



DOKUMENTATION

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002

Nr.: 519

Stand:

Oktober 2002

Redaktion:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Herausgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
Referat LP4 - Kommunikation und Internet -

ISSN 0342 - 9288 (BMWA-Dokumentation)

www.bmwa.bund.de

Der Umwelt zuliebe gedruckt auf 100% Recyclingpapier

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002 *

-Kurzfassung-

* Die komplette Studie erscheint bei: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele u. Obermiller), Johannesstraße 3A, 70176 Stuttgart, Telefon: (0711)781-94672, Telefax: (0711)490-72211, Internet: www.schweizerbart.de

Vorwort

Die Untersuchung der „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002“ setzt die Reihe der Energiestudien der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) fort. Die erste Studie war 1976 unter der Bezeichnung „Das Angebot von Energierohstoffen“ als Abschnitt III der Untersuchung „Die künftige Entwicklung der Energienachfrage und deren Deckung – Perspektiven bis zum Jahr 2000“ erstellt worden. 1980 folgte „Energierohstoffe der Welt – Bestandsaufnahme 1980“ für die 11. Weltenergiekonferenz in München. 1989 begann die Reihe „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“. Die Studie von 1989 betrachtete neben den Kohlen, Kohlenwasserstoffen und dem Uran auch die Geothermische Energie, Biomasse, Hydraulische Energie, Sonnen-, Wind- und Meeresenergie. 1995 wurden Kohlenwasserstoffe, Kohle und Kernbrennstoffe weltweit sowie Geothermische Energie in Europa untersucht, die in der Studie 1998 fortgeschrieben wurden, mit einer ausführlicheren Betrachtung der Geothermischen Energie weltweit.

Die vorliegende Studie knüpft an die vorhergehenden Studien an und aktualisiert diese mit Stand zum Jahreswechsel 2001/02.

Seit der Energiestudie 1998 (Stand 31.12.1997) haben in der Weltwirtschaft regional unterschiedliche Entwicklungen stattgefunden.

Bezogen auf die Energiemärkte waren folgende Tendenzen bestimmend:

- ◆ Zunehmende Globalisierung mit
 - wachsender Liberalisierung der Strom- und Erdgasmärkte und
 - weiterer Konzentration bei den Produzenten und Energieanbietern durch Firmenzusammenschlüsse und -übernahmen.
- ◆ Starke Schwankungen der Energiepreise, insbesondere bei Erdöl, und nachfolgend bei anderen fossilen Energieträgern.
- ◆ Verstärkte Diskussionen zur nationalen und internationalen Energiepolitik. Hier sind die nationalen Energieprogramme der USA und Russlands, aber auch das Weißbuch der EU zur zukünftigen Energieversorgung der Union zu erwähnen.
- ◆ Internationale Verhandlungen zur Klimaproblematik mit dem Ziel der Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der langfristigen Verringerung des Einsatzes fossiler Brennstoffe.
- ◆ Konträre Standpunkte zur zukünftigen Nutzung der Kernenergie.

Voraussagen über künftige Entwicklungen sind mit größeren Ungewissheiten behaftet. Die meisten verfügbaren Prognosen über die Entwicklung des Energieverbrauches 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.

Der neueste „World Energy Outlook“ der IEA vom September 2002 (IEA 2002) rechnet für das Jahr 2030 mit einem Energieverbrauch von 15,3 Gtoe. Das bedeutet gegenüber dem Jahr 2000 einen Zuwachs um zwei Drittel. Damit steigt die Nachfrage nach Energie in diesem Zeitraum jährlich um 1,7 %, die Steigerungsraten sind aber geringer als in den letzten drei Dekaden (+ 2,1 %). Ein besonders hohes Wachstumstempo wird in den Entwicklungsländern erwartet, auf die über 60 % des Zuwachses entfallen.

Die fossilen Brennstoffe werden auch in den kommenden drei Jahrzehnten die Hauptenergiequelle bleiben und müssen über 90 % des Verbrauchsanstieges decken. So wird bei Erdöl ein jährlicher Anstieg des Bedarfs von 1,6 % prognostiziert, was einem Bedarf von 6 Gt im Jahr 2030 gleichkommt. Hier könnten aus unserer Sicht Engpässe auftreten. Der Erdgasbedarf steigt überdurchschnittlich und dürfte sich bis 2030 verdoppeln. Damit nimmt der Erdgasanteil am PEV von gegenwärtig 23 % auf 28 % im Jahr 2030 zu. Das Wachstum bei der Kohle wird als weniger stark prognostiziert, während bei der Kernenergie mit einem Rückgang gerechnet wird. Der Transportsektor wird als wesentlicher Wachstumsmarkt mit jährlichen Steigerungsraten von 2,1 % gesehen.

Vorwort

Von der IEA wird ein rapides Ansteigen des Energiehandels insbesondere bei Erdöl und Erdgas erwartet, der sich mehr als verdoppelt, und 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 nutzt hauptsächlich traditionelle Biomasse für die Befriedigung ihrer Energiebedürfnisse. Unter diesem Aspekt bildet eine ausreichende und bezahlbare Energieversorgung bei gleichzeitiger Beachtung der Umweltverträglichkeit einen wichtigen Teilbereich der zukünftigen Energiepolitik.

Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen: 2002

Die vorliegende Ausarbeitung "Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002" (Arbeitstitel: Energiestudie 2002) wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (Referat IX A 2) im Laufe des Jahres 2002 von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe erstellt. Sie ist eine Aktualisierung der gleichlautenden Studie des Jahres 1998. Der Rahmen der betrachteten Energierohstoffe wurde zwischen BMWA und BGR abgestimmt.

An der Erstellung der Energiestudie 2002 waren beteiligt:

Koordination

PETER GERLING, FRITZ BARTHEL

Konventionelles Erdöl

HILMAR REMPEL

Nicht-konventionelles Erdöl

HANS GEORG BABIES

Verfügbarkeit von Erdöl

HILMAR REMPEL

Konventionelles Erdgas

HILMAR REMPEL

Nicht-konventionelles Erdgas

STEFAN SCHLÖMER (Erdgas aus dichten Lagerstätten), THOMAS THIELEMANN (Kohleflözgas),
BERNHARD CRAMER (Erdgas aus Aquiferen), CHRISTIAN BÖNNEMANN (Gashydrate)

Verfügbarkeit von Erdgas

HILMAR REMPEL

Kohle und Torf

THOMAS THIELEMANN, VOLKER THOSTE

Uran und Thorium

FRITZ BARTHEL, VOLKER THOSTE

Geothermische Energie

GÜNTER BUNTEBARTH, KLAUS FIELITZ,
NORBERT OCHMANN, TORSTEN TISCHNER

Layout; Grafiken

GABRIELE EBENHÖCH, KAROLA OTREMBÄ,
UWE BENITZ, HANS-JOACHIM STURM

Energierohstoffe im Überblick

1 Einleitung

Energie ist ein wichtiger Motor unserer Gesellschaft und Industrie. Ihre Bereitstellung ist eine wichtige Voraussetzung für das Funktionieren des öffentlichen Lebens. Deutschland besitzt eine hohe Abhängigkeit von Importen an Energierohstoffen. Der Vergleich in Abbildung 1 veranschaulicht den Bedarf und die Importabhängigkeit Deutschlands bei den einzelnen Energierohstoffen für die Jahre 1991 und 2001. 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 Reservenbasis ist auch zukünftig mit einem weiteren Anstieg der Abhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen zu rechnen.

Weltweit hat der Verbrauch an Energierohstoffen (Primärenergieverbrauch PEV) in den letzten Jahrzehnten zugenommen (Abb. 2). Dabei war der Zuwachs bei Erdöl und Erdgas besonders stark ausgeprägt, während der Verbrauch von Kohle stagnierte (Abb. 3). In den letzten drei Jahrzehnten stieg der PEV um ca. 70 %. Die IEA erwartet in ihrer neuesten Prognose (IEA 2002) bis zum Jahr 2030 einen Anstieg des PEV um etwa zwei Drittel. Unter diesem Aspekt stellt sich die Frage nach der ausreichenden Verfügbarkeit der einzelnen Energierohstoffe. Dieser Problematik widmet sich die vorliegende Studie.

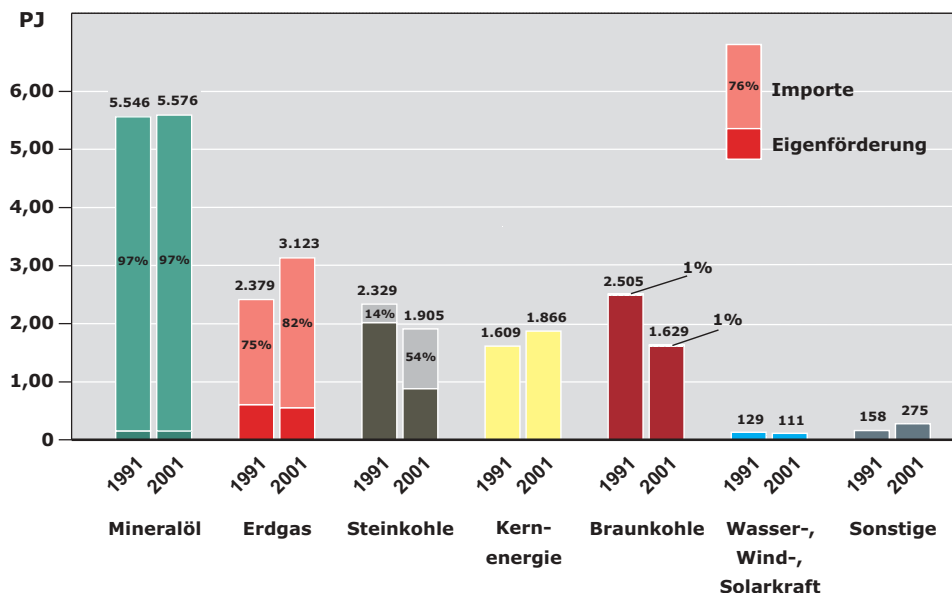


Abb. 1: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergie-Rohstoffen in den Jahren 1991 und 2001.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, BGR (2002)

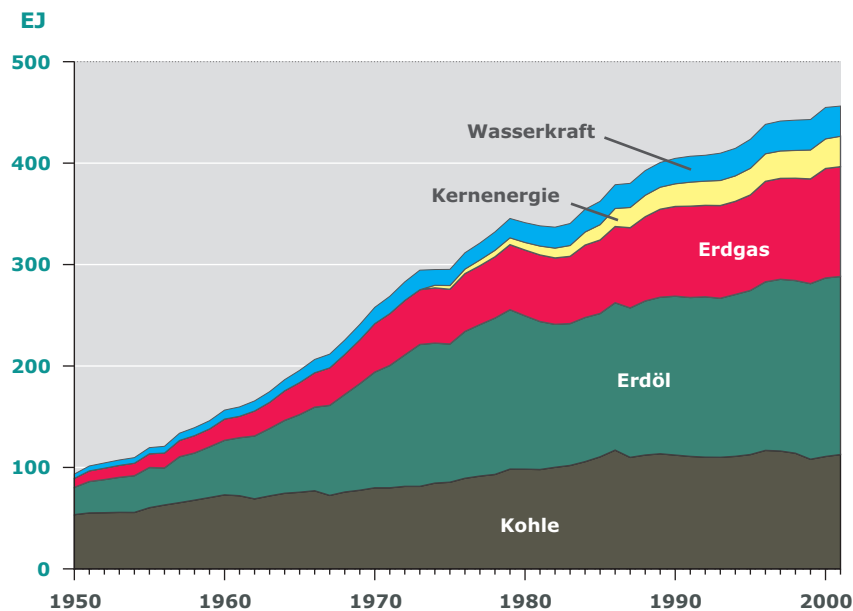


Abb. 2: Entwicklung des PEV weltweit (einzelne Energieträger kumuliert) ohne Biomasse.

Quelle: BP (versch. Jahre)

Der Stand der weltweiten Reserven und Ressourcen der Energierohstoffe zum Jahreswechsel 2001/02 wird analysiert und sowohl global und regional als auch auf einzelne Länder bezogen dargestellt. Grundlage hierfür bilden publizierte Daten in Fachzeitschriften bzw. Publikationen, Berichte nationaler Organisationen, von Botschaften und eigene Bewertungen. Größere Abweichungen von anderweitig publizierten Daten werden, wo angebracht, erläutert.

Die in der Studie vorgestellten Reservenzahlen lassen eine ausreichende Versorgung mit fast allen Energierohstoffen für mittelfristige Zeiträume erkennen, unterstellt man ein gleichbleibendes Preisgefüge und moderate Verbrauchsanstiege. Lediglich bei Erdöl könnte im Zeitraum ab 2015 eine Verknappung des Angebots auftreten.

Die Reserven der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe waren Ende 2001 größer als in der BGR-Energiestudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998“ (BGR 1999), die den Erfassungsstand von Ende 1997 wiedergab. Bei den Ressourcen war dagegen eine deutliche Reduzierung zu verzeichnen. Auf die Veränderungen bei einzelnen Rohstoffen und deren Gründe wird später eingegangen. Bei der Beschreibung der Situation für die einzelnen Energieträger wird weitgehend den früher gewählten regionalen Aufteilungen gefolgt und die eingetretenen Veränderungen bei Reserven, Ressourcen und der Förderung werden erläutert. Zusätzlich ist solchen Themen wie Verbrauch, Handel, Preisentwicklungen und Tendenzen des zukünftigen Bedarfs und seiner Deckungsmöglichkeiten ein breiterer Raum gewidmet.

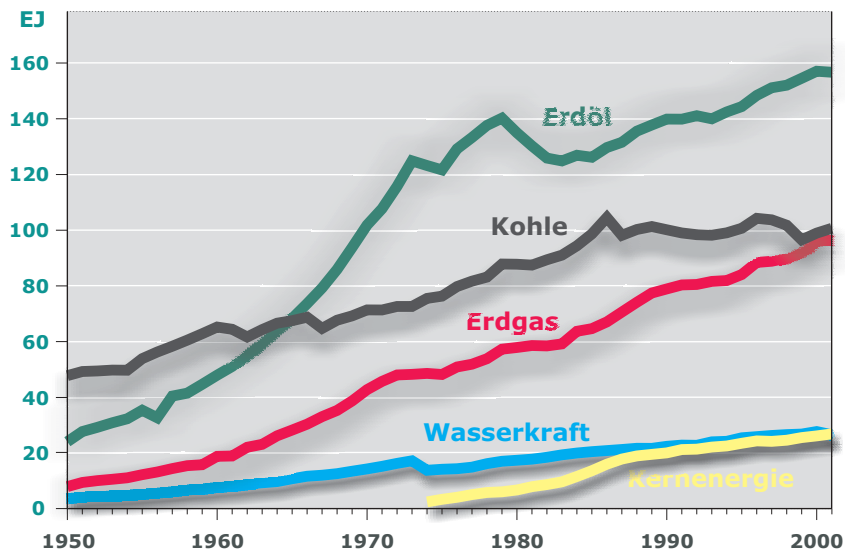


Abb. 3: Entwicklung des PEV weltweit (nach einzelnen Energieträgern) ohne Biomasse.

Quelle: BP (versch. Jahre)

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

Generell werden in der Studie die international gebräuchlichen SI-Einheiten genutzt. Anstelle der in der vorherigen Studie (BGR 1999) angewandten Bezeichnungen Millionen, Milliarden und Billionen kommen jetzt Mega, Giga und Tera mit den entsprechenden Abkürzungen (M, G, T) zur Anwendung. Bei Erdgas wurden die Abkürzungen vor den Kubikmetern (m^3) korrekterweise noch mit einem Punkt versehen (z. B. G.m³). Ausnahmen gab es lediglich bei Erdöl, wo teilweise die in der Erdölindustrie übliche Maßeinheit Barrel (b oder bbl) benutzt wurde.

2 Globale Veränderungen von Reserven und Ressourcen

In den Tabellen 1 und 2 werden die Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe von Ende 2001 denen von Ende 1997 gegenübergestellt. Dabei wurden die Mengen in den bei den einzelnen Rohstoffen gebräuchlichen Einheiten (Tab. 1) sowie umgerechnet in t SKE bzw. Exa-Joule (Tab. 2) angegeben. Bei der Umrechnung von gebräuchlichen Einheiten in Energieeinheiten ergeben sich gegenüber der Studie von 1998 (BGR 1999) bei Kohlenwasserstoffen geringfügige Abweichungen, da jetzt generell die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen angewendeten Umrechnungsfaktoren zur Anwendung kommen (1 t Erdöl entspricht 1,428 t SKE gegenüber 1,5 t SKE bzw. 1.000 m³ Erdgas entsprechen 1,083 t SKE gegenüber 1,18 t SKE). Diese neuen Faktoren wurden auch rückwirkend auf die Werte für 1997 angewandt.

Nachfolgend werden die aus den Tabellen 1 und 2 ersichtlichen Veränderungen der Reserven und Ressourcen kurz vorgestellt und in der Zusammenfassung der einzelnen Rohstoffe ausführlicher betrachtet.

Die **Reserven**, d. h. die derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen betragen Ende 2001 insgesamt etwa 35.500×10^{18} J bzw. 1.200 Gt SKE (Tab. 2). Sie lagen damit etwa auf dem Niveau von Ende 1997 (BGR 1999).

Eine signifikante Reservenzunahme ist bei Hartkohle zu verzeichnen; bei konventionellen Kohlenwasserstoffen war ein leichter Anstieg zu beobachten. Dagegen gingen die Reserven beim nicht-konventionellen Erdöl, bei Weichbraunkohle und Uran zurück. Der quantitativ beherrschende Energierohstoff ist nach wie vor die Kohle, deren Anteil an den Reserven aller nicht-erneuerbarer Energierohstoffe gegenüber 1997 deutlich anstieg und jetzt ca. 55 % erreicht (Abb. 4). Mit ca. 26 % rangiert das Erdöl (konventionell und nicht-konventionell mit entsprechend 17,9 % bzw. 7,8 %) an zweiter Stelle. Das Erdgas folgt mit knapp 15 % an dritter Stelle. Die Kernbrennstoffe machen zusammen gut 4 % aus.

Die **Ressourcen** der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe betragen zu Ende 2001 ca. 6.600 Gt SKE bzw. ca. 194.000×10^{18} J (Tab. 2). Sie gingen gegenüber 1997 deutlich um ca. 40 % (ca. 4.400 Gt SKE bzw. 130.000 EJ) zurück. Ähnlich wie bei den Reserven sind an den Veränderungen der Ressourcen die einzelnen Energierohstoffe unterschiedlich beteiligt. Reduzierungen gab es bei fast allen Energierohstoffen. Besonders stark waren sie bei den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen, aber auch bei Kohle. Leichte Rückgänge betrafen konventionelles Erdgas und Uran. Dagegen war beim konventionellen Erdöl eine leichte Erhöhung der Ressourcen zu verzeichnen.

**Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe:
Vergleich 1997 und 2001 (in für einzelne Energierohstoffe gebräuchlichen Einheiten)**

Energieträger	Reserven		Ressourcen	
	1997	2001	1997	2001
Erdöl	151 Gt	152 Gt	76 Gt	84 Gt
Erdgas	153 T.m ³	161 T.m ³	226 T.m ³	217 T.m ³
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	272 Gtoe	279 Gtoe	254 Gtoe	255 Gtoe
Schweröl	33 Gt	–	77 Gt	–
Ölsand/Schweröl	100 Gt	65 Gt	15 Gt	66 Gt
Ölschiefer	1 Gt	1 Gt	481 Gt	184 Gt
Nicht-konventionelles Erdöl	134 Gtoe	66 Gtoe	574 Gtoe	250 Gtoe
Dichte Speicher	1 T.m ³	1 T.m ³	1.540 T.m ³	500 T.m ³
Kohleflözgas	2 T.m ³	1 T.m ³	85 T.m ³	85 T.m ³
Aquifere	–	–	1.500 T.m ³	800 T.m ³
Gashydrate	–	–	1.540 T.m ³	500 T.m ³
Nicht-konventionelles Erdgas	ca. 3 T.m ³	ca. 2 T.m ³	3.237 T.m ³	1.533 T.m ³
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	137 Gtoe	68 Gtoe	3.131 Gtoe	1.716 Gtoe
KOHLENWASSERSTOFFE gesamt	409 Gtoe	347 Gtoe	3.385 Gtoe	1.661 Gtoe
Hartkohle	487 Gt SKE	603 Gt SKE	5.021 Gt SKE	3.546 Gt SKE
Weichbraunkohle	71 Gt SKE	67 Gt SKE	1.089 Gt SKE	417 Gt SKE
KOHLE gesamt	558 Gt SKE	670 Gt SKE	6.110 Gt SKE	3.963 Gt SKE
Uran	2,32 Mt U ¹⁾	1,57 Mt U ²⁾	5,94 Mt U ³⁾	5,67 Mt U ³⁾
	–	–	12,36 Mt U ⁴⁾	12,52 Mt U ⁴⁾
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 (Reasonable Assured Resources) gewinnbar bis 80 \$/kg U
²⁾ RAR gewinnbar bis 40 \$/kg U
³⁾ Summe aus RAR gewinnbar von 40–130 \$/kg U und EAR I + II
⁴⁾ spekulative Ressourcen

**Tabelle 2: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe:
Vergleich 1997 und 2001**

Energieträger	Reserven [Gt SKE]		Ressourcen [Gt SKE]		Reserven [EJ (10 ¹⁸ J)]		Ressourcen [EJ (10 ¹⁸ J)]	
	1997	2001	1997	2001	1997	2001	1997	2001
Erdöl	216	217	109	120	6.318	6.360	3.180	3.515
Erdgas	166	174	245	235	4.855	5.109	7.171	6.886
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	381	391	353	355	11.173	11.469	10.351	10.400
Schweröl	47	–	110	–	1.381	–	3.222	–
Ölsand/Schwerstöl	143	93	21	94	4.184	2.720	628	2.761
Ölschiefer	1 ⁸⁾	1	678	263	40	42	20.125	7.699
Nicht-konventionelles Erdöl	191	94	818	357	5.605	2.761	23.975	10.460
Dichte Speicher	1	1	122	97	32	32	3.586	2.856
Kohleflözgas	2	1	92	155	63	32	2.697	4.538
Aquifere	–	–	1.625	866	–	–	47.598	25.374
Gashydrate	–	–	1.668	542	–	–	48.867	15.866
Nicht-konventionelles Erdgas	3	2	3.507	1.660	95	63	102.748	48.633
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	194	96	4.325	2.017	5.700	2.825	126.722	59.093
KOHLLENWASSERSTOFFE gesamt	576	488	4.678	2.372	16.873	14.294	137.074	69.494
Hartkohle	487	603	5.021	3.546	14.269	17.668	147.115	103.898
Weichbraunkohle	71	67	1.089	417	2.080	1.963	31.908	12.218
KOHLE gesamt	558	670	6.110	3.963	16.349	19.631	179.023	116.116
Fossile Energieträger	1.134	1.158	10.788	6.335	33.222	33.925	316.097	185.610
Uran ¹⁾	34 ²⁾	22 ³⁾	83 ⁴⁾	73 ⁴⁾	996	644	2.432	2.139
	–	–	173 ⁵⁾	175 ⁵⁾	–	–	5.068	5.128
Thorium ⁶⁾	31	31	34	34	908	908	964	964
Kernbrennstoffe	65	53	289	281	1.905	1.552	8.464	8.230
NICHT ERNEUERBARE ENERGIEROHSTOFFE	1.199	1.211	11.077	6.617	35.126	35.477	324.561	193.840

Abweichungen bei Summen durch Rundungen möglich

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

2) RAR gewinnbar bis 80 \$/kg U

3) RAR gewinnbar bis 40 \$/kg U

4) Summe aus RAR gewinnbar von 40 – 130 \$/kg U und EAR (Estimated Additional Resources) I + II

5) spekulative Ressourcen

6) 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

Bei den Ressourcen ist die dominierende Rolle der Kohle mit einem Anteil von ca. 60 % (Abb. 4) unter den nicht-erneuerbaren Energierohstoffen noch deutlicher als bei den Reserven. Mit knapp 29 % rangieren die Ressourcen des konventionellen und nicht-konventionellen Erdgases (3,5 % bzw. 25,1 %) an zweiter Stelle. Das Erdöl folgt mit gut 7 % an dritter Stelle vor den Kernbrennstoffen mit gut 4 %.

Vergleicht man die Jahresförderung, Reserven und Ressourcen miteinander, so ergibt sich in etwa eine Relation von 1 zu 105 zu 580.

Aktualisiert wurde auch die weltweite Betrachtung der Geothermischen Energie. Wegen der Begriffsdefinitionen ist eine Trennung in Reserven und Ressourcen hierbei nicht immer möglich.

Die globalen Reserven an Energierohstoffen lassen, insgesamt betrachtet, bis auf konventionelles Erdöl langfristig eine ausreichende Deckung des Energiebedarfes erwarten.

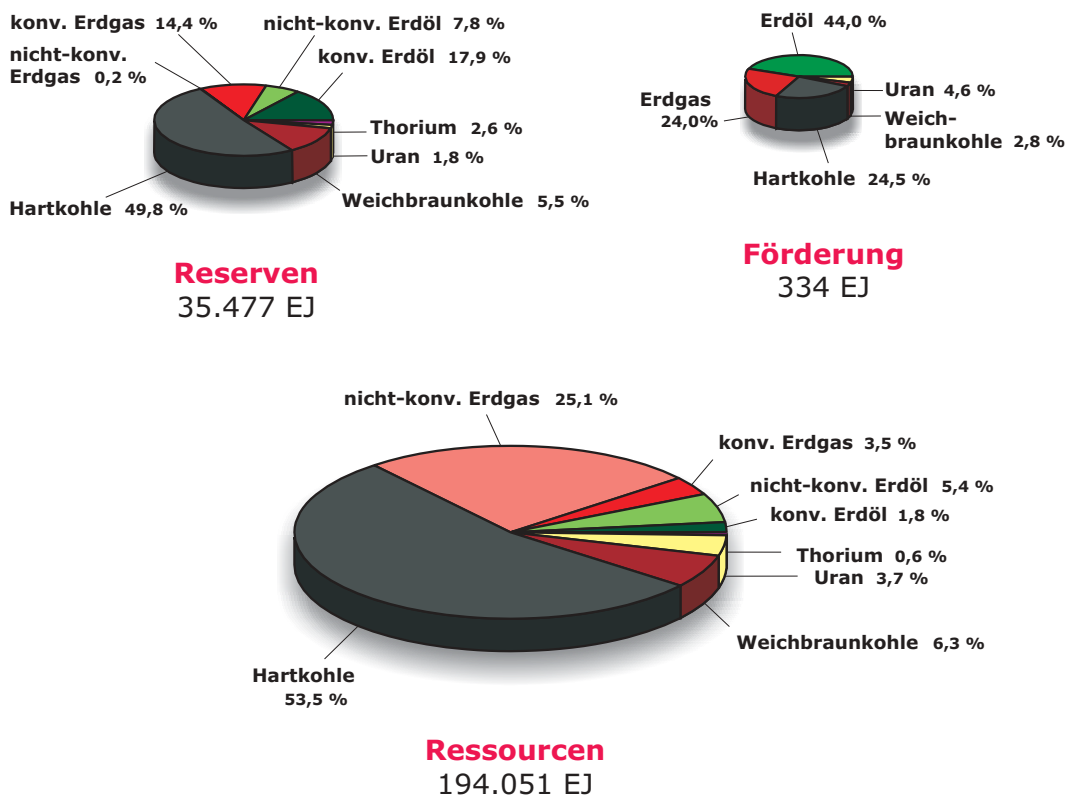


Abb. 4: Förderung, Reserven und Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe 2001: Anteile der einzelnen Energieträger.

3 Regionale Betrachtungen

Wie bekannt, sind die Energierohstoffe nicht gleichmäßig auf der Welt verteilt. Regionen und Länder mit reichem Vorkommen an Energierohstoffen fallen häufig nicht mit den Regionen und Ländern mit einem hohen Verbrauch zusammen. Damit ist der Handel mit Energierohstoffen von großer Bedeutung. Abbildung 5 zeigt die regionale Verteilung der Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen. Dabei sind alle Rohstoffe zusammengefasst auf Basis ihrer Energieinhalte. Diese Darstellung stellt eine Glättung dar und verwischt z. T. gravierende Unterschiede bezogen auf die einzelnen Rohstoffe.

Die Daten für die einzelnen Rohstoffe sind in den Tabellen 1 bis 6 zusammengestellt.

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

Bei den Reserven liegen Nordamerika, Austral-Asien und die GUS etwa gleichauf, bedingt durch die hohen Kohlereserven. Der Nahe Osten fällt trotz seiner reichen Erdöl- und Erdgasreserven etwas ab.

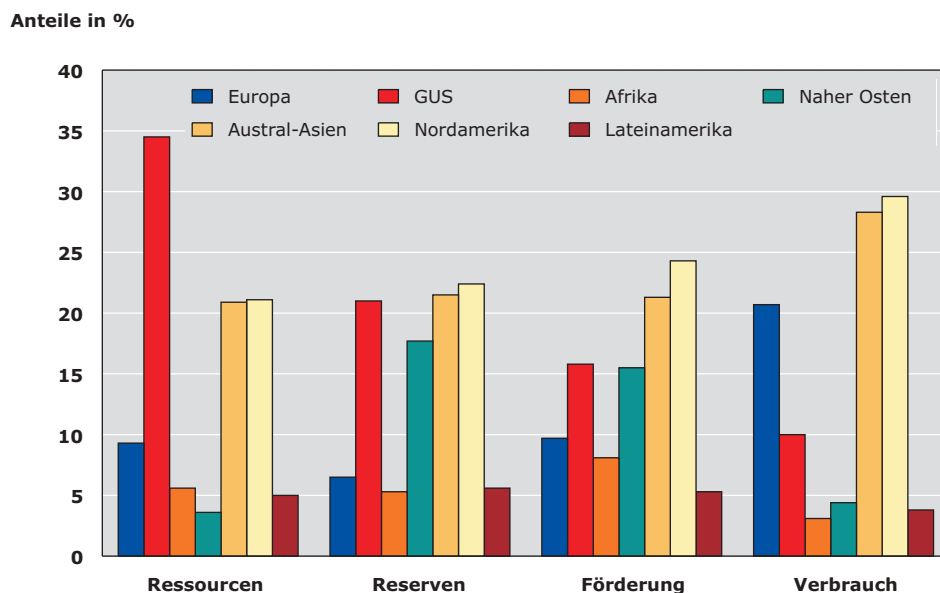


Abb. 5: Ressourcen, Reserven, Förderung und Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: regionale Verteilung.

Bei der Förderung dominieren Nordamerika mit hoher Förderung bei Erdöl, Kohle und Erdgas sowie Austral-Asien mit der regional höchsten Kohleförderung und vergleichsweise geringerer Förderung an Erdöl und Erdgas. Etwas zurück liegen die GUS mit hoher Erdgas- und Erdölförderung und der Nahe Osten mit der höchsten Erdölförderung und vergleichsweise geringer Erdgasförderung.

Hinsichtlich des Verbrauchs dominieren Nordamerika mit dem höchsten Verbrauch bei Erdöl und Erdgas und hohem Kohleverbrauch sowie Austral-Asien mit dem höchsten Kohleverbrauch (China, Indien) und hohem Ölverbrauch. Europa fällt trotz eines hohen Erdöl- und Erdgasverbrauchs deutlich ab.

Das Erdöl deckt in den meisten Regionen den Primärenergieverbrauch zu etwa 40 %. Im

Nahen Osten und in Lateinamerika liegt der Erdölanteil mit 52 % bzw. 48 % deutlich höher. Mit 18 % liegt er in der GUS extrem niedrig. Hier deckt Erdgas zu ca. 52 % den Primärenergieverbrauch. Auch im Nahen Osten liegt der Erdgasanteil mit 46 % extrem hoch, wogegen er in den meisten Regionen um 20 % liegt. In Austral-Asien erreicht er nur 11 %. Dagegen nimmt die Kohle hier einen Anteil von ca. 41 %, in Afrika mehr als 30 % und in Nordamerika, Europa und in der GUS je um 20 % ein. Die Kernenergie erreicht den stärksten Anteil mit ca. 12 % am PEV in Europa, bei weltweit ca. 5,5 %. Die Wasserkraft erreicht in Lateinamerika einen Anteil von ca. 26 %, in allen anderen Regionen spielt sie keine entscheidende Rolle.

Tabelle 3: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	139	42	213	6	1.054	569	1	252	2.276
GUS	629	397	1.787	3	4.460	144	146	–	7.567
Afrika	470	21	375	–	917	0	78	21	1.881
Naher Osten	3.961	418	1.869	–	5	–	–	–	6.254
Austral-Asien	252	126	395	3	5.552	719	268	270	7.584
Nordamerika	354	1.297	240	48	5.198	522	133	108	7.900
Lateinamerika	546	460	224	–	480	0	18	255	1.984
WELT	6.351	2.761	5.105	60	17.666	1.954	644	905	35.447
OECD	507	1.736	542	53	8.014	1.456	398	498	13.204
EU-15	59	13	144	3	750	398	12	0	1.378
OPEC	4.741	837	2.326	3	108	38	–	–	8.053

Abweichungen in den Summen – auch gegenüber Tabelle 2 – wegen Rundungen möglich

Tabelle 4: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt*
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell*	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	152	84	226	1.869	11.963	1.779	259	293	16.625
GUS	890	1.255	3.048	6.073	45.359	3.533	1.304	–	61.463
Afrika	434	251	355	2.764	5.049	3	859	176	9.891
Naher Osten	904	502	1.350	3.649	30	28	5	–	6.469
Austral-Asien	268	962	720	8.012	22.214	1.893	2.930	59	37.057
Nordamerika	573	5.523	866	5.851	18.292	4.895	1.372	176	37.548
Lateinamerika	304	1.883	313	4.560	978	92	526	293	8.948
WELT	3.525	10.460	6.879	32.779	103.884	12.224	7.256	996	178.002
OECD	759	5.858	1.143	10.059	35.800	1.422	3.040	469	58.549
EU-15	62	42	98	1.174	8.976	976	184	–	11.513
OPEC	1.209	2.092	1.669	5.521	357	202	74	–	11.125

Abweichungen in den Summen – auch gegenüber Tabelle 2 – wegen Rundungen möglich

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

Tabelle 5: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weichbraunkohle	Uran	Gesamt	Anteil
	[EJ]						[%]
Europa	13,5	9,9	4,1	4,6	0,3	32,5	9,7
GUS	17,5	23,2	7,7	1,2	3,4	53,0	15,8
Afrika	15,6	3,9	5,3	0,0	2,4	27,2	8,1
Naher Osten	44,9	6,9	0,0	0,0	0,0	52,8	15,5
Austral-Asien	15,9	8,8	41,1	1,9	3,5	71,3	21,3
Nordamerika	26,7	24,4	22,9	1,7	5,6	81,2	24,3
Lateinamerika	13,3	3,1	1,2	0,0	0,1	17,8	5,3
WELT	147,4	80,3	82,3	9,4	15,3	334,7	100,0
OECD	42,8	35,2	33,3	9,5	9,0	129,9	38,8
EU-15	6,6	7,5	1,9	2,1	0,1	18,1	5,4
OPEC	61,0	12,1	2,3	0,0	0,0	75,5	22,5

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Tabelle 6: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Kohle	Uran	Gesamt	Anteil
	[EJ]					[%]
Europa	31,8	16,0	14,4	9,5	71,8	20,7
GUS	7,1	18,1	7,5	2,0	34,7	10,0
Afrika	4,9	2,0	3,7	0,1	10,7	3,1
Naher Osten	8,6	6,3	0,3	0,0	15,2	4,4
Austral-Asien	40,7	9,6	42,7	4,8	97,8	28,3
Nordamerika	44,6	24,6	24,7	8,5	102,4	29,6
Lateinamerika	9,1	3,0	0,9	0,2	13,3	3,8
WELT	146,9	79,5	94,4	25,2	345,9	100,0
OECD	91,2	57,2	46,4	21,7	216,5	62,6
EU-15	26,1	17,1	8,9	8,4	60,5	17,5
OPEC	11,1	11,3	0,8	0,0	23,1	6,7

Abweichungen in den Summen wegen Rundungen möglich

Bei Betrachtung der Verteilung der Bevölkerung und der Anteile verschiedener Gruppierungen am Verbrauch von Energierohstoffen (Abb. 6) fällt auf, dass auf die Entwicklungs- und Schwellenländer mit einem Bevölkerungsanteil von fast 80 % nur etwa 40 % des Kohle- und lediglich 13 % des Erdgasverbrauchs der Welt entfallen. Das unterstreicht auch die Bedeutung der Kohle speziell für die Entwicklungsländer. Demgegenüber verbrauchen die OECD-Länder mit einem Bevölkerungsanteil von lediglich 17 % über 60 % des Erdöls und Erdgases sowie fast die Hälfte der Kohle.

Die regionale Verteilung der Energierohstoffe ist von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Vereinfacht gesagt, haben Länder mit einer großen Fläche in der Regel auch eine größere geologische Vielfalt, was das Vorkommen 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 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 Reihenfolge der energiereichsten Länder wird weitgehend von den Kohlereserven bestimmt, wie Abbildung 7 zeigt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich bei exakter Anwendung des Begriffs Reserven für den Energieträger Kohle die entsprechenden Reservenzahlen für einige Länder reduzieren würden.

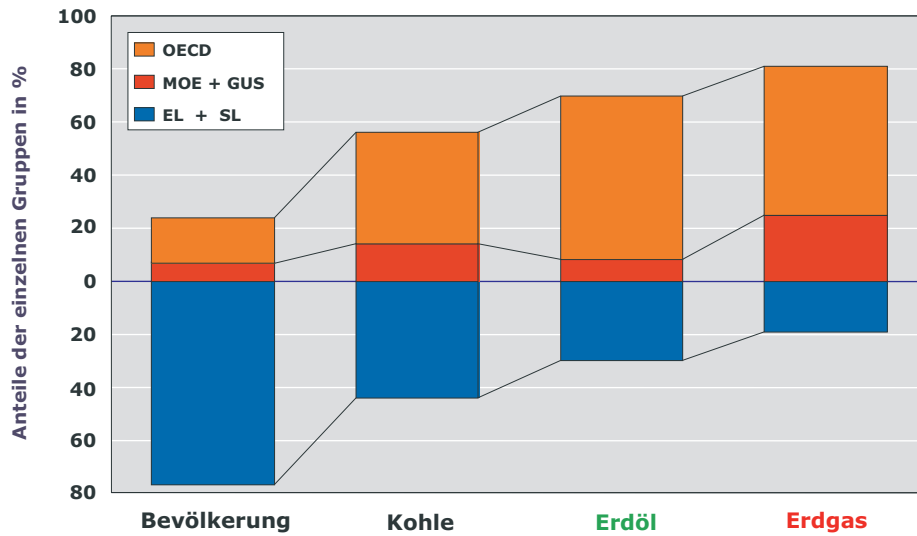


Abb. 6: Anteil der verschiedenen Gruppierungen an der Bevölkerung und dem Verbrauch von Energierohstoffen.

(MOE = Mittel-Osteuropa; EL + SL = Entwicklungs- und Schwellenländer)

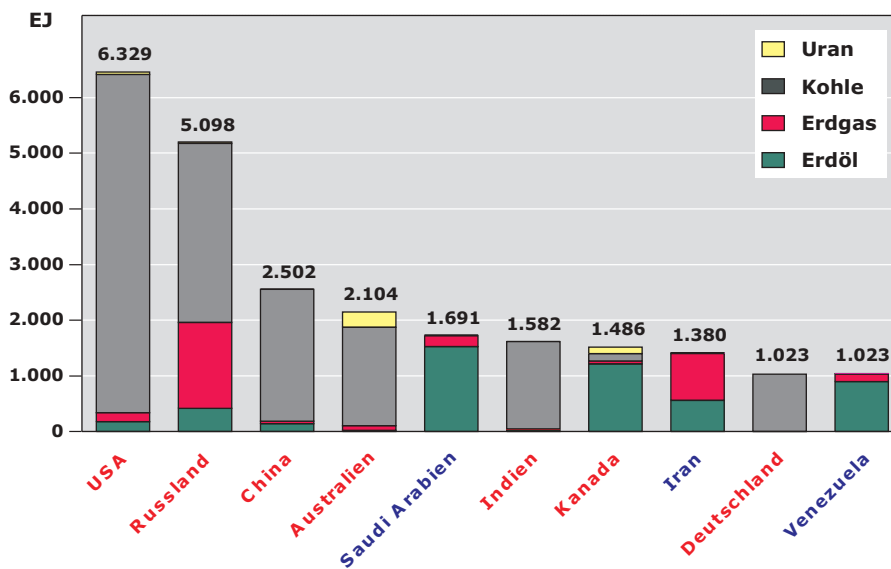


Abb. 7: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2001: Die 10 wichtigsten Länder.

(OPEC-Länder in blauer Schrift)

Die USA und Russland dominieren deutlich. Bei sechs der zehn führenden Länder sind die Kohlereserven für die Platzierung bestimmend. Lediglich bei vier Ländern spielen die Reserven an Kohlenwasserstoffen die ausschlaggebende Rolle. Bei Kanada sind es die Reserven an nicht-konventionellem Erdöl, bei Saudi-Arabien die Reserven an konventionellem Erdöl, beim Iran die Reserven an Erdgas neben beträchtlichen Reserven an

konventionellem Erdöl und bei Venezuela die Reserven an konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl. Bei Russland spielen die hohen Erdgasreserven ebenfalls eine wichtige Rolle. Lediglich drei OPEC-Länder sind unter den an Energierohstoffen reichsten Ländern. Für die Platzierung Deutschlands unter den zehn führenden Ländern sind ausschließlich die Kohlevorräte verantwortlich.

4 Betrachtungen zu den einzelnen Energierohstoffen

Weltweit ist **Erdöl** mit einem Anteil von 38,5 % am Primärenergieverbrauch (ohne Biomasse) wichtigster Energieträger (BP 2002). Prognosen zur Entwicklung des Energieverbrauchs, z. B. der IEA (2000), gehen davon aus, dass auch in den nächsten Jahrzehnten keine nennenswerten Änderungen in dieser Hinsicht erfolgen werden.

Als Ergebnis dieser Studie wird ein Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl in Höhe von ca. 364 Gt ausgewiesen. Es liegt über dem Wert der Energiestudie 1998 (BGR 1999) von ca. 346 Gt. Das Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl, untergliedert in kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen, ist regional sehr ungleichmäßig verteilt (Abb. 8). Der Nahe Osten verfügt über das größte Gesamtpotenzial, gefolgt von Nordamerika und der GUS. Dabei ist zu beachten, dass in Nordamerika bereits über die Hälfte des erwarteten Gesamtpotenzials gefördert ist, während in der

GUS dieser Anteil bei etwa einem Drittel und im Nahen Osten nur bei einem Fünftel liegt. Bezogen auf die wirtschaftspolitischen Gruppierungen verfügt die OPEC mit ca. 193 Gt über die Hälfte des Gesamtpotenzials, wobei hier erst rd. ein Viertel des Erdöls gefördert ist, während die OECD nur 72 Gt erreicht, von denen bereits fast 60 % gefördert sind.

Die Welt-Erdölreserven erhöhten sich seit 1997 geringfügig auf 151,8 Gt im Jahr 2001, trotz einer Erdölförderung von insgesamt ca. 14,1 Gt in diesem Zeitraum. Die Reservenzuwächse 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 der Ostküste Brasiliens und der Westküste Afrikas sowie im Golf von Mexiko wurden bedeutende neue Felder entdeckt. Regional entfallen auf die Länder des Nahen Ostens ca. 62 % der Welt-Reserven, etwa 14 % auf

Amerika und knapp 10 % auf die GUS. Bei den wirtschaftspolitischen Gruppen ist die Verteilung noch ungleichmäßiger. Die OPEC verfügt über fast 75 % der Reserven (davon 61 % in der Golf-Region), die OECD nur über 8 %, während auf die sonstigen Länder gut 17 % entfallen. Diese Zahlen unterstreichen die Sonderstellung der OPEC für die künftige Versorgung mit Erdöl. Legt man die Welt-Erdölförderung von 2001 zugrunde, so beträgt die statische Reichweite der Reserven ca. 43 Jahre, sie hat sich seit 1988 nur geringfügig geändert.

Die Welt-Erdölförderung hat sich in den letzten fünf Jahren nur moderat von 3.495 Mt im Jahr 1997 auf 3.524,4 Mt im Jahr 2001 erhöht. Insbesondere im Jahr 1999 ging die Förderung infolge der von der OPEC zur Stabilisierung des Ölpreises vorgenommenen Förderkürzungen zurück. Eine ähnliche Tendenz dürfte für 2002 zu erwarten sein. Damit wurde der starke Anstieg der Erdölförderung in den Jahren 1994 bis 1998 unterbrochen. Das bisherige absolute Fördermaximum wurde im Jahr 2000 mit 3.563 Mt erreicht. Wichtigste Förderregionen im Jahr 2001 waren der Nahe Osten und Nordamerika.

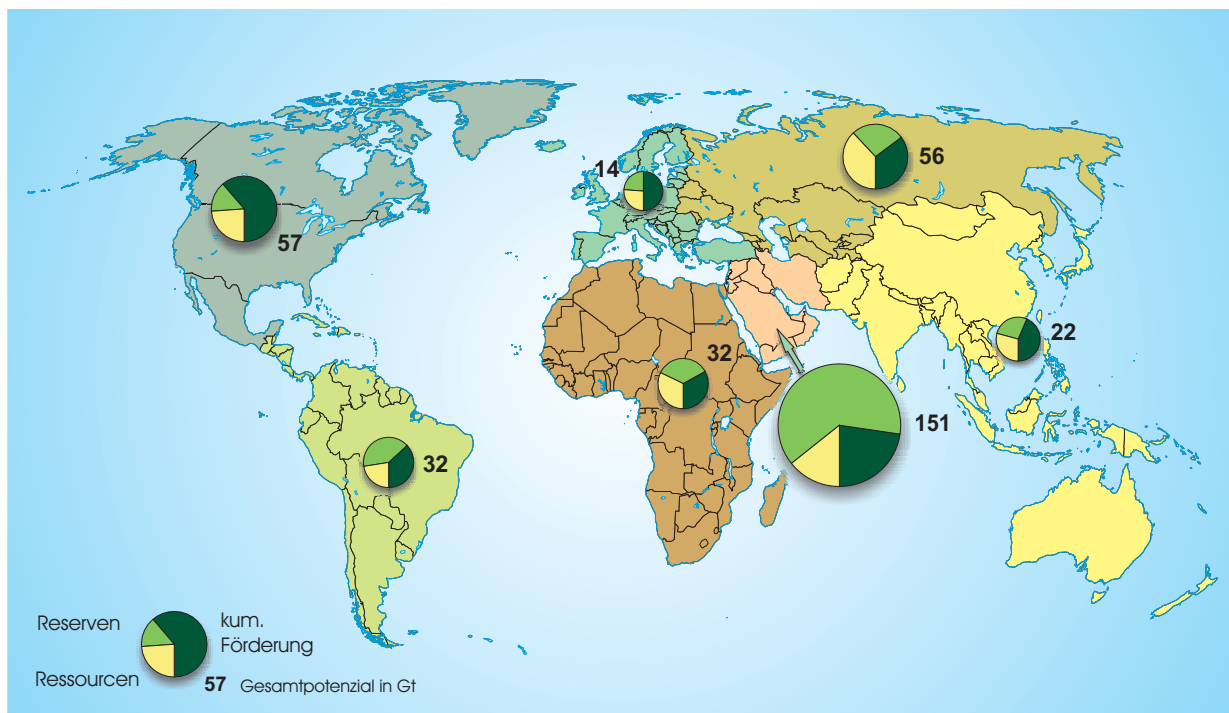


Abb. 8: Gesamtpotenzial konventionelles Erdöl 2001 (364 Gt): regionale Verteilung.

Bis Ende 2001 wurden weltweit seit Beginn der industriellen Erdölförderung insgesamt ca. 128 Gt Erdöl gewonnen, die Hälfte davon innerhalb der letzten 20 Jahre. Damit sind bereits 46 % der bisher nachgewiesenen Reserven an konventionellem Erdöl gefördert. Berücksichtigt man die noch erwarteten Ressourcen von ca. 84 Gt, sind 35 % des erwarteten Gesamtpotenzials an konventionellem Erdöl bereits verbraucht. Der „depletion mid-point“, bei dem die Hälfte des vermuteten Erdöls gefördert ist, dürfte innerhalb der nächsten 15 bis 20 Jahre erreicht werden.

Neben dem konventionellen Erdöl wurde ein bedeutendes Potenzial an nicht-konventionellem Erdöl ausgewiesen. So erreichen die Reserven an nicht-konventionellem Erdöl etwa 43 % der Reserven an konventionellem Erdöl, die Ressourcen übersteigen die konventionellen 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 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 bereits in die Nähe der Kosten für konventionelles Erdöl gerückt. Allerdings ist zu erwarten, dass diese Projekte in absehbarer Zeit nur einen Bruchteil der Kapazität der Förderung von konventionellem Erdöl erreichen werden. Sie können regional von Bedeutung sein.

Der Mineralölverbrauch (Erdölprodukte) erhöhte sich 2001 um ca. 125 Mt gegenüber 1997 und erreichte mit ca. 3,5 Gt einen historischen Höchstwert. Der Welt-Mineralölverbrauch verteilt sich sehr ungleichmäßig.

Während die OECD-Länder mit ca. 2,2 Gt etwa 62 % des Mineralöls verbrauchen, entfallen auf die OPEC nur ca. 8 %. Regional konzentrierte sich der Verbrauch auf drei Zentren: Nordamerika, Austral-Asien und Europa.

Von dem im Jahr 2001 geförderten Erdöl wurden ca. zwei Drittel grenzüberschreitend und z. T. über große Entfernungen per Tanker oder Pipeline gehandelt. Bei Erdöl existiert ein einheitlicher Weltmarkt mit fast einheitlichen Preisen.

Zusammenfassend lassen sich bei Erdöl für die zukünftige Entwicklung 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 20 Jahren problemlos gewährleisten. Nach diesem Zeitraum ist infolge des zu erwartenden Rückgangs der Erdölförderung nach Überschreiten des „depletion mid-points“ mit einer Deckungslücke bei Erdöl zu rechnen, die durch andere Energieträger oder Erdölsubstitute ausgeglichen werden muss. In den kommenden Jahrzehnten nimmt der Anteil des Erdöls aus den OPEC-Ländern (insbesondere OPEC-Golf) zu, die noch über bedeutende Reserven zur kurzfristigen Ausweitung der Förderkapazitäten verfügen.
- ◆ Der Anteil an nicht-konventionellem Erdöl wird bei relativ hohem Ölpreisniveau in den nächsten Jahren zunehmen, aber bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 5 bis 10 % an der Gesamtförderung nicht übersteigen.

- ◆ Es gibt zahlreiche Unsicherheitsfaktoren, die die Reichweite der Verfügbarkeit von Erdöl beeinflussen können:
 - Die Reichweite könnte sich infolge einer Reduzierung der OPEC-Reserven verringern. 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.
 - Schweröle könnten ebenfalls zu einer Erhöhung der Reichweite beitragen. Diese wurden infolge der Unsicherheiten ihrer Abgrenzung zu konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl im Gegensatz zu vorherigen Bewertungen (BGR 1999) in dieser Studie nicht gesondert berücksichtigt. Sollte nur ein Teil der in der vorhergehenden Studie (BGR 1999) ausgewiesenen Reserven und Ressourcen an Schweröl tatsächlich eigenständig existieren und nicht in den Zahlen der konventionellen und anderen nicht-konventionellen Erdöle enthalten sein, könnte es zur Erhöhung des Erdölpotenzials kommen. Zudem sind die Schweröle leichter zu fördern als die Ölsande und Schwerstöle.
 - 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 spielen sicher der Faktor „reserve growth“, aber auch die verbesserten Fördertechnologien, eine Rolle.

- ◆ Trotz der vorher genannten Möglichkeiten ist zu erwarten, dass in absehbarer Zukunft Erdöl nicht mehr in unbegrenzter Menge zur Verfügung stehen wird.
- ◆ Ein Unsicherheitsfaktor bei der Entwicklung des zukünftigen Erdölbedarfs ist die zukünftige Diskussion zum Klimawandel und speziell zur Rolle der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger.

Erdgas ist mit einem Anteil von ca. 24 % am Welt-Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittichtigster 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 in dieser Studie ermittelte weltweite Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas beträgt etwa 447 T.m³ Erdgas (entsprechend etwa 353 Gtoe und entspricht damit etwa dem Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl). Dieser Wert liegt um fast 8 T.m³ (oder etwa 2 %) über der vor vier Jahren gegebenen Einschätzung (BGR 1999) und ist aus unserer Sicht als eher konservativ zu bewerten. Das verbleibende Potenzial ist um fast 2 T.m³ leicht gefallen. Die regionale Verteilung des Gesamtpotenzials, unterteilt nach kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen (Abb. 9), ist wie beim Erdöl sehr ungleichmäßig. Über das bedeutendste Erdgaspotenzial verfügt die GUS (insbesondere Russland). Von größerer Bedeutung ist auch der Nahe Osten. Und 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 ca. 5 % eher unbedeutend.

Betrachtet man hingegen die Erdgasmärkte, so verfügt der Europäische Markt dank Russland über gut 38 % des Gesamtpotenzials. Rechnet man den Nahen Osten als potenzielles Liefergebiet hinzu, ergibt sich sogar ein Anteil von ca. 70 % 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 2001 fast 161 T.m³. Ihr Energieinhalt entspricht damit knapp 84 % der bekannten konventionellen Welt-Erdölreserven. Als zusätzliche Erdgasressourcen werden ca. 217 T.m³ erwartet. Das weltweit verbleibende Potenzial an konventionellem Erdgas ergibt sich somit als 377 T.m³; es liegt vom Energieinhalt her um etwa 26 % über dem verbleibenden Welt-Potenzial an konventionellem Erdöl.

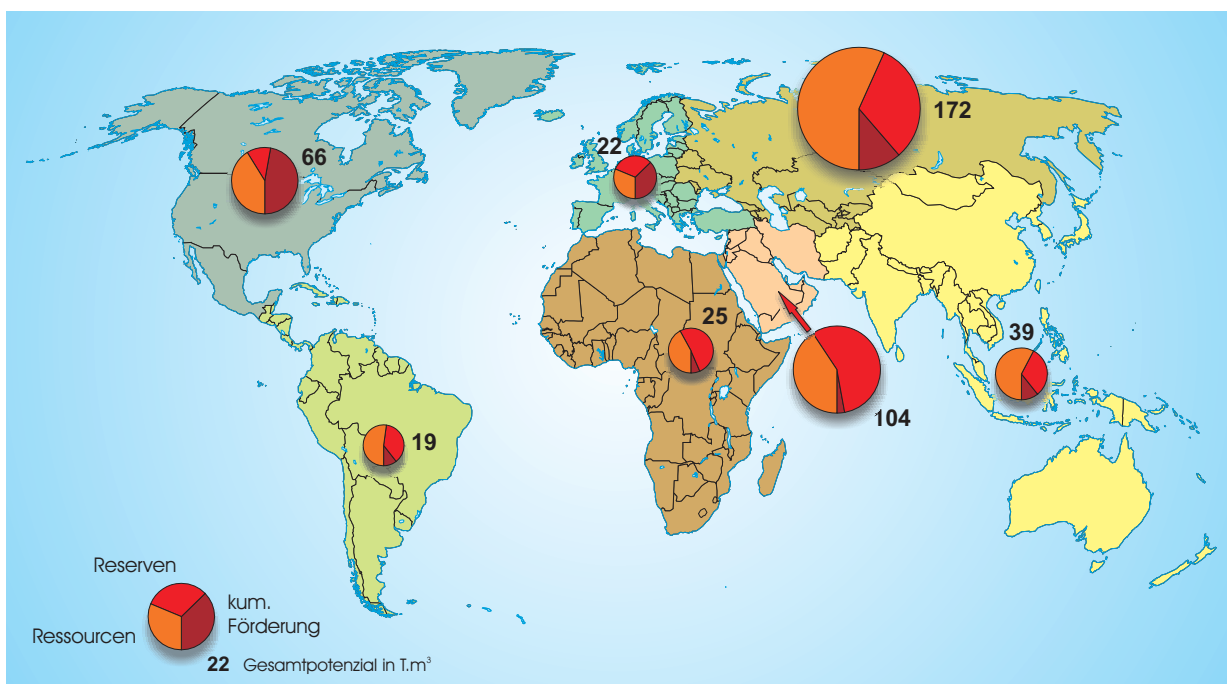


Abb. 9: Gesamtpotenzial konventionelles Erdgas 2001 (447 T.m³): regionale Verteilung.

Die Welt-Erdgasförderung hat in den letzten Jahren stetig zugenommen und erreichte im Jahr 2001 mit ca. 2,5 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. Im Jahr 2001 wurden ca. 650 G.m³ (etwa ein Viertel der Welt-Erdgasförderung) grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt, davon ca. ein Viertel als verflüssigtes Erdgas (LNG).

Die kumulierte kommerzielle Erdgasförderung der Welt erreichte bis Ende 2001 fast 70 T.m³ oder 30 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven. Davon wurde allein innerhalb der letzten 16 Jahre die Hälfte gefördert. Rechnet man das abgefackelte 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 2019 verbraucht sein, setzt man eine gleichbleibende Jahresförderung und keine Reserven Zunahme durch Neufunde und verbesserte Produktionstechnologie voraus. Die statische Reichweite der heutigen Erdgasreserven beträgt etwa 64 Jahre.

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, Nordafrika, Norwegen und den Niederlanden, der Nordamerikanische Markt (NAFTA-Staaten), der Asiatische Markt, der durch große Entfernungen der Hauptverbraucher (Japan, Süd-Korea, Taiwan) zu den Lieferländern (insbesondere Indonesien, Malaysia, Brunei) 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 die Technologien lediglich 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 unvollkommenen Explorationsstand wider. (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. Bislang erfolgte eine Produktion in nur wenigen Anlagen mit zumeist Pilotcharakter. Eine kritische Bewertung unter Einbeziehung neuer Forschungsergebnisse führte zu deutlichen Reduzierungen der erwarteten Ressourcen. Eine nennenswerte kommerzielle Förderung ist in absehbarer Zukunft nicht wahrscheinlich – trotz der noch riesigen, eventuell gewinnbaren Mengen, die im Bereich von entsprechend 800 bzw. 500 T.m³ liegen könnten und damit über dem Gesamtpotenzial an konventionellem Erdgas liegen.

Die nachgewiesenen Welt-Erdgasreserven reichen – eine gleichbleibende Förderung vorausgesetzt – bis über die Mitte des Jahrhunderts hinaus. Es ist zu erwarten, dass innerhalb dieses Zeitraums 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 dieses Jahrhunderts hinaus gedeckt werden kann.

Bezogen auf die weltweite Situation 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. Defizite könnten auf dem Nordamerikanischen Erdgasmarkt entstehen, die nur über LNG-Lieferungen gedeckt werden können.
- ◆ Der Erdgaspreis wird durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren Transportkosten infolge der 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 Schaffung neuer Kapazitäten in Produktion und insbesondere Transport erfordert eine langfristige Bindung hoher

Finanzmittel. Die Finanzmärkte werden jedoch eher von kurzfristigem Denken bewegt.

Die **Kohle** ist sowohl bei den Reserven wie auch bei den Ressourcen der Energierohstoff mit den weltweit größten Mengen. Hartkohlen mit einem Energieinhalt von > 16.500 kJ/kg sind wenig Transportkosten-empfindlich und werden weltweit gehandelt. Dagegen sind die Weichbraunkohlen in erster Linie für eine lokale Verwendung (Kraftwerke in Lagerstättennähe) geeignet.

Insgesamt nahm Kohle im Jahr 2001 mit einem Anteil von ca. 27 % (Hartkohle ca. 24 %, Weichbraunkohle ca. 3 %) am weltweiten Primärenergieverbrauch die zweite Stelle hinter Mineralöl ein. Bei der Stromerzeugung war Kohle mit einem Anteil von 37 % der wichtigste Energierohstoff.

Weltweit waren im Jahr 2000 Reserven in Höhe von 670 Gt SKE nachgewiesen, davon 603 Gt SKE Hartkohle und 67 Gt SKE Weichbraunkohle.

Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven zeigt Abbildung 10. Die um ca. 112 Gt SKE höhere Zahl gegenüber 1997 beruht hauptsächlich auf Neubewertungen, insbesondere der russischen Steinkohlereserven, die von 16 auf 104 Gt SKE stiegen. Mit Reserven von ca. 203 Gt SKE sind die USA größtes Kohleland (ca. 30 % der Welt). Russland folgt mit ca. 104 Gt SKE (ca. 16 %) vor China mit 71 Gt SKE (ca. 11 %). Australien und Indien haben ca. 9%- bzw. 8%-Anteile an den Welt-Reserven. Die Reserven Deutschlands mit ca. 34 Gt SKE basieren auf ca. 21,6 Gt SKE Hartkohle und ca. 12,8 Gt SKE Weichbraun-

kohle. Angesichts der hohen Gewinnungskosten der deutschen Steinkohle ist diese nur bedingt als Reserve im Sinne der Definition anzusehen.

Bezogen auf die Förderung von 2001 beträgt die statische Reichweite der weltweiten Hartkohlereserven ca. 207 Jahre, die der Weichbraunkohlereserven ca. 198 Jahre.

In einer Reihe von Ländern ist die Informationslage verbesserungswürdig. Daher sind in Zukunft deutliche Verschiebungen bei den Mengen an Kohlereserven und -ressourcen nicht auszuschließen.

Kohle ist ebenso wie Erdöl und Erdgas ungleichmäßig über den Globus verteilt. In nur sechs Ländern sind ca. 79 % der Reserven konzentriert. Diese Länder erzeugten 2001 mit ca. 3.055 Mt ca. 87 % der Welt-Hartkohleförderung (ca. 3.510 Mt Hartkohle). Die Hartkohle stellt mit 2.808 Mt SKE den überwiegenden Anteil an der Kohleförderung. Ihre Förderung ging jedoch seit 1997 um ca. 200 Mt SKE zurück.

Mit ca. 571 Mt wurden etwa 16 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt. Damit setzte sich die Expansion des Steinkohleweltmarktes fort.

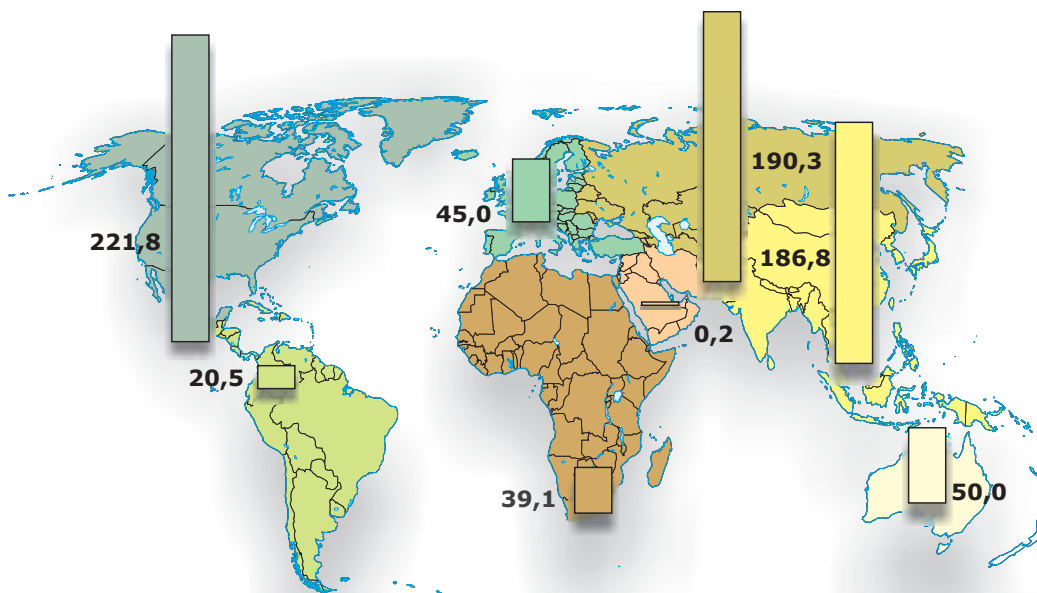


Abb. 10: Regionale Verteilung der Hartkohlereserven [Gt].

Mehr als 50 % des Handelsvolumens entfielen auf den ostasiatischen Wirtschaftsraum, etwa ein Drittel auf die Europäische Union. Im Jahr 2001 importierte Deutschland 35 Mt SKE Hartkohle und damit mehr als die Eigenförderung von 27,9 Mt SKE.

Nach Meinung der Analysten lässt sich die künftige Entwicklung auf dem Kohle-Markt wie folgt zusammenfassen:

- ◆ Hartkohlen tragen zurzeit mit jährlich ca. 3 Gt zu 23 % des globalen Primärenergieverbrauchs bei. 60 % der Produktion werden in der Verstromung eingesetzt. Dabei wird die Kohle weiterhin eine wichtige Rolle in einem ausgewogenem Energiemix spielen.
- ◆ Durch die Globalisierung befindet sich auch der Kohlemarkt in einem Strukturwandel. Dieser ist geprägt durch eine Konzentration des Angebots in den westlichen Exportländern Australien, Kolumbien und Südafrika bei steigender Bedeutung der Transformländer China und Russland.
- ◆ Das verbleibende Vorratspotenzial an Hartkohle und Weichbraunkohle ist ausreichend, um den Bedarf für das 21. Jahrhundert zu decken. Eine exaktere internationale Definition der bestehenden Reserven nach Qualitäten und wirtschaftlicher Ausbringbarkeit wäre wünschenswert, um genauere Prognosen für den künftigen Weltmarkt zu erstellen (s. Ansätze in den USA/USGS und Russland).
- ◆ Der Weltmarkt für Hartkohle wird weiter wachsen. Die historischen Steigerungsraten von 5 % jährlich werden nicht erreicht werden. Allgemein wird eine Steigerung von 1,5 bis 2 % pro Jahr bis 2010 für wahrscheinlich gehalten.
- ◆ Asien insbesondere mit den Ländern Indien und China wird den Wachstumsmarkt für Hartkohle bestimmen. Es wird angenommen, dass diese Länder die wichtigsten Importeure für Steinkohle werden.
- ◆ Der Hauptteil der Hartkohle wird bei der Verstromung Verwendung finden und zur Deckung des wachsenden Stromverbrauchs beitragen.
- ◆ Ein großes Exportpotenzial aufgrund kostengünstig produzierender Gruben und ausreichender Lagerstättenvorräte haben Australien, Indonesien und Kolumbien. Auch China und Russland haben das Potenzial, ihre Position auf dem Kohlemarkt auszubauen.
- ◆ USA, Kanada und Polen dagegen werden durch hohen Eigenbedarf oder/und ungünstige Produktionsbedingungen auf dem Weltmarkt in Zukunft eine geringere Rolle spielen.
- ◆ In den Industrieländern wird das moderate Wachstum davon abhängig sein, inwieweit es möglich ist, „Clean Coal“-Technologien zur Anwendung zu bringen.

Bei **Uran** steht mit Reserven von 1,57 Mt für die nächsten 20 Jahre ein ausreichendes Potenzial zur Versorgung der weltweiten Kernkraftwerke zur Verfügung. Die Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 354 GW_e verbrauchten im Jahr 2001 ca. 64.400 t U, wovon ca. 34.000 t aus der Bergwerksproduktion stammten.

Die Reserven und Ressourcen an Uran sind weltweit auf eine begrenzte Anzahl von Ländern verteilt (Abb. 11). Die bis 40 \$/kg U gewinnbaren Reserven liegen zu fast 99 % in zehn 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 fünf Jahren zwischen 32.200 und 37.300 t U,

bei einem jährlichen Verbrauch um die 60.000 t U. Die Lücke wurde aus früher angelegten zivilen Lagerbeständen und zunehmend auch aus strategischen (militärischen) Lagerbeständen, besonders aus Russland, 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 gewisse Rolle, die jedoch von politischen Entscheidungen abhängig ist.

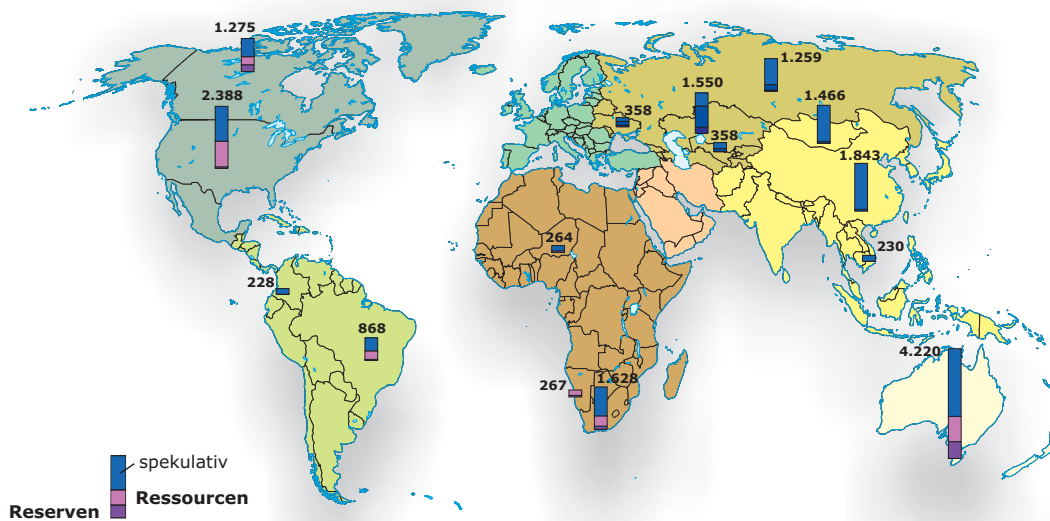


Abb. 11: Länder mit Gesamtressourcen (Reserven und Ressourcen) an Uran größer 200 kt U [kt U].

Bei der Versorgung aus der Bergwerksförderung stellen wenige Länder den Hauptteil für die Deckung des weltweiten Bedarfs. Kanada lieferte ca. 31 % der Weltförderung. Australien, Niger und Namibia lieferten insgesamt weitere 32 % der Weltförderung. Die Großverbraucher USA, Frankreich, Japan, Deutschland und Großbritannien haben nur eine beschränkte Eigenförderung (USA, Frankreich) oder sind ganz auf Importe angewiesen. Bei anhaltend niedrigen Preisen wird sich die Tendenz der Förderkonzentration auf wenige Länder mit kostengünstigen Lagerstätten (Kanada, Australien, Kasachstan, Usbekistan) fortsetzen. Die fünf größten Bergwerksgesellschaften produzierten im Jahr 2001 ca. 80 % des Urans. Die Preise für kurzfristige Lieferungen waren 2001 bei ca. 19 \$/kg U auf niedrigem Niveau, lediglich langfristige Lieferungen wurden zu 26 bis 27 \$/kg U (EURATOM ca. 34 \$/kg U) abgeschlossen.

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

Unter **geothermischer Energie** versteht man die in Form von Wärme gespeicherte Energie in dem mit Bohrungen (bis 7 km Tiefe) erreichbaren Teil der Erdkruste. Ihr Energieinhalt übertrifft sämtliche nichtregenerativen Energiequellen um ein Vielfaches, allerdings ist davon nur ein geringer Teil gewinnbar. Unter realistischen Bedingungen hängt die Mindestleistung einer Anlage ganz wesentlich vom Tiefenbereich (Temperatur) und von der hydraulischen Durchlässigkeit am Standort ab.

Bezüglich der Nutzungsarten unterscheidet man:

- ◆ Den oberflächennahen Untergrund, dessen Wärmeinhalt mit Hilfe erdgekoppelter Wärmepumpen vor allem in dezentralen Heizanlagen genutzt wird.
- ◆ Hydrothermale Ressourcen niedriger Temperatur (30 – 150 °C), deren Wärmeinhalt vorwiegend in großen zentralen Heizanlagen, aber auch zunehmend mittels ORC-Anlagen zur Verstromung genutzt wird.
- ◆ Hydrothermale Ressourcen hoher Temperatur (> 150 °C), die man vor allem im zirkumpazifischen Vulkangürtel findet. Dampfdominierte Lagerstätten über 200 °C werden vorwiegend zur Stromerzeugung mit Dampfturbinen genutzt (Arbeitsmittel zum Antreiben der Turbine ist der Lagerstättendampf), während bei Ressourcen zwischen 150 und 200 °C häufig ORC-Anlagen verwendet werden (Lagerstättenwärme wird auf ein Sekundärfluid übertragen, organisches Arbeitsmittel in der Turbine).
- ◆ Für Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme mit Hilfe des Hot-Dry-Rock-Verfahrens besteht zurzeit noch Forschungsbedarf. Es lässt sich derzeit schwer einschätzen, in welchem Ausmaß das riesige Potenzial zukünftig nutzbar gemacht werden kann.

In Deutschland waren im Jahre 1999 ca. 342 MW_{th} thermischer Leistung in dezentralen Kleinanlagen installiert, die den oberflächennahen Untergrund nutzen. Hydrothermale Lagerstätten niedriger Temperatur werden in Deutschland zurzeit in 28 größeren Zentraleinrichtungen zur direkten Nutzung geothermischer Energie (überwiegend zur Raumheizung) betrieben; der geothermische Anteil

der in größeren Anlagen ($> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$) installierten Leistung beträgt zurzeit ca. $36 \text{ MW}_{\text{th}}$. Große hydrothermale Ressourcen niedriger Temperatur werden in Deutschland vor allem im Norddeutschen Becken, im Molassebecken Süddeutschlands und im Oberrheingraben vermutet; auch sind in Deutschland derzeit mehrere Projekte in der Planung bzw. Umsetzungsphase, die die Erdwärmenutzung zur Stromerzeugung zum Ziel haben.

In Europa nutzen 27 Länder geothermische Energie direkt. Insgesamt waren $5.975 \text{ MW}_{\text{th}}$ an thermischer Leistung im Jahr 1999 installiert. Die größten Erdwärmenutzer-Länder (nach ihrer installierten Leistung geordnet) sind in Europa: Island, Türkei, Schweiz, Ungarn und Deutschland. Italien steht mit 785 MW_e weit an der Spitze der Länder, die in Europa Strom aus geothermischer Energie erzeugen, gefolgt von Island.

Weltweit sind Anlagen mit 23.100 MW geothermischer Leistung installiert. Auf die Direktwärmenutzung entfallen davon $15.100 \text{ MW}_{\text{th}}$ sowie 8.000 MW_e auf die geothermische Stromerzeugung. Weltweit größter Nutzer geothermischer Energie sind die USA (die installierte Leistung zur Stromerzeugung beträgt 2.228 MW_e und $3.766 \text{ MW}_{\text{th}}$ Direktwärmenutzung), gefolgt von China, den Philippinen, Japan und Island.

Bezüglich der Energienutzung werden für die geothermische Stromerzeugung und insbesondere für die Direktwärmenutzung zukünftig hohe Zuwachsraten erwartet. Dabei hängt die längerfristige Entwicklung der Erdwärmenutzung weniger von der Verfügbarkeit der Ressourcen als von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

5 Gemeinsame Betrachtung der Verfügbarkeit von Energierohstoffen

Angesichts der Endlichkeit aller nicht-erneuerbaren Energieträger stellt sich einerseits die Frage, wie weit die Verfügbarkeit der verschiedenen Energierohstoffe reicht. Andererseits verlangt die wachsende Sensibilität der Gesellschaft für Umweltbelange eine Antwort auf die Frage, in welchem Umfang sich angesichts der unterschiedlichen Reichweiten die einzelnen Energieträger mittel- bis langfristig substituieren lassen.

Die Reichweiten von Energieträgern werden entweder statisch oder dynamisch betrachtet. Da die Vielzahl der Faktoren, die in die dynamische Betrachtung einfließen, mit sehr großen Unsicherheiten behaftet sind, geben wir der statischen Reichweite den Vorrang.

Als statische Reichweite wird der Quotient aus den derzeitigen Reserven und der aktuellen Jahresförderung bezeichnet. Sie beschreibt den augenblicklichen Kenntnisstand und ist somit eine Momentaufnahme eines sich dynamisch entwickelnden Systems. In der Realität ändern sich die Ausgangsgrößen, nämlich die Reserven und die Produktion aber ständig. Die wesentlichen Einflussgrößen auf der einen Seite sind die fortschreitende Exploration und die verbesserten Fördertechniken. Andererseits passt sich die Produktion dem Bedarf an Rohstoffen an. Beide Ausgangsgrößen – Reserven und Produktion – werden darüber hinaus maßgeblich vom Preis bestimmt.

Ein Hilfsmittel bei der Bewertung der Reichweite von Rohstoffen sind Zeitreihen, denn es ist nicht der absolute Wert der Kennziffer, der Aussagekraft besitzt, sondern seine Veränderung mit der Zeit. In den vergangenen Jahrzehnten sind die Reichweiten auch bei den meisten Energierohstoffen im Langzeittrend etwa konstant geblieben: Exploration und technischer Fortschritt waren demnach so erfolgreich, dass ein dynamisches Gleichgewicht zwischen Produktion und Reserven gewährleistet werden konnte.

Abbildung 12 veranschaulicht die statischen Reichweiten der einzelnen Energieträger. Insbesondere die beiden fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas haben relativ kurze statische Reichweiten. Dies wird besonders deutlich, wenn man nur die konventionellen Reserven in Betracht zieht. Für beide Energieträger erwarten wir in den kommenden zwei Dekaden eine wachsende Nachfrage, so dass sich die Reichweiten tendenziell weiter verkürzen werden. Eine Verlängerung der Reichweiten ist nur dann zu erwarten, wenn es gelingt, die nicht-konventionellen Ressourcen in die Nutzung einzubeziehen.

Sowohl Hart- als auch Weichbraunkohle haben statische Reichweiten der Reserven von etwa 200 Jahren, unter Einbeziehung der Ressourcen sogar Reichweiten von jeweils über 1.000 Jahren. Beide Energieträger werden in den kommenden Jahren eine steigende Bedeutung als Primärenergieträger haben, besonders bei der Stromerzeugung. Nach ABARE (2002) wird sich der Kohleverbrauch bis 2010 um jährlich 1,9 % von 3,4 auf 4,2 Gt erhöhen. Die EIA (2002) geht von einer Verdoppelung des Verbrauchs bis zum Jahre 2030 aus. Wirtschaft, Forschung und Politik sind derzeit bemüht, emissionsärmere bzw. emissionsfreie Kohlekraftwerke zu entwickeln und zum Einsatz zu bringen.

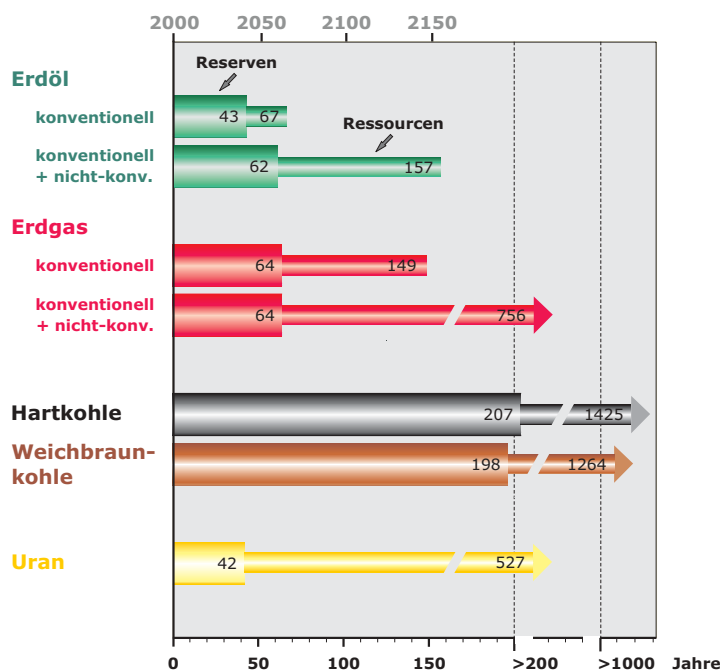


Abb 12: Statische Reichweiten aller nicht-erneuerbaren Energieträger, differenziert nach Reserven und Ressourcen sowie nach konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl und Erdgas.

Hinweis: Uran ist nicht unmittelbar mit den fossilen Energieträgern vergleichbar

(wg. Nutzung von Sekundärprodukten und der Wiederaufarbeitung von Waffeneruran)

Die in Abbildung 12 gezeigten statischen Reichweiten für Uranreserven (42 Jahre) und -ressourcen (ca. 450 Jahre) sind mit den Reichweiten für fossile Energieträger nicht unmittelbar vergleichbar. Der jährliche Bedarf an Natururan wurde in den letzten Jahren nur zu etwa 50 % aus der Bergbauproduktion gedeckt,

die übrige Menge durch die Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennstäbe, durch Waffenu-uran sowie durch Lagerbestände. Waffenu-uran und Lagerbestände werden in ca. 20 Jahren aufgezehrt sein, erst dann wird der Bedarf wieder vollständig aus der bergbaulichen Förderung gedeckt werden.

6 Definitionen

Eine strenge Trennung zwischen Reserven und Ressourcen und eine Erläuterung der Begriffe soll zum besseren Verständnis beitragen. Reserven sind die Mengen eines Rohstoffes, die mit den derzeit verfügbaren technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewinnbar sind. Das bedeutet, dass die Höhe der Reserven von den Preisen abhängt, aber auch vom Stand der Technik.

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

Zur Vermeidung von Missverständnissen bei der Angabe von Vorratsmengen wurde die einheitliche Definition der Begriffe Reserven und Ressourcen aus der vorhergehenden Studie (BGR 1999) übernommen und z. T. aktualisiert. Der Vergleich der einzelnen Termini ist im Folgenden 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 sind gebräuchlich: 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 \$/kg U zu den Reserven zählt.

Ressourcen

Sowohl diejenige Mengen eines Energierohstoffes, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich und/oder technisch gewinnbar sind, als auch die Mengen, die auf Basis geologischer Indikatoren geologisch 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

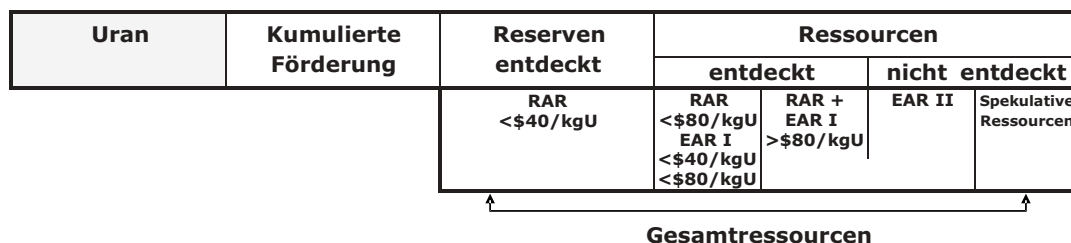
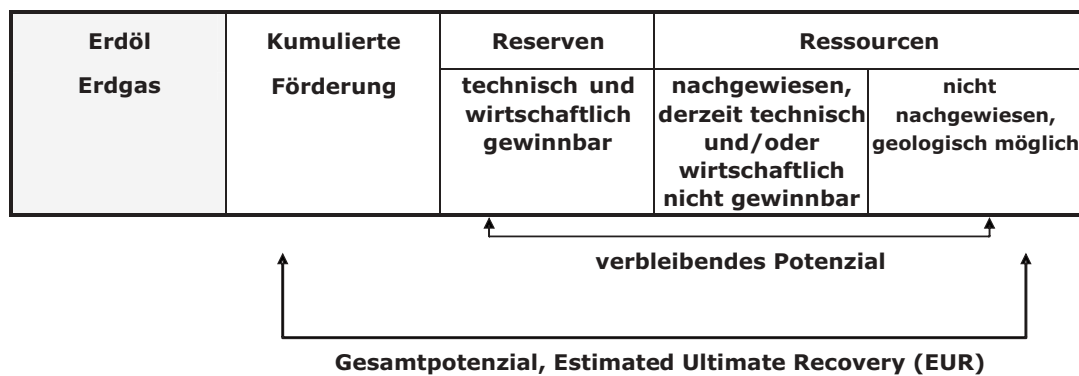
(verbleibendes Potenzial bei Kohlenwasserstoffen)

Die Gesamtmenge aus Reserven plus Ressourcen.

Gesamtpotenzial

Estimated Ultimate Recovery (EUR)

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

Abgrenzung der Begriffe „Reserven“ und „Ressourcen“

RAR = Reasonable Assured Resources

EAR = Estimated Additional Resources

* unter derzeitigen landesüblichen Bedingungen

Literatur

ABARE (2002): Global coal markets: prospects to 2010, ABARE Research Report. 02.2; Canberra — ISSN 1037-8286.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1999): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Band XVII: 400 S.; Hannover.

— (2002): Bundesrepublik Deutschland: Rohstoff-situation 2001. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Band XXVII.— Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele und Obermiller).

BP (versch. Jahrgänge): BP Statistical Review of World Energy.— Jg. 1995 bis 2002; London.

— (2002): BP Statistical Review of World Energy. — Juni 2002; London.
(http://www.bp.com/downloads/1087/statistical_review.pdf)

EIA (Energy Information Agency) (2002): International Energy Outlook 2002. DOE/EIA.— 0484; USA.

IEA (International Energy Agency) (2000): World Energy Outlook.— International Energy Agency, Paris.

— (2002): World Energy Outlook 2002.— International Energy Agency, Paris.

GLOSSAR

A

°API

Maßeinheit für die Dichte/das spezifische Gewicht der flüssigen Kohlenwasserstoffe (API = American Petroleum Institute), niedrige Grade entsprechen schwerem Öl.

Aquifer

(Grundwasserleiter) Teile der Erde, die Grundwasser enthalten und geeignet sind, es weiterzuleiten.

B

b, bbl.

barrel: Fass (158,984 Liter).

boe

barrel(s) of oil equivalent.

BP

British Petroleum

D

depletion mid point

Zeitpunkt, zu dem die Hälfte der ursprünglichen Reserven bzw. des Gesamtpotenzials gefördert worden ist.

depletion rate

Entnahmerate (in Prozent der Reservenmenge).

E

Erdgas

natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung, in diesem Kontext verstanden als brennbare Gase.

Erdöl

natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen.

Erdöl, konventionell

fließfähiges Erdöl in der Lagerstätte, API-Grade höher als 20 - 25°.

Erdöl, nicht-konventionell

Schweröl, Schwerstöl, Ölsand (Bitumen, Asphalt), Ölschiefer, in der Lagerstätte nicht fließfähig.

EU-15

Europäische Union (EU 15): Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Finnland, Großbritannien, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien.

EUR

Estimated Ultimate Recovery: Gesamtpotenzial.

EURATOM

Europäische Atomgemeinschaft

F

field growth Zunahme/Wachstum der Reserven in einem Öl-/Gasfeld durch erhöhte Ausbeutefaktoren infolge Nutzung verbesserter Fördertechnologien und bessere Kenntnis der Lagerstätte und Abbauprozesse

G

Gesamtpotenzial Kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen, auch Estimated Ultimate Recovery (EUR).

GUS Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. Dazu gehören: Armenien, Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland.

H

HDR-Verfahren Hot-Dry-Rock-Verfahren: in Gesteinen mit sehr geringer hydraulischer Durchlässigkeit und Temperaturen > ca. 150 °C werden zwischen Tiefbohrungen durch hydraulische Risserzeugung Fließwege geschaffen, die als Wärmetauscher dienen. Durch Wasserzirkulation wird Wärmeenergie gewonnen.

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

Hydrate feste (schneeartige) molekulare Verbindungen zwischen Gasen und Wasser, die unter bestimmten Druck-Temperatur-Bedingungen stabil sind. dem Druck der darüber befindlichen Wassersäule entsprechend.

hydrostatisch

hydrothermale Hochenthalpie-Lagerstätte Dampf- oder Heißwasservorkommen mit einer Temperatur über 150 °C.

hydrothermale Niedrigenthalpie-Lagerstätte Heiß- oder Warmwasservorkommen mit einer Temperatur unter 150 °C.

I

IEA International Energy Agency (Sitz: Paris), zur OECD gehörend.

J

J Joule (0,2388 Kalorien).

K

kumulierte Förderung Summe aller Jahresförderungen seit Förderbeginn.

L

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

N

Nm³ Norm-Kubikmeter: Gasmenge in 1 m³ bei 0°C und 1013 mbar [auch m³ (V_n) abgekürzt]; 1 Nm³ = 35,315 scf.

O

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

offshore vor der Küste liegende Gebiete, unter Meeresbedeckung.

OPEC Organization of Petroleum Exporting Countries (Sitz: Wien); Mitgliedsländer (31.10.2002): Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela und Vereinigte Arabische Emirate.

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

P

PEV PrimärEnergieVerbrauch.

R

RAR (Uran:) Reasonably assured resources, in der niedrigsten Kostenklasse: Reserven.

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.

T

t SKE

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

toe

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

U

ursprüngliche Reserven kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven.

V

verbleibendes Potenzial Reserven plus Ressourcen.

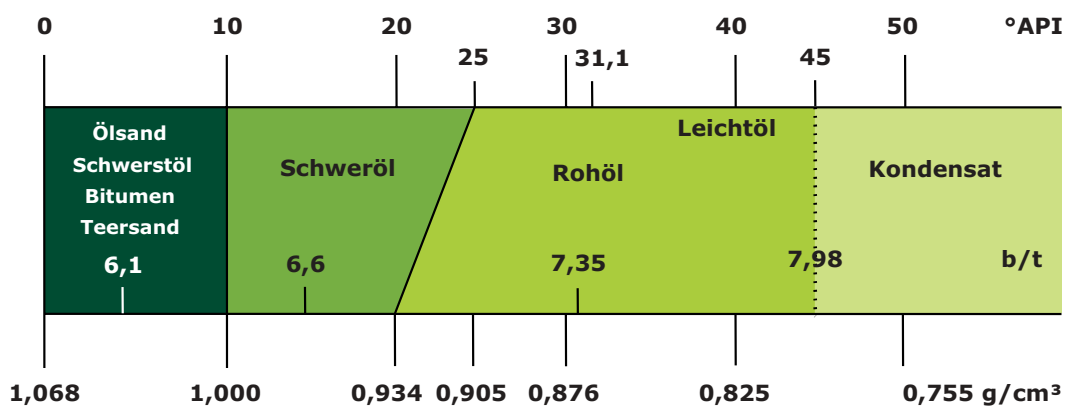
W

Wärmepumpe

technische Anlage, die unter Einsatz zusätzlicher Arbeit einem Wärmespeicher niedriger Temperatur Wärme entzieht und sie einem Wärmespeicher höherer Temperatur zuführt.

WBKWeichbraunkohle, Energieinhalt der Rohkohle aschefrei < 16.500 KJ/kg.**WPC**

World Petroleum Congress.

Physikalisch-chemische Definitionen von Kondensat, Rohöl, Schweröl, Schwerstöl und Ölsand etc.**Viskosität**Schweröl, Schwerstöl < 10.000 mPas. (cp)Bitumen, Öl-/Teersand > 10.000 mPas. (cp)

Maßeinheiten

J	Joule	1 J = 1Ws
GJ	Gigajoule	1GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278·10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278·10 ⁶ kWh = 34,1·10 ³ t SKE
EJ	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278·10 ⁹ kWh = 34,1·10 ⁶ t SKE
kWh	Kilowatt-Stunde	1 kWh = 3,6·10 ⁶ J
MWh	Megawatt-Stunde	1 MWh = 3,6·10 ⁹ J
TWh	Terawatt-Stunde	1 TWh = 3,6·10 ¹² J
MWa	Megawatt-Jahr	1 MWa = 3,15·10 ¹³ J
W	Watt	
kW	Kilowatt	1 kW = 10 ³ W
MW	Megawatt	1 MW = 10 ⁶ W
GW	Gigawatt	1 GW = 10 ⁹ W
MW _{th}	thermische Leistung in MW	
MW _{el}	elektrische Leistung in MW	
m ³	1 m ³ = 1000 l	
M.m ³	1 M.m ³ = 10 ⁶ m ³	
G.m ³	1 G.m ³ = 10 ⁹ m ³	
T.m ³	1 T.m ³ = 10 ¹² 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 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1319 Nm ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1 t LNG	1400 Nm ³ Erdgas = 1,10 toe = 1,65 t SKE = 48,3 x 10 ⁹ J
1000 Nm ³ Erdgas	35.314 cuft = 0,79 toe = 1,083 t SKE = 0,71 t LNG = 31,7 x 10 ⁹ J
1 t SKE	0,70 toe = 923 Nm ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J)	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. t Erdöl = 31,5 Mrd. Nm ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh
1 t Uran (nat.)	14.000 - 23.000 t SKE, je nach Ausnutzungsgrad
1 kg Uran (nat.)	2,6 lb U ₃ O ₈



Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit kostenlos herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Europa-, Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen. Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Schrift dem Empfänger zugegangen ist, darf sie auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Bundesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte.