

FAKTEN ■ ANALYSEN ■ WIRTSCHAFTLICHE HINTERGRUNDINFORMATIONEN

Energie hat ihren Preis

J. Peter Gerling, Hilmar Rempel, Thomas Thielemann, Volker Thoste

LANGFRISTIGE TENDENZEN

In den Medien wird seit Monaten über die rasante Preisentwicklung auf den Rohstoffmärkten berichtet. Seit Mitte 2003 erfasste diese Entwicklung insbesondere die in US\$ notierten Spotmärkte für die Energierohstoffe Erdöl (Erdgas), Steinkohle und Natururan. Erstaunlicherweise – und bisher wenig registriert – folgen die Spotmarktpreise aller Energieträger einheitlich diesem Trend (s. Abb. 1). Die Dollarpreise für Erdöl und Kohle erreichten dabei historische Höchstwerte.

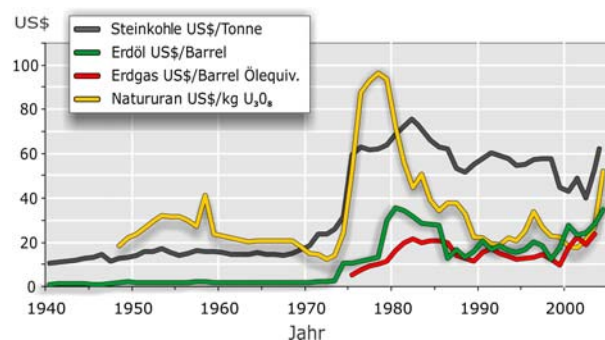


Abbildung 1: Entwicklung der nominalen Preise für Energieträger (Jahresmittelwerte) seit dem Jahr 1940. Die Werte für das Jahr 2004 sind vorläufig

Bei Erdöl wurde Anfang Juli 2004 mit 42 US\$ pro Barrel ein Allzeithoch erreicht, Mitte Oktober 2004 wurde in London die 50-US\$-Marke überschritten. Inzwischen ist wieder eine gewisse Beruhigung eingetreten.

Die entsprechende Entwicklung beim Erdgas ist eng an den Erdölpreis gebunden und folgt ihm mit etwa halbjährlicher Verzögerung

Bei Kesselkohle kam es im Zeitraum 2002 bis heute zu einer glatten Verdopplung der kurzfristigen Spotpreise von ca. 35 US\$ auf derzeit 72 US\$/t.

Natururan erlebte in den letzten beiden Jahren auf dem Spotmarkt eine unerwartete Preisrally. Die Preise stiegen von Beginn 2003 bis heute von ca. 10 US\$/lb U₃O₈ auf mehr als 20 US\$/lb U₃O₈.

Während man den Gleichklang der Preisentwicklungen in der zweiten Hälfte der 1970er Jahre noch ohne weiteres als Folge der beiden Ölkrisen und eine „Flucht“ in andere Energieträger (Kernkraft) erklären konnte, gilt dieser monokausale Zusammenhang nicht für die augenblickliche Entwicklung.

Die derzeitigen Entwicklungen sind eine Gemengelage aus

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

Von Interesse ist die Frage, auf welchem Niveau sich die Preise einpendeln werden. Bleiben sie auf einem deutlich höheren Niveau wie nach den beiden ersten Ölpreiskrisen oder gehen die Preise wieder zurück?

Inwieweit ist Deutschland von diesen Entwicklungen betroffen?

Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran sind die Treibstoffe unserer Volkswirtschaft. Der Primärenergieverbrauch Deutschlands stützte sich im Jahr 2003 zu 96 % auf diese Energieträger. Wir sind bei allen Energieträgern in großem Maße von Importen abhängig – im Jahr 2003 betrug die Importabhängigkeit 63 % für Steinkohle, 79 % für Erdgas, 96 % für Erdöl und 100 % für Uran. Der Wert der deutschen Rohstoffeinfuhren belief sich im Jahr 2003 auf 52 Mrd. € (+2,1 % gegenüber 2002), 73,1 % davon (+7 %) entfielen allein auf Energierohstoffe. Nach Berechnungen von EU-Experten werden sich die Abhängigkeiten von Importen in den kommenden Jahren eher erhöhen (EU 2000). Die Veränderungen bei den Rohstoffpreisen schlagen auf die weitere Wirtschaftsentwicklung und somit auch auf unseren Wohlstand durch.

Die nachfolgenden Ausführungen setzen sich mit den speziellen Marktentwicklungen der einzelnen Energieträger auseinander. Insbesondere wird dabei der Zusammenhang zwischen zukünftigen Markttrends und einer nachhaltigen Versorgung mit der jeweiligen geopolitischen und rohstoffwirtschaftlichen Situation beleuchtet.

ERDÖL

Mit 55,67 US\$/b erreichte der Rohölpreis der Sorte WTI auf dem amerikanischen Spotmarkt am 25. Oktober 2004 seinen bisher höchsten nominellen Wert. Warum ist diese Entwicklung eingetreten?

Bei Erdöl besteht ein Spotmarkt, auf dem ca. 40 % des weltweiten Erdölhandels abgewickelt werden. Die Preise für den Handel innerhalb langfristiger Verträge orientieren sich an den Spot-Preisen. Damit existiert ein weltweiter Markt mit einem fast einheitlichen Preisgefüge bis Mitte 2004. Geringe Preisdifferenzen (von 2 bis 4 und maximal 6 US\$/b) ergaben sich in Abhängigkeit von der Qualität des Erdöls (Dichte und Schwefelgehalt) und z. T. von den Transportentfernungen (Abb. 2). Ab Juli 2004 setzte ein starkes Auseinanderdriften der Preise für verschiedene Rohölsorten ein mit einer maximalen Differenz von 16 US\$/b zwischen WTI und Dubai (OPEC 2004).

Nach dem Ölpreisverfall in den Jahren 1998 und 1999 bis auf Werte unter 10 US\$/b einigte sich die OPEC (ohne Irak) auf massive Förderkürzungen, die sie auch einhielt. Als Folge der Förderkürzungen stieg der Barrelpreis Ende 2000 bis auf über 30 US\$. Durch die Erhöhung der OPEC-Förderung ab November 2000 konnte der Ölpreis stabilisiert werden und lag in den ersten 3 Quartalen 2001 innerhalb des angestrebten Preiskorridors. Nach dem 11. September 2001 fiel er infolge sinkender Nachfrage stark bis auf unter 18 US\$/b ab. Erst durch massive Förderkürzungen der OPEC-Länder ab Januar 2002 und Einbeziehung anderer Länder (Mexiko, Norwegen, Russland, Angola) konnte der Preis Anfang 2002 wieder bei steigendem Trend stabilisiert werden. Der starke Anstieg Ende 2002 ist mit der Situation in Venezuela (Ölarbeiterstreik) und dem spekulativen Aspekten im Vorfeld des Irak-Krieges zu erklären. Nach Beginn des Irak-Krieges und Erhöhung der OPEC-Förderung ging der Ölpreis deutlich zurück, zeigt seitdem jedoch einen steigenden Trend der sich insbesondere seit Mitte 2004 beschleunigte und im Oktober 2004 zu Spitzenwerten um 46 US\$/b für den OPEC-Basket führte. Für die Sorte WTI wurden Werte von 50 US\$/b überschritten.

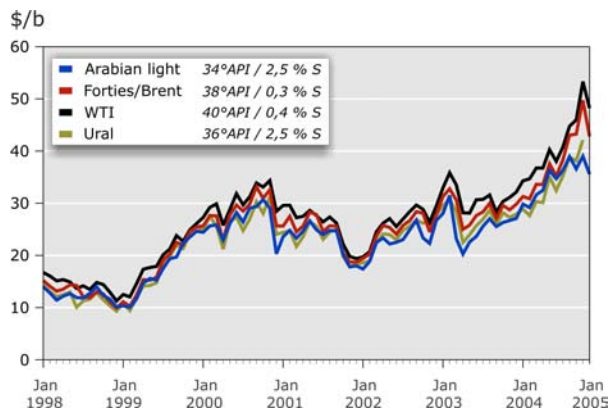


Abbildung 2: Entwicklung der Monatsdurchschnittspreise verschiedener Erdölsorten

Bezogen auf den Europreis stellt sich die Entwicklung etwas moderater dar (Abb. 3). So ist eine deutliche Umkehr ab Ende 2002 zu erkennen, als durch den stärkeren Euro die Ölpreise deutlich unter die Preise in US\$ fielen und die Preise auf Eurobasis bis April 2004 innerhalb des von der OPEC angestrebten Preiskorridors von (22 bis 28 US\$/b) blieben. Anschließend wurde dieser Korridor deutlich überschritten. Gegen Mitte November kehrten die Preise zeitweise in den Korridor zurück.

Die OPEC versuchte, über Veränderung ihrer Förderquoten die Rohölpreise zu stabilisieren, was jedoch nicht immer gelang.

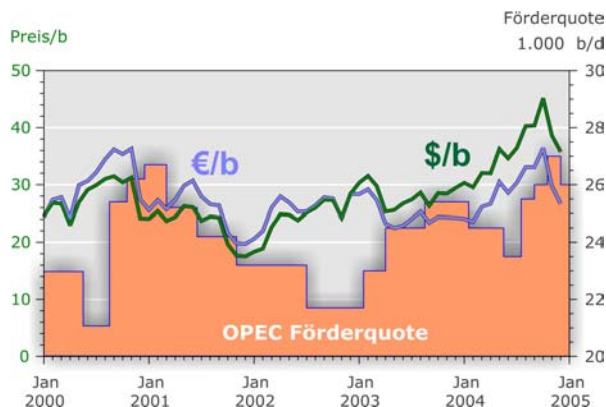


Abbildung 3: Entwicklung der Erdölpreise in US\$ und Euro je Barrel und der OPEC Förderquote

Zu den Ursachen des zurzeit extrem hohen Ölpreises, der nominal das Niveau nach den Ölkrisen 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,
- Lieferunterbrechungen durch Streiks in führenden Lieferländern (Nigeria, Norwegen) und Anschläge im Irak sowie durch Unwetter (Hurrikan Ivan im Golf von Mexiko),
- zu geringe Lagerbestände für den kommenden Winter speziell in den USA,
- politische Instabilitäten im Nahen Osten und die Affäre um Jukos 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.

Nach Meinung von Analysten wird der Erdölpreis durch eine so genannte Angst- und Spekulationsprämie in einer Größenordnung um 10 \$/b belastet.

Im Marktgeschehen besitzt der Erdölpreis eine Leitfunktion für Energiepreise. Das resultiert aus

der führenden Rolle des Erdöls bei der Deckung des weltweiten Primärenergieverbrauchs mit einem Anteil von 37 %. Auch der Erdgaspreis ist gegenwärtig noch an den Heizölpreis und damit indirekt an den Erdölpreis gekoppelt. Seine Anpassung erfolgt mit zeitlicher Verzögerung von etwa einem halben Jahr.

Die weltweiten Reserven an konventionellem Erdöl sind sehr ungleichmäßig verteilt. Drei Viertel der heute bekannten Erdölreserven lagern in OPEC-Ländern, allein 2/3 in der politisch instabilen Golfregion. Damit wird die weltweite Abhängigkeit vom OPEC-Öl künftig zunehmen. Zudem ist aus gegenwärtiger Sicht beim Erdöl der Höhepunkt der Förderung im Zeitraum von 2015 bis 2025 zu erwarten.

Die weitere Entwicklung des Ölpreises ist schwer vorherzusagen. Wichtigste Einflussfaktoren dürften dabei weiterhin das Verhalten der OPEC und die Entwicklung der Weltwirtschaft sein. Schwankungen von einigen US\$/b im Tagesabstand in beide Richten sind in Zukunft angesichts der Volatilität des Ölmarktes nicht auszuschließen.

ERDGAS

Im Gegensatz zum Erdöl gibt es beim Erdgas keinen einheitlichen Weltmarkt, sondern mehrere regionale Märkte mit eigenem Preisgefüge (Abb. 4). Wie oben erwähnt, passt sich der Erdgaspreis in einigen Ländern Europas mit etwa halbjähriger Verzögerung an den Heiz(Erd)ölpreis an.

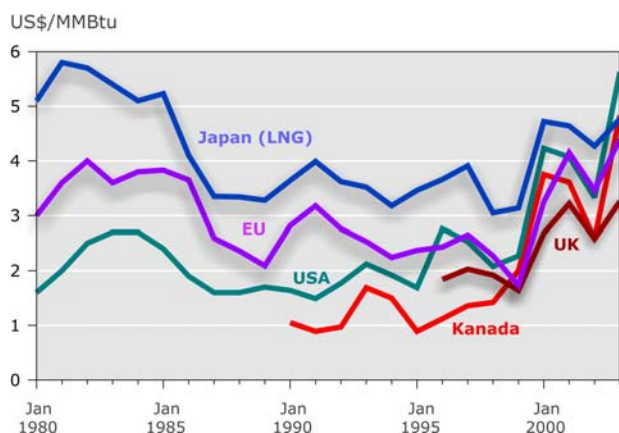


Abbildung 4: Entwicklung des Erdgaspreises 1980 bis 2003

Entsprechend der Ölpreisentwicklung gingen die Erdgaspreise in der 2. Hälfte der 80er Jahre zurück, gaben 1999 mit Ausnahme Kanadas leicht nach, um 2000 mit einer Unterbrechung im Jahr 2002 wieder anzusteigen. Ihre Kopplung an den Ölpreis ist am Beispiel der deutschen Grenzübergangspreise aus Abbildung 5 gut zu erkennen. Die seit Jahresmitte stark steigenden Erdölpreise haben bisher noch nicht in vollem Maße auf den Gaspreis durchgeschlagen. Jedoch wird für die kommenden Monate eine deutliche Steigerung des Gaspreises erwartet.

Während die deutschen Grenzübergangspreise für Erdgas auf Eurobasis in den letzten Jahren fast konstant blieben, war speziell für Nordamerika in den letzten Jahren ein starker Anstieg des Erdgaspreises zu verzeichnen, bedingt durch die zunehmende Verknappung von Erdgas auf dem Nordamerikanischen Markt. So lagen die Erdgaspreise per Bohrlochkopf für die USA in diesem Jahr über 5 US\$/Mcf, während in den ersten 10 Monaten des Jahres 2002 die Preise noch unter 3 US\$/Mcf lagen.

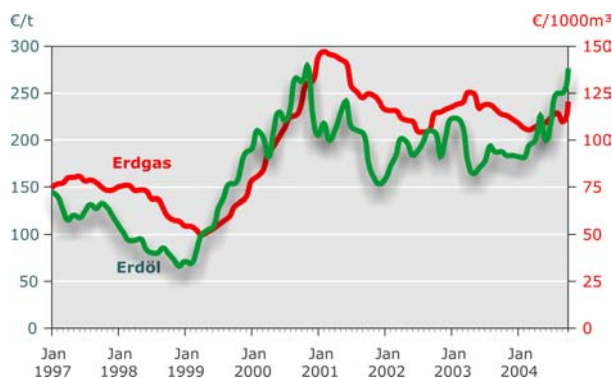


Abbildung 5: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Erdgas und Erdöl 1997 - 2004

Im Jahr 2003 wurden ca. 27 % des geförderten Erdgases grenzüberschreitend gehandelt, davon ca. 77 % per Pipeline und der Rest als verflüssigtes Erdgas (LNG). Der Erdgashandel erfolgt vorwiegend auf Basis langfristiger Verträge. Erst in den letzten Jahren hat sich ein, wenn auch begrenzter, Spotmarkt herausgebildet. Insbesondere der Handel mit LNG wird im überregionalen Maßstab in Zukunft stark zunehmen. So soll sein Anteil nach IEA (2004) von derzeit 30 % auf ca. 50 % im Jahr 2030 ansteigen.

Innerhalb der EU wächst mit der Liberalisierung des Erdgasmarktes der Druck auf die Erdgaspreise. Jedoch besteht im Gegensatz zum Strommarkt

eine große Abhängigkeit von Importen, und es gibt nur eine kleine Zahl von Lieferanten. Zusätzliche Kapazitäten für den steigenden Verbrauch müssen erst neu geschaffen werden. Die Liberalisierung dürfte zu saisonalen Schwankungen führen. Insbesondere in den Sommermonaten ist mit Überangeboten zu rechnen. Hier kann die Bedeutung von Untergrundspeichern weiter zunehmen, in denen im Sommer überschüssiges Gas eingelagert und im Winter vermarktet wird. Vermutlich wird sich eine „Gasbörse“ mit Tagespreisen entwickeln, wie sie beispielsweise in Großbritannien und den USA bereits existieren.

Ähnlich wie beim Erdöl ist eine Konzentration der konventionellen Erdgasreserven (weltweit 178 T.m³ Ende 2003) innerhalb einer „Strategischen Ellipse“, zu erkennen. So verfügen die drei erdgasreichsten Länder Russland, Iran und Katar über 56 % der Weltreserven. Längerfristig stellt sich die Verfügbarkeit von Erdgas jedoch günstiger dar als die von Erdöl. So dürfte – nach heutigem Stand der Dinge – der Höhepunkt der Erdgasförderung erst gegen Mitte des Jahrhunderts erreicht werden.

Seitens der Erdgasproduzenten, insbesondere der russischen Gazprom, wurde immer wieder versucht, den Erdgaspreis vom Erdölpreis zu entkoppeln. Dabei wurde insbesondere die hohe Kapitalbindung bei Erdgasprojekten ins Feld geführt, die im Extremfall dazu führen kann, dass in Zeiten niedriger Preise notwendige Projekte für eine zukünftige reibungslose Versorgung mit Erdgas nicht in Angriff genommen werden. Inwieweit jedoch eine Entkoppelung in absehbarer Zeit gelingt, ist fraglich, da das Erdgas mit den anderen Energien im unmittelbaren Wettbewerb steht und durch diese problemlos ersetzt werden kann. Nach der Liberalisierung ist aber ein „Gas zu Gas Wettbewerb“ zu erwarten.

KOHLE

Im Jahre 2003 wurden 4,3 Mrd. t Steinkohle bergbaulich gewonnen. Der grenzüberschreitende Handel mit Steinkohle hatte einen Umfang von 670 Mt und wird 2004 bei 710 Mt erwartet. Im Jahr 2003 wurden 640 Mt seewärtig gehandelt, 2004 werden etwa 680 Mt erwartet. Dazu kamen 2003 27 Mt an Koks (2004: 30 Mt).

Braunkohle wird wegen ihres relativ geringen Energieinhaltes kaum gehandelt. Nur in Südostasien gibt es einen kleinen grenzüberschreitenden Handel. In der Regel wird Braunkohle lagerstättennah verbraucht und unterliegt kaum Preisschwankungen. Daher liegt der Fokus dieser Analyse auf der Steinkohle.

Steinkohle wird weltweit in Form von Koks- und Kesselkohle gehandelt. Wichtigster Unterschied ist das Verkokungsverhalten, das Koks- und Kesselkohle für die Stahlerzeugung unerlässlich macht. Koks- und Kesselkohle hat einen höheren Handelswert als Kesselkohle, die in Kraftwerken verbrannt wird, folgt jedoch bei Preisschwankungen einem analogen Trend (Abb. 6).

2003 wurden 210 Mt Koks- und Kesselkohlen gehandelt. Das waren 36 % der weltweiten Förderung. 2004 werden es 215 Mt sein, 2005 ca. 219 Mt. Die Förderkapazitäten sind mit 99 % fast ausgelastet, da die anhaltenden Bedarfssteigerungen vom Markt unterschätzt wurden. Dieses ließ die Preise seit 2002 um bis zu 100 % steigen. Die Spotpreise cif NW-Europa liegen derzeit um 90 US\$/t. Für das 1. Halbjahr 2005 sind Preise zwischen 120 und 140 US\$/t bereits verhandelt.



Abbildung 6: Steinkohle-Importpreise 1980 bis 2004 (Spotpreise cif NW-Europa).

2003 war Australien weltgrößter Koks- und Kesselkohlenexporteur mit 103 Mt (= 49 %), gefolgt von Kanada (23 Mt) und den USA (19 Mt).

In einer Reihe von Förderländern ist man um eine Ausweitung der Förderkapazitäten bemüht. So wurde in Kanada ab November 2004 die Förderkapazität um ca. 2 Mio. jato erhöht. Bis 2010 ist eine Erweiterung um zusätzlich 18,7 Mio. jato geplant. Bis 2007 erweitert Südafrika seine Kapazitäten um 2,4 Mio. jato. Russland fördert ab 2007 3 Mio. jato zusätzlich. Australien will bis 2010 weitere 42,5 Mio. jato hinzufügen.

Außerhalb Chinas wurden in den letzten 25 Jahren 118 Mt an Kokereikapazitäten geschlossen, gleichzeitig wurden 124 Mt neu gebaut. China hat in der gleichen Zeit eine Kapazität von 90 Mt errichtet und erreichte 2003 177,8 Mt. Die Weltkoksproduktion betrug 2003 390 Mt. Bis 2007 werden 80 Mt an Kokereikapazität neu hinzukommen, davon 60 Mt in China. Damit wird China bis 2007 einen Anteil von 50,6 % an der Weltkoksproduktion erreichen.

Im Jahr 2003 betrug der weltweite Kesselkohlenhandel 460 Mt bzw. 14 % der Weltförderung. Diese Menge wird 2004 auf 495 Mt steigen. Die weltweiten Förderkapazitäten sind momentan zu 94 % ausgelastet. Der hohe Bedarf ließ die Preise seit 2002 um bis zu 100 % steigen. Die Spotpreise cif NW-Europa liegen derzeit um 72 US\$/t. Für das 1. Halbjahr 2005 sind Preise zwischen 65 und 82 US\$/t zu erwarten.

Die größten Lieferanten für Kesselkohle waren 2003 Australien (113 Mt), Indonesien (86 Mt) und China (81 Mt).

Hauptmotor für die hohen Kohlepreise war und ist der gestiegene Bedarf in China, dem weltgrößten Kohleförderer und -verbraucher. Innerhalb von fünf Jahren kam es fast zu einer Verdoppelung der Kohleproduktion, von 1.000 Mt in 2000 auf 1.900 Mt in 2004. Für 2005 ist bei einer Abkühlung des chinesischen Wirtschaftswachstums mit einer Förderung von etwa 2.000 Mt auszugehen.

Zum Jahresbeginn 2003 fuhren weltweit 5.511 Frachtschiffe (Massengut, „dry bulk“) mit einer Kapazität von 294,3 Mio. Bruttoregistertonnen. Bis Ende 2006 wird diese Kapazität auf 370 Mio. Bruttoregistertonnen steigen. Vermehrt laufen Superfrachter mit einer Kapazität über 200.000 t vom Stapel. Sieben dieser Schiffe kamen Ende 2004 auf den Markt, acht weitere folgen dieses Jahr, so dass Ende 2005 60 Superfrachter verfügbar sein werden. Bis 2009 kommen jährlich noch einmal sechs bis sieben solcher Schiffe hinzu. Dieser Trend führt bereits jetzt zu sinkenden Frachtraten. Für die Strecke Richards Bay-Rotterdam waren für Lieferungen im November 2004 um 26 US\$/t zu zahlen, für Februar 2005 sind es derzeit 18 US\$/t.

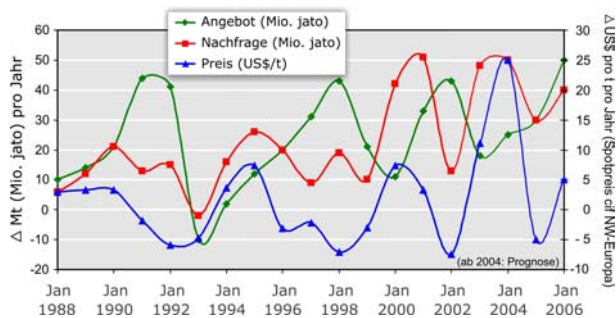


Abbildung 7: Entwicklung von Angebot, Nachfrage und Preis für Kesselkohlenimporte nach NW-Europa 1988 bis 2006 (ab 2004 Prognose), verschiedene Quellen.

Die zukünftigen Preise bei Steinkohlen hängen von der Entwicklung von Angebot, Nachfrage und Frachtkapazitäten ab (Abb. 7). Für 2005 wird eine Steigerung der Nachfrage um 3-6 % vorausgesagt. Angebotsengpässe werden besonders bei Kokskohlen erwartet, während sich die Auslastung der Frachter entspannen wird. Folglich dürfte das durchschnittliche Preisniveau für Kesselkohlen 2005 grob geschätzt 10 % unter den Preisen für 2004 liegen, während es bei Kokskohlen 20 % über dem heutigen Stand notieren könnte.

KERNBRENNSTOFFE (URAN)

Auf dem US Dollar notierten Spotmarkt hat sich der Preis für „Yellow Cake“ zwischen Ende März 2003 und Anfang November 2004 von ca. 10 US\$/lb U_3O_8 auf 20,25 US\$/lb U_3O_8 verdoppelt (Abb. 8).

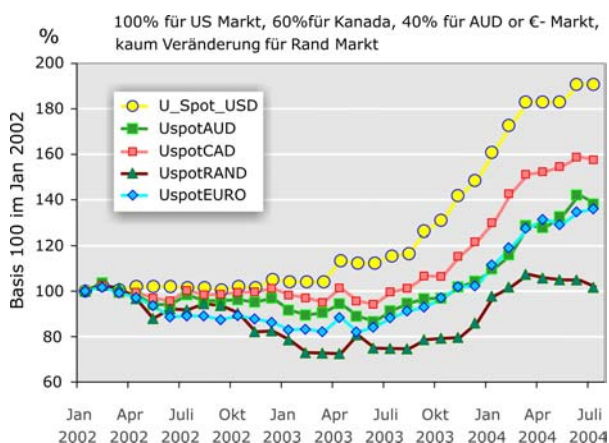


Abbildung 8: Preisentwicklung von Natururan in der Währung der Hauptproduzenten Kanada, Australien und Südafrika

Die Geschwindigkeit des Preisanstieges und das zurzeit erreichte Preisniveau haben alle Marktteilnehmer überrascht. Auslöser war sicher der

generelle Anstieg der Energiepreise zwischen 2001 und 2004, insbesondere der des Erdöls, verbunden mit dem Verfall des US\$. Das sich daraus ableitende Zukunftsszenario für die Verteuerung der weltweiten Energieversorgung, auch in Zusammenhang mit einer CO_2 -Abgabe, versetzte auch den in den letzten 10 Jahren so stabilen Uranmarkt in Unruhe. So hatte die Fachwelt sich seit 1990 an ein Szenario gewöhnt, in dem etwa die Hälfte des Weltbedarfs von ca. 60.000 t U/Jahr durch Sekundärquellen wie der Abreicherung von Waffeneran (2003 ca. 10.600 t U), von MOX Brennstoff oder aus Lagerbeständen gedeckt wird (Abb. 9).

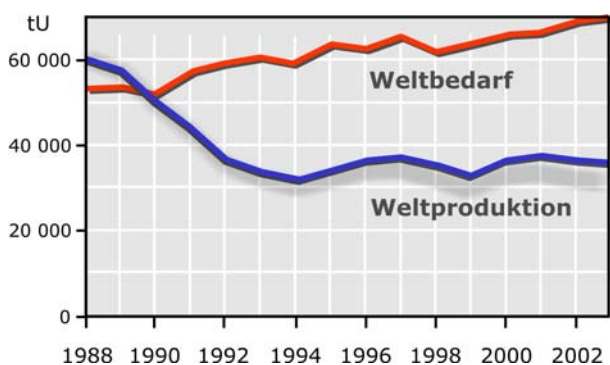


Abbildung 9: Welt Uranbedarf und -produktion 1988 - 2004

Dieses Szenario sollte nach Berechnungen der IAEA/NEA bis ca. 2020 Gültigkeit haben (IEA 2005).

Inzwischen sind die Lagerbestände weitgehend aufgebraucht. Außerdem kam es 2003 zu einem Wassereinbruch in der weltgrößten Urangrube McArthur River (>180.000 t U Reserven, Produktion > 7000 t U/Jahr), Kanada, der die Produktion für drei Monate stilllegte. Die Produzenten Cameco und AREVA/Cogema konnten zwar ihre Lieferverträge durch Nutzung anderer Produktionen erfüllen, jedoch zeigte das Ereignis, wie anfällig der Markt durch die Konzentration auf wenige Produktionszentren und Produzenten in den letzten 10 Jahren geworden ist. Als Folge des Unglücks stieg der Spotmarktpreis um 1 US\$ von 10 US\$/lb U_3O_8 auf 11 US\$/lb U_3O_8 . Eine ähnliche Reaktion verursachte ein Großfeuer in der Aufbereitungsanlage des Großproduzenten Olympic Dam, Australien (WMC) und Pläne der Fa. RTZ, die Produktion der Lagerstätte Rössing, Namibia, wegen Unwirtschaftlichkeit einzustellen.

Ein weiterer Grund für eine mögliche Marktverengung liegt sicher in der Ankündigung mehrerer Länder (China, Finnland, Russland, Südkorea, Japan), ihre Kernkraftwerk(KKW)-Programme (Welt 2004: ca. 30 KKW im Bau, 71 KKW geplant) auf Grund der hohen Abhängigkeit von teuren Öllieferungen auszubauen.

Betrachtet man die Bedarfslücke von mindestens 20.000 t U/Jahr, die nach dem Wegfall der Sekundärproduktion ab etwa 2020 entstehen wird, in Verbindung mit den geplanten Zubauprogrammen, wird deutlich, dass ab diesem Zeitraum zur Bedarfsdeckung mehr neue Lagerstätten in Produktion gehen müssten. Eine interne Erhebung der IAEA Ende 2004 zeigt, dass die Vorlaufzeiten für neue Uranproduktionszentren in den Jahren 1975 bis 2003, abgesehen von einer Ausnahme (Arlit/Akouta, Niger = 6 Jahre) zwischen 11 und 44 Jahre betragen haben.

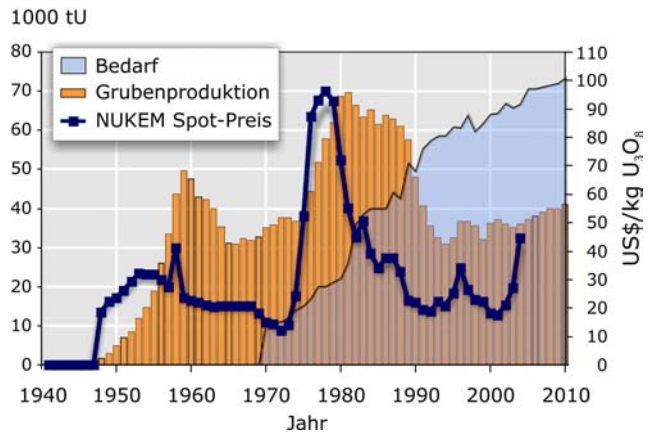


Abbildung 10: Entwicklung Uranproduktion und –spotmarktpreise 1940 – 2004

Wie die Abb. 10 zeigt, könnte der jetzige Preisanstieg, falls sich der Bedarf weiter festigt, der Auslöser für Investitionen in neue Produktionszentren sein, wie er es nach den Ölkrisen 1973 und 1979 war. Damals erreichte das Preisniveau ca. 40 US\$/lb U_3O_8 (>100 US\$/kgU), etwa das Doppelte des heutigen Spotmarktniveaus. In der Folge gingen sieben neue Lagerstätten in Produktion.

Literatur

BGR (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. – Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXVIII, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung (Nägele und Obermiller); Stuttgart.

EU (2000): Hin zu einer europäischen Strategie der Energieversorgungssicherheit (Grünbuch. Europäische Kommission. 2000, 110 S. (http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_en.pdf))

IAEA (2005): Uranium 2005 - Resources, Production and Demand, NEA/OECD Paris, Vienna 2005 (draft)

IAEA (2001): Analysis of Uranium Supply to 2050, International Atomic Energy Agency, Vienna 2001

IEA (2004): World Energy Outlook 2004. International Energy Agency, Paris 2004 (World Energy Outlook 2004)

OPEC (2004): OPEC Monthly Oil Market Report. December 2004. OPEC, Vienna 2004. (<http://www.opec.org/Publications/MR/pdf/MR122004.pdf>)

World Nuclear Association (2004): Market Report 2003, London 2004

Glossar Öl/Gas

b	barrel: Faß (158,984 Liter)
IEA	International Energy Agency (Sitz: Paris), zur OECD gehörend
LNG	Liquified Natural Gas: (für Transportzwecke) verflüssigtes Erdgas
Mcf	in anglo-amerikanischer Literatur: 1000 cubic feet = 28,32 m ³
MMBtu	1 Mio. British thermal units (entsprechen ca. 28,32 m ³ Erdgas)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Sitz: Wien)
OPEC Basket	Korb aus verschiedenen Ölsorten der OPEC-Länder
WTI	West Texas Intermediate (Erdölsorte in den USA)

Glossar Kohle

cif	„cost, insurance, freight“: Der Käufer zahlt einen Summenpreis für Rohstoff, Be- und Entladung, Frachtrate und Versicherung
jato	Jahrestonnen; Förderkapazität in Tonnen pro Jahr
Mt	Millionen metrische Tonnen

Glossar Kernbrennstoffe

U ₃ O ₈ =	chemisches Urankonzentrat, Produkt der Uranerzaufbereitung (1 lb U ₃ O ₈ = 0,3846 kgU; 1 kgU = 2,5998 lbs U ₃ O ₈)
MOX Brennstoff =	Mixed oxide fuel, aufgearbeiteter Brennstoff mit Plutonium
IAEA	Internationale Atomenergie Behörde, Wien
NEA	Nuclear Energy Agency, OECD Agentur, Paris
WNA	World Nuclear Association, Verband der Uranproduzenten, London
AREVA	Französischer Uranproduzent, vormals COGEMA
CAMECO	Kanadischer Uranproduzent
RTZ	Englischer Uranproduzent

HANNOVER, DEN 28.01.2005

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
STILLEWEG 2
D-30655 HANNOVER

peter.gerling@bgr.de

TEL 0511-643-2631

FAX 0511-643-3661

COMMODITY TOP NEWS

<http://www.bgr.de/b121/commo.html>

WEITERE INFORMATIONEN ZUM THEMA “ENERGIEROHSTOFFE”

<http://www.bgr.de/b123>