinien	160,0	0,00

Tabelle 20: Hartkohleverbrauch 2004 [Rangfolge in kt, nur > 80 kt]

Land	Menge in kt	Anteil in %
China, VR	2.009.000,0	43,23
USA	902.210,4	19,42
Indien	270.000,0	5,81
Südafrika, Rep.	172.000,0	3,70
Japan	159.700,0	3,44
Russland	151.900,0	3,27
Ukraine	84.000,0	1,81
Polen	80.200,0	1,73
Korea, Rep. (Südkorea)	79.123,0	1,70
Deutschland	69.000,0	1,48
Kanada	65.000,0	1,40
Australien	63.000,0	1,36
Großbritannien	58.500,0	1,26
Kasachstan	52.889,8	1,14
Taiwan	49.700,0	1,07
Indonesien	36.000,0	0,77
Spanien	35.767,0	0,77
Korea, DVR (Nordkorea)	21.460,0	0,46
Italien	21.000,0	0,45
Frankreich	20.000,0	0,43
Brasilien	17.700,0	0,38
Türkei	15.500,0	0,33
Mexiko	15.000,0	0,32
Tschechische Republik	15.000,0	0,32
Vietnam	14.100,0	0,30
Niederlande	13.300,0	0,29
Belgien	12.500,0	0,27
Israel	12.100,0	0,26
Hongkong	8.000,0	0,17
Philippinen	7.210,0	0,16
Rumänien	7.000,0	0,15
Dänemark	6.800,0	0,15
Finnland	6.500,0	0,14
Malaysia	6.259,7	0,13
Bulgarien	6.000,0	0,13
Mongolei	5.300,0	0,11
Thailand	5.000,0	0,11
Griechenland	5.000,0	0,11
Portugal	5.000,0	0,11
Slowakei	5.000,0	0,11
Simbabwe	4.500,0	0,10
Marokko	4.000,0	0,09
Pakistan	4.000,0	0,09
Österreich	3.900,0	0,08
Bosnien-Herzegowina	3.600,0	0,08
Chile	3.500,0	0,08

Fortsetzung Tabelle 20

Land	Menge in kt	Anteil in %
Schweden	3.400,0	0,07
Kolumbien	3.000,0	0,06
Irland	2.900,0	0,06
Usbekistan	2.600,0	0,06
Neuseeland	2.000,0	0,04
Ägypten	2.000,0	0,04
Estland	1.500,0	0,03
Iran	1.400,0	0,03
Argentinien	1.270,1	0,03
Ungarn	1.200,0	0,03
Kirgisistan	1.200,0	0,03
Slowenien	1.070,0	0,02
Botswana	1.060,0	0,02
Algerien	900,0	0,02
Peru	850,0	0,02
Kroatien	850,0	0,02
Venezuela	825,0	0,02
Belarus (Weißrussland)	500,0	0,01
Myanmar (Burma)	470,0	0,01
Mazedonien	380,0	0,01
Malta	320,0	0,01
Nepal	305,0	0,01
Bangladesch	300,0	0,01
Swasiland	290,2	0,01
Mauritius	250,0	0,01
Schweiz	250,0	0,01
Norwegen	200,0	0,00
Guatemala	200,0	0,00
Libanon	200,0	0,00
Sambia	190,0	0,00
Serbien & Montenegro	190,0	0,00
Moldau (Moldawien)	180,0	0,00
Niger	160,0	0,00
Virgin Islands (USA)	160,0	0,00
Neukaledonien	160,0	0,00
Luxemburg	151,0	0,00
Puerto Rico	150,0	0,00
Kongo, DR (Zaire)	140,0	0,00
Dominikanische Republik	140,0	0,00
Honduras	130,0	0,00
Tadschikistan	120,0	0,00
Litauen	108,7	0,00
Island	100,0	0,00
Lettland	100,0	0,00
Kamerun	90,0	0,00
Tansania	82,0	0,00

Tabelle 21: Hartkohlereserven 2004 [Rangfolge in Mt, nur > 50 Mt]

Land	Menge in Mt	Anteil in %
USA	249.543,2	31,77
Russland	146.560,0	18,66
China, VR	95.900,0	12,21
Indien	90.085,0	11,47
Australien	66.800,0	8,51
Südafrika, Rep.	48.750,0	6,21
Kasachstan	28.151,0	3,58
Ukraine	16.274,0	2,07
Polen	8.400,0	1,07
Kolumbien	7.063,1	0,90
Brasilien	5.000,0	0,64
Kanada	3.471,0	0,44
Tschechische Republik	2.094,0	0,27
Indonesien	2.062,0	0,26
Bangladesch	1.896,0	0,24
Mongolei	1.408,0	0,18
Chile	1.181,0	0,15
Türkei	1.039,0	0,13
Usbekistan	1.000,0	0,13
Peru	960,0	0,12
Mexiko	860,0	0,11
Serbien & Montenegro	665,0	0,08
Simbabwe	502,0	0,06
Spanien	500,0	0,06
Niederlande	497,0	0,06
Venezuela	479,0	0,06
Argentinien	424,0	0,05
Iran	419,0	0,05
Japan	359,0	0,05
Korea, DVR (Nordkorea)	300,0	0,04
Neuseeland	238,0	0,03
Großbritannien	220,0	0,03
Mosambik	212,0	0,03
Swasiland	208,0	0,03
Tansania	200,0	0,03
Ungarn	198,0	0,03
Nigeria	190,0	0,02
Deutschland	183,0	0,02
Philippinen	166,0	0,02
Vietnam	150,0	0,02
Bulgarien	95,0	0,01
Kongo, DR (Zaire)	88,0	0,01
Korea, Rep. (Südkorea)	80,0	0,01
Niger	70,0	0,01
Afghanistan	66,0	0,01
Pakistan	60,0	0,01

Tabelle 22: Hartkohleressourcen 2004 [Rangfolge in Mt, nur > 180 Mt]

Land	Menge in Mt	Anteil in %
Russland	1.820.000,0	45,33
China, VR	888.487,0	22,13
USA	411.954,0	10,26
Pakistan	184.600,0	4,60
Indien	161.700,0	4,03
Australien	152.000,0	3,79
Südafrika, Rep.	115.000,0	2,86
Kanada	49.805,0	1,24
Polen	46.000,0	1,15
Ukraine	42.960,0	1,07
Kasachstan	31.830,0	0,79
Brasilien	17.033,0	0,42
Kolumbien	16.350,0	0,41
Korea, DVR (Nordkorea)	12.000,0	0,30
Mongolei	9.200,0	0,23
Tschechische Republik	7.155,0	0,18
Vietnam	6.500,0	0,16
Großbritannien	5.000,0	0,12
Japan	4.772,0	0,12
Deutschland	4.695,0	0,11
Botswana	3.340,0	0,08
Bangladesch	3.000,0	0,07
Iran	3.000,0	0,07
Mosambik	2.400,0	0,06
Mexiko	2.000,0	0,05
Türkei	1.954,0	0,05
Ungarn	1.595,0	0,04
Tansania	1.500,0	0,04
Niederlande	1.406,0	0,04
Venezuela	1.308,0	0,03
Spanien	1.300,0	0,03
Indonesien	1.139,0	0,03
Sierra Leone	1.021,0	0,03
Usbekistan	1.000,0	0,02
Kongo, DR (Zaire)	720,6	0,02
Argentinien	701,0	0,02
Kirgisistan	660,0	0,02
Swasiland	567,0	0,01
Neuseeland	421,0	0,01
Afghanistan	395,5	0,01
Nigeria	300,0	0,01
Bulgarien	258,0	0,01
Antarktis	227,0	0,01
Philippinen	220,0	0,01
Belgien	200,0	0,00
Grönland	183,0	0,00

Tabelle 23: Die zehn Länder mit den größten Uranressourcen 2003/2004

Land	Reasonable Assured Resources		Esitimated Additional Resources	
	gewinnbar bis 80 \$/kg U	gewinnbar bis 130 \$/kg U	gewinnbar bis 80 \$/kg U	gewinnbar bis 130 \$/kg U
	1.000 t U			
Australien	714	735	287	323
Kasachstan	385	531	238	317
Kanada	287	345	85	99
Namibia	139	171	74	87
Südafrika	232	315	70	80
USA	102	345	n.a.	n.a.
Brasilien	86	86	57	57
Russland	124	143	34	121
Niger	102	102	126	126
Usbekistan	62	80	32	39
übrige Länder	292	327	56	165
insgesamt	2.525	3.180	1.059	1.414

Quellen: IAEA (2004); Datenbank BGR

Tabelle 24: Natururanproduktion der führenden Länder der Welt 1999 - 2004

Land	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Anteil 2004
	t U						%
Kanada	8.215	10.683	12.522	11.607	10.459	11.596	28,5
Australien	5.983	7.579	7.720	6.854	7.680	9.406	23,1
Niger	2.918	2.898	2.602	3.075	3.141	3.282	8,1
USA	1.773	1.455	1.000	925	788	877	2,2
Usbekistan	2.130	2.000	2.350	1.859	1.600	2.050	5,0
Russ. Föderation	2.500	2.500	2.910	2.750	3.073	3.200 ¹⁾	7,9
Namibia	2.689	2.683	2.239	2.334	2.037	3.038	7,5
Südafrika	917	808	923	824	758	754	1,8
Kasachstan	1.560	1.870	2.050	2.822	2.656	3.719	9,1
Ukraine ¹⁾	1.000	1.000	1.000	1.000	800	800	2,0
China, VR			654	500	750	750	1,8
Tschech. Rep.			431	465	346	412	1,0
übrige Länder	2.185	1.630	614 ²⁾	859 ²⁾	825 ²⁾	773 ²⁾	1,9
insgesamt	31.870	36.112	37.015	35.874	34.913	40.657	100,0

¹⁾ geschätzt

²⁾ Brasilien, Deutschland, Indien, Pakistan, Rumänien



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>