

Bräuninger, Michael et al.

## Research Report

Energierohstoffe. Teil I: Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe. Teil II: Strategieansätze unterschiedlicher Energiepreisszenarien aus der Sicht von Politik, Notenbanken, Unternehmen und Investoren

Strategie 2030 - Vermögen und Leben in der nächsten Generation, No. 1

## Provided in Cooperation with:

Hamburg Institute of International Economics (HWWI)

*Suggested Citation:* Bräuninger, Michael et al. (2005) : Energierohstoffe. Teil I: Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe. Teil II: Strategieansätze unterschiedlicher Energiepreisszenarien aus der Sicht von Politik, Notenbanken, Unternehmen und Investoren, Strategie 2030 - Vermögen und Leben in der nächsten Generation, No. 1, Berenberg Bank und Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI), Hamburg

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/102536>

### Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

### Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*



Hamburgisches  
WeltWirtschafts  
Institut

# ENERGIEROHSTOFFE

## Strategie 2030

VERMÖGEN UND LEBEN IN  
DER NÄCHSTEN GENERATION.  
— EINE INITIATIVE —  
— DES HAMBURGISCHEN —  
WELTWIRTSCHAFTSINSTITUTS  
UND DER BERENBERG BANK



**BERENBERG BANK**

*Joh. Berenberg, Gossler & Co. AG*



Hamburgisches  
WeltWirtschafts  
Institut

## Energierohstoffe

### Teil I

Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den  
Märkten für Energierohstoffe

### Teil II

Strategieansätze unterschiedlicher Energiepreis-  
szenarien aus der Sicht von Politik, Notenbanken,  
Unternehmen und Investoren

## Strategie 2030

VERMÖGEN UND LEBEN IN  
DER NÄCHSTEN GENERATION.

— EINE INITIATIVE —

— DES HAMBURGISCHEN —

WELTWIRTSCHAFTSINSTITUTS

UND DER BERENBERG BANK

*Privatbankiers*  *gegründet 1590*

**BERENBERG BANK**

*Joh. Berenberg, Gossler & Co. AG*

»Berenberg Bank · HWWI: Strategie 2030 – Energierohstoffe«  
ist eine gemeinsame Studie der  
Berenberg Bank · Neuer Jungfernstieg 20 · 20354 Hamburg und des  
HWWI Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut · Neuer Jungfernstieg 21 · 20354 Hamburg

Autoren: Michael Bräuninger, Klaus Matthies, Günter Weinert (Teil I),  
Cornelia Koller, Wolfgang Pflüger, Axel-Adrian Roestel (Teil II)  
Stand: Juli 2005

Wir haben uns bemüht, alle in dieser Studie enthaltenen Angaben sorgfältig zu recherchieren und zu verarbeiten. Dabei wurde zum Teil auf Informationen Dritter zurückgegriffen. Einzelne Angaben können sich insbesondere durch Zeitablauf oder infolge von gesetzlichen Änderungen als nicht mehr zutreffend erweisen. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität sämtlicher Angaben kann daher keine Gewähr übernommen werden.

Bezug über:  
Berenberg Bank · Öffentlichkeitsarbeit  
Neuer Jungfernstieg 20 · 20354 Hamburg  
Telefon (040) 350 60-203 · Telefax (040) 350 60-907 · e-Mail: [presse@berenbergbank.de](mailto:presse@berenbergbank.de)

## Strategie 2030 – Vermögen und Leben in der nächsten Generation

„Die goldene Regel ist,  
dass es keine goldenen Regeln gibt“

(GEORGE BERNARD SHAW)

Die Welt steht vor einer Zeitenwende. Große makroökonomische und geopolitische Trends werden das Leben und Wirtschaften der Menschheit in der nächsten Generation verändern!

Dazu zählen die neue Dimension religiös motivierter terroristischer Bedrohung westlicher Demokratien, die mit der Erweiterung der Europäischen Union verbundene Einführung des Euro als nationalstaatlich übergreifender Gemeinschaftswährung, die Entstehung neuer wirtschaftlicher Schwergewichte in Asien (Volksrepublik China, Indien) mit unausweichlichen Folgen für Rohstoff- und Kapitalmärkte und vor allem die Herausforderungen einer rapide alternden Bevölkerung in vielen Industrienationen mit all ihren Konsequenzen für Staatsfinanzen, Sozialsysteme, Arbeitsorganisation, Standortentscheidungen, etc.

Dies alles vollzieht sich vor dem Hintergrund fortgesetzter Technologiesprünge in einer sich globalisierenden Wirtschaft. In der Folge finden politische, gesellschaftliche, technologische und wirtschaftliche Veränderungen immer rascher statt. Mehr noch: Sie beeinflussen sich wechselseitig – mal verstärkend, mal aber auch bremsend – und werden so in der Wahrnehmung der Menschen immer komplexer, auch im Sinne von weniger greifbar. Dies gilt umso mehr, als sie weit in die Zukunft reichen, im Fall des demographischen Wandels sogar generationenübergreifend wirken.

Trotz aller Unsicherheit – eines ist klar: Politiker, unternehmerisch Handelnde und Privatpersonen müssen sich diesem tiefgreifenden Wandel planerisch und gestalterisch stellen.

So dürfte es ein lohnendes Unterfangen sein, nach Orientierung gebenden Wegweisern zu suchen, sie als solche zu identifizieren und mögliche Wegstrecken sowie Zielorte zu beschreiben.

Diesem Versuch dient die gemeinsam vom Hamburgischen WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) und der Berenberg Bank getragene Schriftenreihe »Strategie 2030 – Vermögen und Leben in der nächsten Generation«.

Sie vereint die Expertise von über unsere Landesgrenzen hinaus anerkannten Konjunkturforschern mit den umfassenden Erfahrungen eines führenden in der Vermögensverwaltung tätigen Privatbankhauses als sich ergänzenden Eckpunkten der Studien.

Wir wünschen den Lesern eine anregende und nützliche Lektüre!

# Inhaltsverzeichnis

Teil I: Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe	7
Zusammenfassung	8
1. Einleitung	9
2. Historische Entwicklung	10
2.1 Energiepreise	10
2.2 Energieverbrauch	13
2.3 Verfügbarkeit der Reserven	19
2.4 Regionale Verteilung der Reserven	21
3. Annahmen für die Prognose	23
3.1 Überblick	23
3.2 Nachfrage	24
3.3 Reserven	27
3.4 Preise	29
3.5 Weitere Energien	29
4. Prognoseergebnisse	30
4.1 Basisszenario	30
4.2 Szenario: Verstärkte Energieeinsparung	31
4.3 Szenario: Halbierung der Neufindungen von fossilen Energieträgern	32
4.4 Szenario: Stärkere Preisreaktionen	33
4.5 Szenario: Energiesparpolitik in Nordamerika	34
4.6 Szenario: Höheres Wachstum in Asien	35
4.7 Kurzfristige Preisausschläge	36
Teil II: Strategieansätze unterschiedlicher Energiepreis- szenarien aus der Sicht von Politik, Notenbanken, Unternehmen und Investoren	39
Zusammenfassung	40
1. Ölpreise zwischen 120 und 180 \$/Fass – stehen wir vor einem neuen Zeitalter dauerhaft verteuerter Energierohstoffe?	41
1.1 Die Ausgangslage	41
1.2 Wunsch ...	42
1.3 ... und Wirklichkeit	42

2. Mögliche Folgen	44
2.1 Konflikte	44
2.2 Preissprünge	44
2.3 Rückbildung zu regionalen Wirtschaftszentren?	44
3. Staatlich aktive Strategien – das Setzen von Rahmenbedingungen	45
4. Energierohstoffe und Kapitalmarktperspektiven	47
4.1 Die Lehren der Vergangenheit	47
4.2 Der Blick in die Zukunft	52
5. Die Sektorebene – einzelne Industriezweige werden unterschiedlich stark betroffen sein	54
5.1 Generelle Überlegungen	54
5.2 Der Transportsektor – das Herzstück einer arbeitssteiligen Weltwirtschaft	55
5.3 Stahl und Kohle	60
5.4 Wenn die Chemie nicht mehr stimmt	62
5.5 Öl- und Gasunternehmen – Gewinner in der Krise	63
5.6 Versorger	66
6. Die Historie als Anhaltspunkt für die zukünftige sektorale Entwicklung	71
7. Anhang	73
Vergleich zu anderen Prognosen	73
Vergleiche zwischen Alternativszenarien und Basisszenario	74
Ein kurzer Literaturüberblick	76
Literaturverzeichnis	77

## Teil I

# Szenarien für die langfristige Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe

## HWWI



## Zusammenfassung

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit Entwicklungen auf den Märkten für die Energierohstoffe Öl, Gas und Kohle bis zum Jahr 2030. Zunächst werden die Veränderungen auf diesen Märkten in den letzten 30 Jahren analysiert. Auf Basis der historischen Entwicklung werden Szenarien entworfen, in denen die künftige Entwicklung von Preisen, Angebot und Nachfrage für Energierohstoffe simuliert wird.

In allen betrachteten Szenarien steigt die nachgefragte Menge von Energierohstoffen. Die Produktion kann entsprechend gesteigert werden, und in diesem Sinne kommt es nicht zu länger andauernden Engpässen. Allerdings nehmen die förderbaren Reserven langsamer zu als der Verbrauch. Deshalb kommt es zu Preissteigerungen. Diese bremsen das Nachfragewachstum und steigern den Einsatz alternativer Energien.

Zunächst wird ein Basisszenario betrachtet, das die von uns erwartete Entwicklung widerspiegelt. In diesem Szenario nimmt der Energiekonsum bis 2030 um 75% zu. Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von 2,1%. Dabei gibt es erhebliche Unterschiede in den Wachstumsraten der einzelnen Energierohstoffe: Die Nachfrage nach Öl und Kohle wächst mit einer jährlichen Rate von knapp 1,7% deutlich langsamer als die nach Gas (2,4%) und alternativen Energieträgern (3,3%). Aufgrund der unterschiedlichen Wachstumsraten sinkt der Anteil von Öl am gesamten Primärenergieverbrauch von 37% auf 33% und der von Kohle von 27% auf 24%. Im Gegenzug nimmt der Anteil von Gas von 24% auf 26% und der von sonstigen Energien von 12% auf 17% zu. Der Öl- und der Gaspreis werden sich bis 2030 etwa verdreifachen, während der Kohlepreis etwa auf das Doppelte steigt. Bei ansonsten konstanten Lebenshaltungskosten bedeutet dies, dass der Ölpreis um 60%, der Gaspreis um 50% und der Kohlepreis um 14% steigt.

Neben dem Basisszenario werden Alternativszenarien betrachtet. In diesen werden jeweils deutlich vom Basisszenario abweichende Annahmen getroffen. Diese Szenarien stellen wenig wahrscheinliche Extremfälle dar, mit denen die Spannbreite der Abweichungen vom Basisszenario deutlich wird. Dabei hat das Basisszenario die höchste Wahrscheinlichkeit, die Extremfälle haben eine sehr geringe. In den Alternativszenarien wird z.B. ein gegenüber dem Basisszenario um zwei Prozentpunkte höheres Wachstum in Asien angenommen. In diesem Fall steigt die Energienachfrage um fast 120%. Dies führt auch zu erheblich größeren Preissteigerungen. So würde sich der Ölpreis gegenüber dem Basisszenario um fast 35 Prozentpunkte erhöhen. Ähnlich starke Preiseffekte hätte eine Halbierung der Exploration neuer Reserven. Aber auch positive Abweichungen vom Basisszenario sind möglich: So würden stärkere Energieeinsparungen das Verbrauchswachstum drosseln und so zu niedrigeren Preissteigerungen führen. Eine schnellere Erschließung neuer Rohstoffreserven hätte niedrigere Preissteigerungen und deshalb ein höheres Wachstum der Energienachfrage zur Folge.

# 1. Einleitung

Die langfristige Entwicklung der Preise für Energierohstoffe ist nicht nur für die strategische Ausrichtung von verschiedenen Politikbereichen, wie z.B. die Energie- und Verkehrspolitik entscheidend, sondern auch für langfristige Investitions- und Anlageentscheidungen. In dieser Studie sollen verschiedene Szenarien für mögliche langfristige Entwicklungen auf den relevanten Märkten für Energierohstoffe aufgezeigt werden. Im Vordergrund steht die Analyse der Öl-, Gas- und Kohlemärkte. Für diese Märkte werden Szenarien abgeleitet, mit denen die Entwicklung bis zum Jahr 2030 abgebildet wird.

Die Untersuchung findet in drei Stufen statt:

- In der ersten Stufe wird die historische Entwicklung auf den Märkten für Energierohstoffe dargestellt. Dabei wird zum einen das Wachstum des Verbrauchs abgebildet, zum anderen aber auch die Änderung der in Lagerstätten vorhandenen Vorräte und damit des potenziellen Angebots betrachtet. Dies erlaubt es, die Reaktion von Angebot und Nachfrage auf Preisänderungen abzuschätzen und umgekehrt auch zu prognostizieren, wie die Preise für Energierohstoffe auf das Verhältnis von bekannten Vorräten in den Lagerstätten und auf den Verbrauch reagieren.
- In der zweiten Stufe werden auf Basis der historischen Entwicklung Annahmen für die zukünftigen Entwicklungen getroffen. Die prognostizierte Entwicklung der Rohstoffnachfrage hängt dabei von der geschätzten Weltproduktion, den Annahmen über technischen Fortschritt und von der Reaktion der Energienachfrage auf Preisänderungen ab. Das potentielle Angebot in Form von abbaubaren Lagerstätten wird durch das technische Wissen – welches die Kosten des Abbaus maßgeblich beeinflusst – und durch den Preis bestimmt. Naturgemäß besteht über einzelne Annahmen erhebliche Unsicherheit. Deshalb werden hier verschiedene Szenarien diskutiert.
- In der dritten Stufe werden Szenarien simuliert. Zunächst wird ausführlich ein Basis-szenario dargestellt, das auf den Annahmen basiert, denen wir die größte Wahrscheinlichkeit geben. Im Anschluss werden Alternativszenarien betrachtet. Mit diesen werden verstärkte Energiesparmaßnahmen, eine aggressivere Preispolitik der Ölförderländer, geringere Neufindungen von Reserven und ein höheres Wachstum in asiatischen Schwellenländern analysiert. Jeweils wird untersucht, wie eine Variation der Annahmen auf Energiepreis und -nachfrage wirkt. So wird zum Beispiel untersucht, ob und inwieweit ein verstärktes Wachstum in Asien die Rohstoffreserven verknappt und zu welchen Preissteigerungen dies führt.

## 2. Historische Entwicklung

### 2.1 Energiepreise

Der internationale Handel mit Mineralöl, Kohle und Erdgas erfolgt zu einem großen Teil auf der Basis längerfristiger Lieferverträge. Bei Rohöl, wo rund 40% des internationalen Handels auf den Spotmärkten abgewickelt wird, haben die täglichen Notierungen an den Rohstoffbörsen eine Leitfunktion für die innerhalb der Langfristverträge zu zahlenden Preise. Spotpreise gibt es auch beim Seehandel mit Steinkohle. Der größte Teil der Kohlelieferungen, insbesondere von Koks Kohle für die Stahlindustrie, wird allerdings zu jährlich neu ausgehandelten Vertragspreisen abgewickelt. Im HWWA-Index der Weltmarktpreise von Rohstoffen ist die Entwicklung der Spotpreise von Rohöl und Kohle im Teilindex »Energie« zusammengefasst (siehe Kasten 1). Erdgas ist im HWWA-Index mangels repräsentativer Preise nicht enthalten. Anders als bei Öl existiert bei Erdgas kein Weltmarkt, sondern es gibt mehrere Regionalmärkte mit unterschiedlichen Preisen. Aufgrund unterschiedlicher Transportkosten und Marktverhältnisse weichen Preise und Preisentwicklungen im amerikanischen, europäischen und pazifischen Wirtschaftsraum voneinander ab.

In einigen Ländern – etwa den USA, Kanada und Großbritannien – werden zwar Spotpreise für Erdgas notiert, doch zumindest in Kontinentaleuropa erfolgen die grenzüberschreitenden Lieferungen überwiegend im Rahmen langfristiger Lieferbeziehungen. In den Lieferverträgen sind die Gasbezugspreise an die Entwicklung der Ölpreise gekoppelt, üblicherweise mit einer halbjährlichen Verzögerung. Diese Koppelung entstand aufgrund der Besonderheit des Transports von Gas durch ein Leitungsnetz: So wird Erdgas grenzüberschreitend vor allem mit Pipelines befördert. Der asiatische Wirtschaftsraum bildet hier eine Ausnahme. Angesichts der prinzipiellen Substituierbarkeit sind dauerhafte größere Abweichungen zwischen den Preisen der verschiedenen fossilen Energieträger nicht zu erwarten. Da die vorliegende Studie die Prognose der langfristigen Entwicklung zum Ziel hat, wird der Ölpreis als Leitpreis für die Entwicklung auf dem Gasmarkt verwendet.

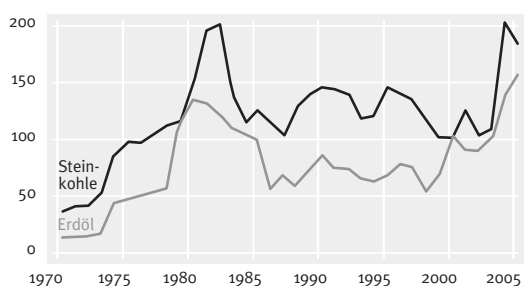
Die Weltmarktpreise für Energieträger haben sich im Jahr 2004 deutlich nach oben bewegt. Der Rohölpreis kletterte auf seinen historischen Höchststand. Preisbewegungen, wie wir sie seit Ende der neunziger Jahre bei Öl und Kohle erleben, sind allerdings nichts Neues. Heftige Preisausschläge sind geradezu ein Kennzeichen vieler Rohstoffmärkte. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der HWWA-Preisindizes von Öl und Kohle für den Zeitraum 1970 bis 2005. Eine Erläuterung zu diesen Indizes findet sich im Kasten 1. Der Ölpreis hat sich im Zuge der beiden Ölpreiskrisen zunächst vervierfacht (1973/74) und schließlich insgesamt verzwölffacht (bis 1980). Der Verlauf von Angebot und Nachfrage zeigt deutlich, dass diese Preissteigerungen durch Verknappungen des Angebots zustande gekommen sind. In den achtziger Jahren gab es dann einen deutlichen Rückgang der Ölpreise. Den Anstoß dazu gab

Saudi-Arabien Ende 1985 mit der Entscheidung, die restriktive Produktionspolitik aufzugeben und die Fördermengen – ohne Abstimmung mit den anderen OPEC-Mitgliedern – deutlich zu erhöhen. Abgesehen von der Ölpreisexlosion im Jahr 1990 im Zusammenhang mit der Besetzung Kuwaits durch die irakische Armee sind auch die neunziger Jahre durch – aus heutiger Sicht – relativ niedrige Ölpreise gekennzeichnet. Ein Preissturz auf 10 US-\$ je Barrel Ende 1998 im Gefolge der Asienkrise und einer Fehleinschätzung der Ölnachfrage durch die OPEC läutete das Ende der Niedrigpreisphase ein. Mit einer erhöhten Produktionsdisziplin erreichten die OPEC-Länder zum Ende des Jahrzehnts rasch einen deutlichen Anstieg der Ölpreise. Krisenhafte Entwicklungen in Ölförderländern, vor allem im Nahen Osten, sowie eine deutliche Zunahme der Weltölnachfrage führten schließlich zum historischen Höchststand im Jahr 2005.

Die Preise für international gehandelte Kohle zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die Ölpreise, mit einer starken Erhöhung in den siebziger Jahren, die Anfang der achtziger Jahre nur teilweise korrigiert wurden. Nach der Hochpreisperiode bewegten sich die Kohlepreise zwei Jahrzehnte auf relativ niedrigem Niveau (etwa 30-40 US-\$ pro Tonne). Ein erneuter Anstieg, bei dem in etwa das Niveau zu Beginn der achtziger Jahre erreicht wurde, erfolgte erst wieder im Jahr 2004. Eine besonders starke Erhöhung gab es 2005 beim Vertragspreis für die – hauptsächlich für Stahlerzeugung benötigte – Kokskohle. Der unerwartet kräftige Anstieg des Weltstahlverbrauchs ließ Kokskohle knapp werden, und die Stahlunternehmen akzeptierten schließlich eine Verdoppelung der Abgabepreise für das Jahr 2005.

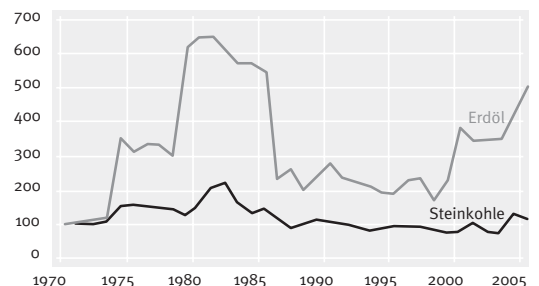
Der Anstieg der Energiepreise seit Beginn der siebziger Jahre fällt weit weniger drastisch aus, wenn er in Beziehung zu anderen Preisen gesetzt wird. Als Deflator werden hier die Exportpreise für Industriewaren herangezogen. Wie Abbildung 2 zeigt, haben die so berechneten realen Öl- und Kohlepreise die Höchststände der achtziger Jahre noch nicht wieder erreicht.

Entwicklung der Energiepreise (Abb. 1)



Quelle: HWWA-Indizes, 2000=100  
Jahreswerte; 2005: Januar-März

Entwicklung der realen Energiepreise (Abb. 2)



Quelle: HWWA-Indizes  
1970 = 100, 2005: Januar

## HWWA-Index der Rohstoffpreise

Der vom HWWA entwickelte Index der Weltmarktpreise für Rohstoffe misst die preislichen Veränderungen bei den Rohstoffimporten der Industrieländer. Der Index ist auf der Website [www.hwwa.de](http://www.hwwa.de) online verfügbar.

Bei Rohstoffpreisindizes wird üblicherweise die Güterstruktur einer bestimmten Periode als Gewichtsschema zugrunde gelegt. Der Index beantwortet dann die Frage, in welchem Maße sich der Warenkorb gegenüber dem Basisjahr verteuert oder verbilligt hat. Im HWWA-Index dienen als Gewichte die Anteile der einzelnen Rohstoffe am gesamten Rohstoffimport der OECD-Länder, ohne den Binnenhandel innerhalb der EU. Bei dem im Jahr 2002 zusätzlich eingeführten HWWA-Index »Euroland« wurden entsprechend die Importe des Euroraums aus Drittländern herangezogen.

Grundlage für die Auswahl der Rohstoffe ist die Gesamtheit der »nicht-verarbeiteten Waren« in der Außenhandelsstatistik. Bei der Auswahl wurde angestrebt, nur unbearbeitete oder wenig bearbeitete Waren einzubeziehen. Produkte mit einem hohen Anteil von Arbeitskosten und anderen Wertschöpfungskomponenten bleiben weitgehend unberücksichtigt. Dabei wurden bestehende Handelsusancen beachtet. So werden NE-Metalle nicht in der primären Bearbeitungsstufe als Erz, sondern in einer höheren Verarbeitungsstufe als Metalle an den Warenbörsen gehandelt und entsprechend als repräsentative Preisnotierungen veröffentlicht.

Um dem Ziel der Repräsentativität möglichst nahe zu kommen, sind im HWWA-Index die wichtigsten international gehandelten Rohstoffe enthalten. Ausnahmen sind allerdings dann erforderlich, wenn aktuelle bzw. repräsentative Weltmarktpreise fehlen. Daher bleibt z.B. Erdgas unberücksichtigt, und in den Teilindex Energie gehen nur Preise für Rohöl und Kraftwerkskohle ein. Edelmetalle sind nicht im Index enthalten, da sie besonders starken spekulativen Preisschwankungen unterworfen sind und nur teilweise Rohstoffcharakter im Sinne einer Verwendung als industrieller Input haben. Insgesamt sind im HWWA-Index 28 Rohstoffe vertreten. Für sie sind 36 Preisreihen als Repräsentanten ausgewählt worden, d.h. einige Rohstoffe werden durch zwei (z.B. Kohle) oder drei Preisreihen (Rohöl) vertreten, um unterschiedliche Qualitäten und damit verbundene Preisunterschiede zu berücksichtigen.

Kasten 1

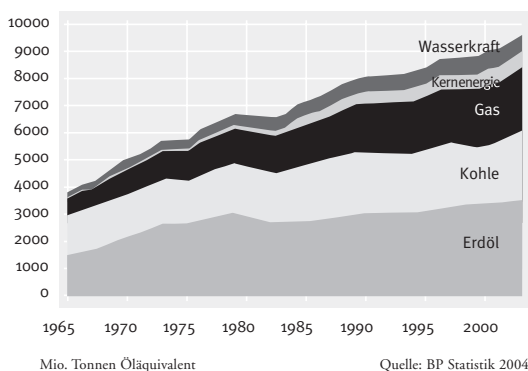
## 2.2 Energieverbrauch

Der globale Energieverbrauch hat sich seit 1970 nahezu verdoppelt (vgl. Abbildung 3). Den mit Abstand größten Anteil am Energieverbrauch hat heute Erdöl. Öl hat im Laufe der sechziger Jahre Kohle als wichtigsten Energieträger abgelöst. Anfang der siebziger Jahre trug Öl knapp die Hälfte zum kommerziellen Weltenergieverbrauch bei. Mittlerweile hat sich der Ölanteil auf 37% vermindert, während Kohle noch ein Viertel zum Verbrauch beiträgt. Erdgas hat seinen Anteil am Energieverbrauch im Lauf der Zeit auf ebenfalls ein Viertel gesteigert. Den Rest (12%) teilen sich Wasserkraft und Kernenergie. Im Kasten 2 wird kurz auf die Verfügbarkeit von Uran als Energierohstoff für die Atomkraft eingegangen. Die Entwicklung der Anteile wird in Abbildung 4 dargestellt.

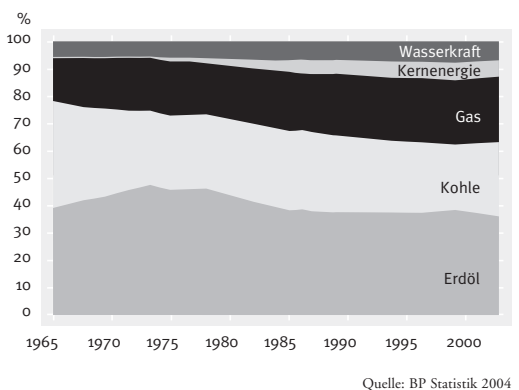
Wie Abbildung 6 zeigt, ist die relative Bedeutung der Energieträger regional recht unterschiedlich. Ursächlich für die regionalen Disparitäten sind die Ressourcenausstattung sowie Transportkosten und -wege (s. Punkt 2.3).

Der Anstieg des Weltenergieverbrauchs verringerte sich im Zeitablauf von 2,8% p.a. in den siebziger Jahren auf 1,4% p.a. seit 1990. Ein Grund für diese Verlangsamung war die Reaktion auf die Verteuerung und Verknappung der Energieträger in Form von Einsparungs- und Substitutionsbemühungen. In den OECD-Ländern ging die jährliche Verbrauchszunahme von 1,7% in den siebziger Jahren auf 1% in achtziger Jahren zurück. Seither erhöhte sich die Rate allerdings wieder. In den Entwicklungsländern, deren Energieverbrauch generell deutlich rascher zunimmt als der in den Industrieländern, zeigt sich eine entsprechende, bis in die neunziger Jahre anhaltende Abwärtstendenz. In den neunziger Jahren trug die Auflösung der Sowjetunion, die eine Verminderung des dortigen Energieverbrauchs um ein Drittel zur Folge hatte, zu einer langsameren Entwicklung des Weltenergieverbrauchs bei.

Energiemix im Zeitverlauf (Abb. 3)



Anteile der Energieträger (Abb. 4)



## Uran

Uran ist seit den achtziger Jahren deutlich preiswerter geworden. Bei Langfristverträgen sanken die Preise für Bezieher in Europa von rund 100 auf etwa 30 Euro je kg. Einen ähnlichen Verlauf nahmen die Spotpreise. Im Jahr 2004 haben die Spotpreise allerdings angezogen, auf etwa 40 Euro pro kg. Ein Grund dafür dürfte die Verteuerung der fossilen Energieträger sein, die die Chancen einer verstärkten Nutzung der Kernenergie erhöht (vgl. Abbildung 5).

Die Uranreserven sind auf wenige Länder konzentriert. Die wichtigsten Förderregionen sind Australien, Nordamerika, die Länder der ehemaligen Sowjetunion und einige afrikanische Länder. Europa bezieht sein Uran vor allem aus Russland und Kanada, gefolgt von Australien und Niger. Etwa die Hälfte des Weltbedarfs wird durch Sekundärquellen wie die Abreicherung von Waffenuran, von MOX-Brennstoff oder aus Lagerbeständen gedeckt.<sup>1</sup>

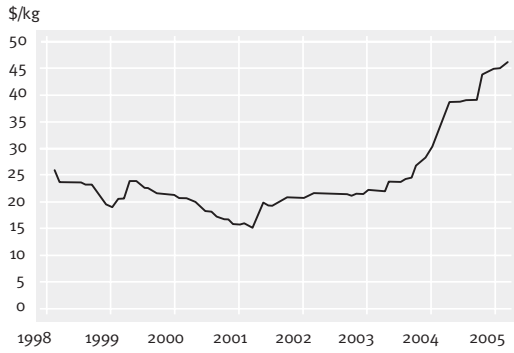
Gegenwärtig gibt es in der Welt 31 Länder mit Kernkraftwerken. Mehr als 85% der Elektrizität auf der Basis von Kernenergie wird in 17 Ländern erzeugt. Nach den bisher bekannt gewordenen Ausbauplänen ist mit einem nur moderaten Anstieg der Stromerzeugung mit Kernkraft zu rechnen. In den europäischen OECD-Ländern werden danach drei Viertel der Anlagen in den nächsten 25 Jahren mit Erreichen der Altersgrenze vom Netz gehen. Lediglich Frankreich plant Investitionen größeren Umfangs in neue Kernkraftwerke zum Ersatz bestehender Kapazitäten.

In Asien wird die Kernkraftkapazität in einer Reihe von Ländern ausgebaut werden, insbesondere in China, Südkorea, Japan und Indien. Mehrere Länder (neben den genannten auch Finnland und Russland) haben in letzter Zeit angekündigt, die Stromerzeugung mit Kernenergie zu forcieren, um die Abhängigkeit von teuren Öllieferungen abzubauen.<sup>2</sup> Bei einer kräftigen Ausweitung der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie müssten rasch neue Vorkommen zu deutlich höheren als den bisherigen Produktionskosten erschlossen werden.

1. Vgl. IEA: World Energy Outlook 2004, S. 200f.

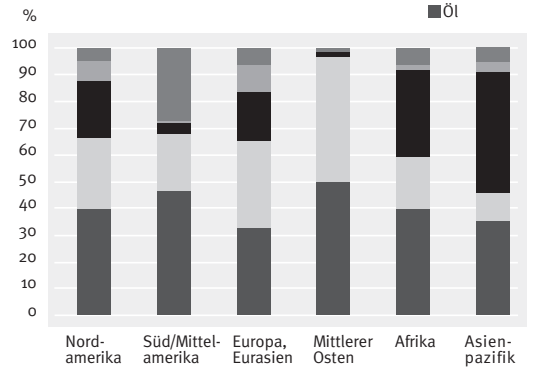
2. Vgl. BGR: Energie hat ihren Preis, Commodity Top News, No. 22, Januar 2005.

Uranpreis in \$/lb (Abb. 5)



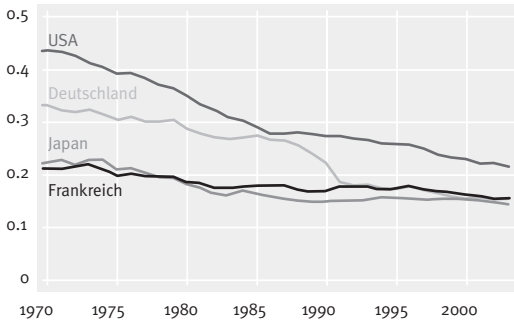
Quelle: Thomson Datastream

Energieträger in den Regionen der Welt (Abb. 6)



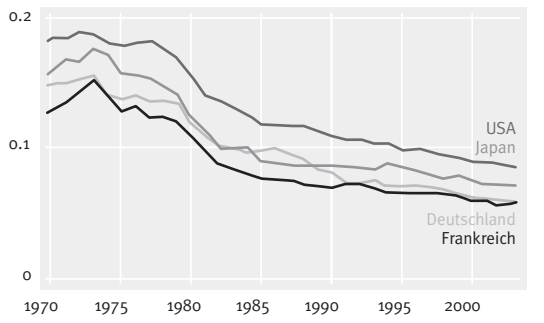
Quelle: BP Statistik 2004

Energieintensität im Zeitverlauf (Abb. 7)



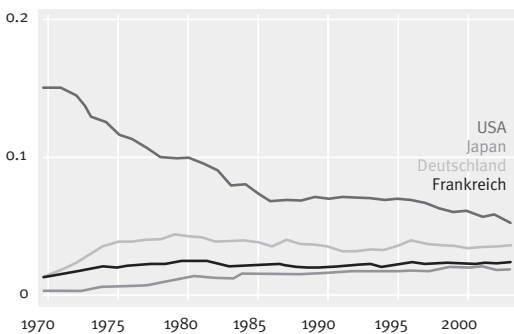
Jeweils Tonnen Öläquivalent je Mrd. \$ BIP  
Quelle: BP Statistik 2004, OECD, eigene Berechnungen

Ölintensität im Zeitverlauf (Abb. 8)



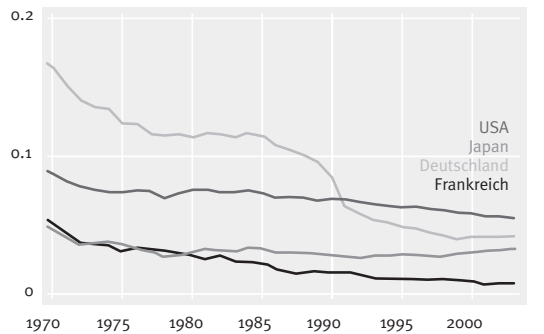
Jeweils Tonnen Öläquivalent je Mrd. \$ BIP  
Quelle: BP Statistik 2004, OECD, eigene Berechnungen

Gasintensität im Zeitverlauf (Abb. 9)



Jeweils Tonnen Öläquivalent je Mrd. \$ BIP  
Quelle: BP Statistik 2004, OECD, eigene Berechnungen

Kohleintensität im Zeitverlauf (Abb. 10)



Jeweils Tonnen Öläquivalent je Mrd. \$ BIP  
Quelle: BP Statistik 2004, OECD, eigene Berechnungen



### Entwicklung des Energieverbrauchs nach Regionen in % p.a.

	1970-1980	1980-1990	1990-2003	1970-2003	Energie- verbrauchs- anteil 2003
Industrieländer (OECD)	1,7	1,0	1,3	1,3	55,4
USA	0,9	0,8	1,2	1,0	23,6
Europäische Union (15)	1,5	0,6	1,0	1,0	15,4
(Ehemalige) Sowjetunion	4,0	2,2	-2,8	0,7	10,1
Entwicklungs-/Schwellenländer	6,0	4,5	3,6	4,6	34,5
Welt	2,8	2,0	1,4	2,0	100,0

Tabelle 1

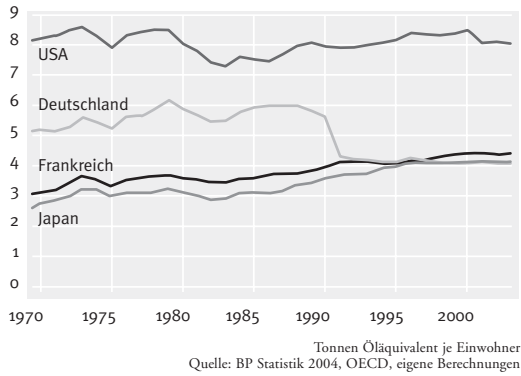
Quelle: BP Statistik 2004

Die Reaktion auf die Energieverteuerung in den siebziger Jahren wird auch in der Entwicklung der Energie- und Ölintensitäten deutlich. Abbildung 7 zeigt für ausgewählte Industrieländer, wie sich die Energieintensität – das Verhältnis von Energie zu Produktion im Zeitverlauf – geändert hat. Die Abbildungen 8 bis 10 zeigen die Entwicklung der Intensitäten für Öl, Kohle und Gas. Es wird deutlich, dass die USA die deutlich höchste Energieintensität der Produktion haben. Dies gilt auch für Öl und Gas; nur bei Kohle hatte Deutschland bis 1990 eine höhere Intensität.

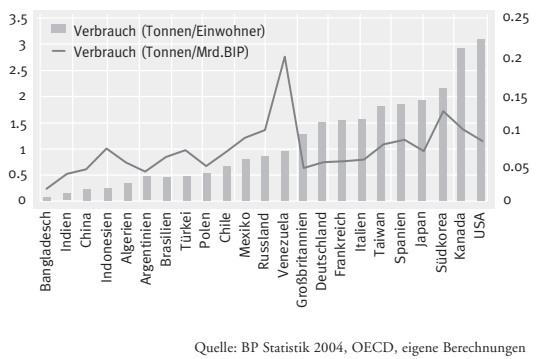
Die Abbildungen zeigen, dass die Energieintensitäten auf den Energiepreis reagieren. Allerdings findet die Reaktion mit erheblicher zeitlicher Verzögerung statt: Während der Ölverbrauch – wie auch der Energieverbrauch insgesamt – je Einheit des realen Bruttoinlandsprodukts im Anschluss an die erste Ölpreiskrise zunächst kaum zurückgegangen ist, ergibt sich insbesondere nach dem zweiten Ölpreisschock ab Anfang der achtziger Jahre eine Entkoppelung von Ölverbrauch und Produktion. Diese wurde zwar im Lauf der Zeit schwächer, hält aber bis heute an. Die verzögerte Verbrauchsreaktion ergibt sich daraus, dass sich viele Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz erst verzögert in niedrigerem Verbrauch niederschlagen: Erst nach einer gewissen Zeit werden langlebige Konsumgüter (z.B. Autos, Waschmaschinen usw.) und auch industrielle Fertigungsanlagen durch neue Modelle mit niedrigerem Energieverbrauch ersetzt.

Bei der Betrachtung der einzelnen Energieträger wird deutlich, dass es eine Ausnahme bei der generellen Entkoppelung von der Wirtschaftsentwicklung gibt. Zumindest außerhalb Nordamerikas führte das zunehmende Gewicht von Erdgas im Energiemix dazu, dass die Gasintensität im Trend steigt. Das gilt für europäische Länder, die einen vergleichsweise einfachen und kostengünstigen Zugang zu den Gaslieferanten entwickelt haben, und für Japan, daß seine Energieversorgung zunehmend auf Flüssiggas ausdehnt.

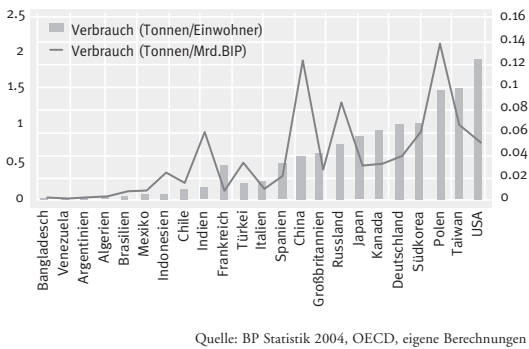
Pro-Kopf-Energieverbrauch (Abb. 11)



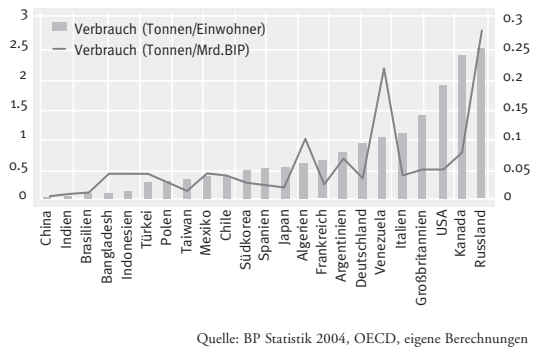
Pro-Kopf-Verbrauch und Intensität von Öl (Abb. 12)



Pro-Kopf-Verbrauch u. Intensität von Kohle (Abb. 13)



Pro-Kopf-Verbrauch u. Intensität von Gas (Abb. 14)



Der Rückgang der Energieintensität erfolgt seit den achtziger Jahren auf breiter Front. Dabei ist auch eine gewisse internationale Konvergenz der Intensitäten zu beobachten. Betrachtet man anstelle des Energieverbrauchs je Einheit der Produktion den Energieverbrauch pro Kopf, zeigen sich die Einsparungen nicht so deutlich. So hat sich der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie in den betrachteten Industrieländern im Zeitablauf wenig verändert (vgl. Abbildung 11). In den USA blieb er weitgehend konstant, in Japan und in Frankreich hatte er leicht steigende Tendenz. Allerdings schlug sich bei Deutschland die Deindustrialisierung der ehemaligen DDR in einer deutlichen Verminderung des Energieverbrauchs pro Kopf nieder; mittlerweile stagniert der Verbrauch pro Kopf.

Der Pro-Kopf-Verbrauch an Öl ist in den USA mehr als doppelt so hoch wie in Deutschland. Dafür gibt es zwei Gründe:

- ein höherer Anteil von Kraftstoffen am Ölverbrauch, bedingt durch anderes Fahrverhalten und größere Entfernungen, erheblich niedrigere Mineralölsteuern und, als Folge davon,

ein hoher durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch der Fahrzeugflotte. Insgesamt sind die Sparanreize beim Individualverkehr gering. Dies gilt auch für den industriellen Bereich. Deshalb wird in den USA, nicht nur bei Autos, sondern auch in der Industrie eine andere Technologie verwendet, die sich in einer höheren Energieintensität äußert;

- eine höhere Güterproduktion pro Kopf der Bevölkerung. Da die Produktion pro Kopf in den USA höher ist als in Deutschland, würde sich selbst bei Verwendung der gleichen Technologie ein höherer Energieverbrauch pro Kopf ergeben. Würde die USA mit derselben Technologie produzieren wie Deutschland und deshalb dieselbe Ölintensität haben, so läge der Pro-Kopf-Verbrauch in den USA nur um 37% über dem in Deutschland. Dieser Mehrverbrauch pro Kopf ist dann einzig auf die höhere Pro-Kopf-Produktion zurückzuführen. Durch diese Reduktion der Ölintensität würde der Verbrauch in den USA um 33% sinken.

Der Weltenergieverbrauch<sup>3</sup> nahm seit 1970 jährlich im Durchschnitt um 2% zu. Dabei zeigen sich größere regionale Unterschiede. Während die OECD-Länder ihren Energieverbrauch um 1,3% pro Jahr steigerten, waren es in den Entwicklungsländern Asiens, Afrikas und Südamerikas durchschnittlich 4,6%. Dadurch verringerte sich der Anteil der OECD am Weltverbrauch von fast 70% auf 55%. Die Entwicklungs- und Schwellenländer kommen mittlerweile auf rund ein Drittel des Weltenergieverbrauchs.

Für die zukünftige Entwicklung auf den Energiemärkten wird die Nachfrageentwicklung aus den Schwellenländern besonders bedeutsam sein. In den Abbildungen 12 bis 14 wird ein breiter Länderquerschnitt abgebildet. Dargestellt sind der Pro-Kopf-Verbrauch (linke Skala) und die Produktionsintensität (rechte Skala) von Öl, Gas und Kohle. Es zeigt sich, dass die Schwellenländer in der Regel einen deutlich niedrigeren Pro-Kopf-Verbrauch haben als die Industrieländer. Auch die Energieintensität der Produktion ist vergleichsweise niedrig. Im Zuge der Industrialisierung der Schwellenländer ist zu erwarten, dass sich das Verhältnis von Energieeinsatz zu Produktion dem der Industriestaaten angleicht. Ein niedriger Pro-Kopf-Verbrauch kann dann noch aus einer geringeren Pro-Kopf-Produktion resultieren. Wenn es zu einer internationalen Konvergenz der Produktion kommt, sollte auch der Pro-Kopf-Verbrauch in den Schwellenländern gegen den der Industrienationen konvergieren. Da insbesondere große Länder, wie China, Indien und Indonesien, zur Zeit schnell wachsen, könnte von dieser Seite über längere Zeiten eine erhebliche zusätzliche Nachfrage nach Energierohstoffen entstehen.

3: Kommerzieller Energieverbrauch, d.h. ohne den in einigen Entwicklungsländern noch bedeutsamen Verbrauch von gesammelten Brennstoffen (Holz, Dung).

## 2.3 Verfügbarkeit der Reserven

Die Energieversorgung erfolgt gegenwärtig in erster Linie mit den fossilen Brennstoffen Erdöl, Kohle und Erdgas. Die Reserven dieser Rohstoffe sind, anders als die erneuerbaren Energien, endlich. Allerdings bedeutet dies nicht, dass sie oder manche von ihnen in den nächsten 30 Jahren nicht mehr verfügbar sind. Tabelle 2 zeigt Schätzungen der nachgewiesenen, wirtschaftlich abbaubaren Reserven in den Jahren 1983, 1993 und 2003 bei Öl und Gas sowie für 2003 bei Kohle.

Aus dem Verhältnis von Reserven zu aktuellem Verbrauch ergibt sich die statistische Reichweite des jeweiligen Rohstoffs. Sofern keine neuen Reserven erschlossen würden und der Verbrauch auf dem derzeitigen Niveau verbliebe, würden die Ölvorräte über 40 Jahre, die Gasvorräte über 60 Jahre und die Kohlevorräte fast zwei Jahrhunderte reichen.

Die Veränderung der statistischen Reichweite im Zeitablauf verdeutlicht, dass diese sehr wenig über die tatsächliche Reichweite aussagt: Seit 1983 ist der Jahresverbrauch von Öl um 35% und der von Gas um beinahe 75% gestiegen, doch die Reserven sind trotz des zunehmenden Verbrauchs um 60% bzw. 90% gestiegen. Als Folge dieser Entwicklung hat sich die statistische Reichweite deutlich erhöht.

Der Umfang der globalen Kohlereserven hat sich nach Angaben des World Energy Council gegenüber 1980 kaum verändert.<sup>4</sup> Eine Addition der Kohlereserven entsprechend ihrem Energiegehalt stößt allerdings wegen der international nicht vereinheitlichten Klassifizierung der Sorten auf Schwierigkeiten. Die angegebene Reichweite ist daher bei Kohle wegen starker Qualitätsunterschiede weniger aussagefähig als für Gas und Öl.

4: Vgl. World Energy Council: Survey of Energy Resources 2004, Weltenergiekonferenz: Survey of Energy Resources 1980.

		Erdöl	Erdgas	Kohle
1983	Reserven	723,0	92,7	
	Verbrauch	21,1	1,5	
	Reichweite in Jahren	34	62	
1993	Reserven	1023,6	141,1	
	Verbrauch	24,3	2,1	
	Reichweite in Jahren	42	68	
2003	Reserven	1147,7	175,8	907,3
	Verbrauch	28,5	2,6	4,9
	Reichweite in Jahren	40	68	184

Tab elle 2

Quellen: BP, WEC, IEA

Die genannten Größen sind als wirtschaftlich ausbringbar gemeldete Reserven. Die Meldungen sind das Ergebnis von Explorationen und ihrer Bewertung. Die Bewertungskriterien sind oft nicht nachprüfbar, etwa weil einige Förderländer mit staatlichen Ölgesellschaften sie als Staatsgeheimnis behandeln. Daher ist nicht auszuschließen, dass z.B. die beträchtliche Zunahme der Ölreserven im Nahen Osten in den achtziger Jahren »politisch« überhöht ist. Auch die kürzlich vorgenommene Korrektur der Reserveangaben großer Mineralölgesellschaften, die z.T. auf eine Kritik der US-Börsenaufsicht zurückging, hat Zweifel an der Verlässlichkeit der vorliegenden Angaben geweckt. Im Fall der Ölreserven wurde deutlich, dass sich die Bewertungsmethode der Securities and Exchange Commission sehr stark von der in der Mineralölindustrie üblichen unterscheidet. Eine Vereinheitlichung der Bewertungsmethoden erscheint daher erforderlich, um verlässliche Angaben über die Reserven zu erhalten.

Mit der Betonung, dass es sich um Schätzungen und nicht um Gewissheiten handelt, bleibt festzuhalten, dass die Ölreserven in der Vergangenheit trotz zunehmenden Verbrauchs gewachsen sind. Grund dafür ist zum einen, dass durch Exploration neue Förderstätten entdeckt werden. Zum anderen erlaubt es technischer Fortschritt, bereits genutzte Ölfelder besser und zuvor nicht genutzte zusätzliche Lagerstätten rentabel auszubeuten. So konnte beispielsweise mit Hilfe neuer Technologien die Erfolgsrate bei der Exploration – der Anteil von Bohrungen, die zu einem Öl- oder Gasfund führen – seit Mitte des letzten Jahrhunderts von 20% auf über 40% gesteigert werden. Sofern die Energiepreise steigen, werden bei gegebenem Stand des technischen Wissens weitere Lagerstätten rentabel.

All dies spricht dafür, dass der Trend steigender Öl- und Gasvorräte auch in den nächsten drei Jahrzehnten anhalten kann. Ein Beispiel, das die Potentiale verdeutlicht, sind die nord- und südamerikanischen Lagerstätten von Ölsänden, Ölschiefern und Schwerstöl. Aus diesen war Öl bislang nicht rentabel zu fördern. Daher gingen sie nicht in die Reservenschätzungen für »konventionelles« Öl ein. In einigen Übersichten wird jedoch mittlerweile das aus den Ölsänden Albertas gewinnbare Bitumen mitgezählt. Kanada rückte dadurch vor zwei Jahren in der jährlichen Übersicht des Oil & Gas Journal unter den Ländern mit den größten Ölreserven von Platz 22 auf Platz 2 vor. Die von uns für Energiedaten verwendete Statistical Review von BP berücksichtigt nur jenen kleinen Teil der Ölsände Kanadas, der sich in der aktiven Entwicklung befindet. Die weiter herangezogene Übersicht der Zeitschrift World Oil berücksichtigt diese Ölsände gar nicht.

Trotz umfangreicher Ölreserven besteht die Möglichkeit, dass die Ölförderung mit dem steigenden Bedarf nicht Schritt hält. Staatliche und zwischenstaatliche Organisationen wie IEA, EIA/DOE und die großen Mineralölgesellschaften gehen im Vertrauen auf Preiseffekte und technischen Fortschritt davon aus, dass die wirtschaftlich ausbringbaren Ölreserven weiter zunehmen und die Ölfördermenge in den nächsten drei Jahrzehnten weiter gesteigert werden

kann. Hingegen haben Kritiker wie Campbell<sup>5</sup>, die eher geologisch orientiert sind, wesentlich pessimistischere Einschätzungen. Sie sind der Auffassung, dass in wenigen Jahren die Hälfte des gewinnbaren Öls gefördert sein wird und somit zwangsläufig – nach Erreichen des »Production Peak« – der Rückgang der jährlichen Ölfördermenge beginnt.

Einigkeit besteht allerdings darüber, dass erhebliche Investitionen in Förder- und Transporteinrichtungen nötig sein werden, damit die jährliche Ölfördermenge weiter zunehmen kann. Da bei einigen der bislang ausgebeuteten Riesenfelder das Fördermaximum erreicht wurde, müssen zunehmend kleinere bzw. schwieriger zu erschließende Ölvorkommen zur Produktionsreife gebracht werden.

Das wird zwangsläufig die Kosten der Ölförderung erhöhen.

## 2.4 Regionale Verteilung der Reserven

Die Energiereserven sind in der Welt sehr ungleich verteilt (vgl. Abbildung 15). Am höchsten ist die regionale Konzentration bei Erdöl. Knapp zwei Drittel der bekannten Lagerstätten befinden sich in den Ländern des Nahen Ostens, die selbst nur einen geringen Teil der eigenen Produktion verbrauchen. Die Krisenregion am Persischen Golf, aus der gegenwärtig weniger als die Hälfte des weltweit verbrauchten Öls kommt, wird daher in Zukunft noch wichtiger für die globale Ölversorgung werden. Vorerst allerdings bremsen die meisten Förderländer im Nahen Osten einen rascheren Ausbau ihrer Förderkapazitäten durch Zugangsbeschränkungen für ausländische Ölgesellschaften. Der Nahe Osten ist auch reich an Erdgas – 40% der nachgewiesenen Gasreserven befinden sich dort. 30% der Gasreserven liegen in Ländern der ehemaligen Sowjetunion.

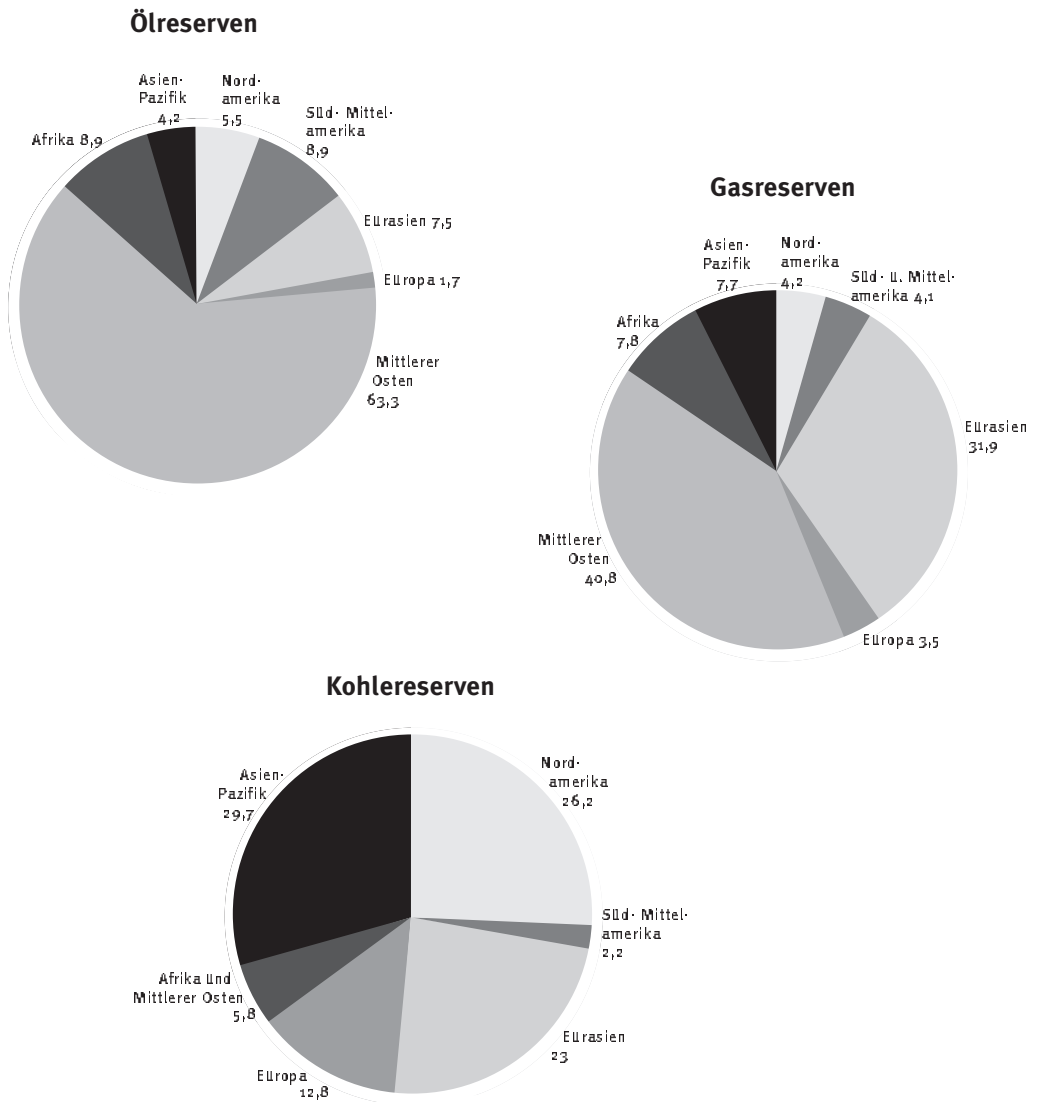
Da sich bislang – nicht zuletzt aus technischen Gründen – kein globalisierter Gasmarkt herausgebildet hat, sondern weitgehend unabhängige Regionalmärkte entstanden sind, spielt der inter-regionale Handel bei Erdgas im Vergleich zum intra-regionalen Handel eine untergeordnete Rolle. Europa kann auf große Erdgasvorkommen in nicht allzu großer Entfernung zurückgreifen – in Nordeuropa, Russland, Nordafrika und dem Nahen Osten –, die einen wirtschaftlich günstigen Transport über Pipelines ermöglichen. Der Transport mit Flüssigtankern gewinnt jedoch vor allem in Südeuropa an Bedeutung. Auch in Nordamerika wird Erdgas vorwiegend in Pipelines transportiert. Die grenzüberschreitenden Gaslieferungen in Asien bestehen wegen der großen Entfernung zwischen Abnehmern (Japan, Südkorea, Taiwan) und Anbietern (Brunei, Indonesien, Malaysia) vollständig aus verflüssigtem Erdgas.

Bei der Regionalverteilung der Kohlereserven spielen die Länder mit großen Öl- und Gasvorräten zumeist eine untergeordnete Rolle. Abgesehen von Russland befinden sich die

5: Vgl. z.B. C. J. Campbell, J. H. Laherrère, The End of Cheap Oil, in: Scientific American, March 1998.

## Verteilung der Reserven in Prozent (Abb. 15)

Quelle: BP Statistik 2004



Kohlevorräte in Nordamerika, Asien, Australien und Südafrika. Wegen des hohen Eigenverbrauchs in den Förderregionen spielt der inter-regionale Handel bei Steinkohle im Vergleich zum Erdöl eine geringere Rolle. Braunkohle wird anders als Steinkohle wegen ihres geringen Brennwertes und der daraus resultierenden hohen Transportkosten nicht international gehandelt. Sie wird, vor allem in Deutschland, direkt am Abbauort zur Stromerzeugung genutzt.

### 3. Annahmen für die Prognose

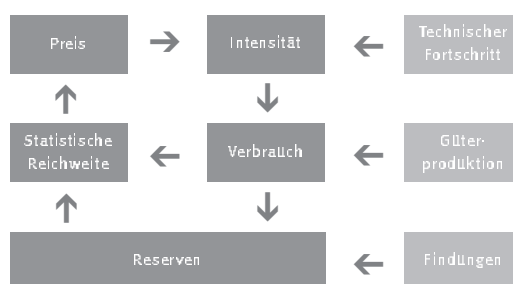
#### 3.1 Überblick

In den Langfristszenarien wird die Entwicklung von Angebot, Nachfrage und Preisen für Energierohstoffe prognostiziert. Die verschiedenen in der Prognose berücksichtigten Einflussfaktoren für Entwicklung der Energiemärkte sind in Abbildung 16 dargestellt.

In der Prognose wird unterstellt, dass sich die Energienachfrage kurzfristig proportional zur Weltproduktion entwickelt. Mittel- und langfristig kann die Rohstoffintensität der Produktion, als Reaktion auf Preisänderungen, verändert werden. Dabei werden Rohstoffe effizienter genutzt und in Teilen durch alternative Produkte ersetzt. Außerdem können besonders knapp werdende und deshalb im Preis steigende Rohstoffe durch andere weniger knappe Rohstoffe ersetzt werden. Auch unabhängig vom Preis werden neue Produkte und Verfahren entwickelt, die eine Reduktion des Rohstoffeinsatzes erlauben. Das Angebot ist kurzfristig durch die vorhandenen Lagerstätten und Förderkapazitäten bestimmt. Im langfristigen Trend führt technischer Fortschritt dazu, dass die ökonomisch rentable Ausbeutung der Förderstätten steigt und dass weitere Förderstätten abbaubar werden. Zusätzlich können Preiserhöhungen dazu führen, dass neue Förderstätten erschlossen und rentabel werden.

Die historische Entwicklung hat gezeigt, dass der Preis verschiedentlich kurzfristig nach oben getrieben wurde. Die Ursachen dafür lagen zum einen in einer künstlichen Verknappung des Angebots durch die OPEC, zum anderen in deutlichen Nachfrageschwankungen. Nach solchen kurzfristigen Ausschlägen kehrte der Preis zu einem langfristigen Trend, der die Knappheitsverhältnisse widerspiegelt, zurück. Die Knappheitsverhältnisse manifestieren sich im Verhältnis der Reserven zum Verbrauch, also in der statistischen Reichweite. Als Startwert unserer Prognose wird das Jahr 2003 verwendet, da dies das letzte Jahr ist, für das eine breite internationale Datenbasis zu Energieverbrauch und Rohstoffreserven vorliegt. Für den Öl- und Gaspreis wird als Startwert der Durchschnittswert aus dem Jahr 2004, d.h. 38 US-\$ je Barrel, verwendet. Da die Kohlepreise in den Jahren 2003 und 2004 deutlich über ihrem langfristigen Trend liegen, unterstellen wir als Startwert den durchschnittlichen Preis der Jahre 2000 bis 2003 in Höhe von 35 US-\$ je Tonne. In den folgenden Abschnitten wird genauer auf die Prognoseannahmen über Nachfrage, Angebot und Preisbildung eingegangen.

Schematische Zusammenfassung  
der Wirkungsmechanismen (Abb. 16)





### 3.2 Nachfrage

Die Energienachfrage wird durch drei Komponenten bestimmt: das Wachstum der Güterproduktion, den technischen Fortschritt und die Preisentwicklung. Zunächst wird die Produktion betrachtet. Bei konstantem technischen Wissen und konstanten Preisen wächst die Nachfrage nach Rohstoffen wie die Produktion. Damit ist die Rohstoffintensität, die das Verhältnis von Rohstoffeinsatz zu Güterproduktion angibt, konstant. Für eine Prognose der Energierohstoffnachfrage ist eine Prognose der Weltproduktion notwendig. Diese wird nach Ländergruppen differenziert vorgenommen. Eine ausführliche Beschreibung findet sich im Kasten 3: Wachstum der Weltwirtschaft. Das Ergebnis der Wachstumsschätzung wird in Tabelle 3 zusammengefasst.

Im langfristigen Trend sinkt das Verhältnis von Rohstoffeinsatz zu Produktion, d.h. die Rohstoffintensität geht zurück. Dieser Trend ergibt sich aus technischem Fortschritt, der die Effizienz des Energieeinsatzes erhöht. Für unsere Prognose wird angenommen, dass bei gegebenen Preisen der auf die Produktion bezogene Verbrauch von Öl, Kohle und Gas durch Effizienzsteigerungen um 0,5% pro Jahr sinkt. Da im Bereich der alternativen Energien besonders intensiv geforscht wird, werden für diese Effizienzsteigerungen von 1% pro Jahr angenommen. Der Trendverlauf der Verbrauchsintensitäten wird auch durch umwelt- und energiepolitische Rahmenbedingungen geprägt. Diese zielen auf einen verstärkten Einsatz von sauberen und regenerativen Energien. Deshalb gehen wir davon aus, dass die Intensitäten von Gas und alternativer Energie um 1% pro Jahr steigen, während die Kohleintensität um 0,5% pro Jahr sinkt. Dies führt dazu, dass die Kohlenachfrage sinkt, während die Gas- und alternative Energienachfrage steigt. Insgesamt führt diese Substitution zu einem Mehrverbrauch an Energie.

Periode	<b>Annahmen zum Wachstum der Weltwirtschaft</b>			
	Wachstum der Bevölkerung in %		Wachstum der Pro-Kopf-Produktion in %	
	2003-2010	2010-2030	2003-2010	2010-2030
Nordamerika	1,0	0,7	1,9	1,5
Zentral- und Südamerika	1,4	0,9	1,2	1,2
Europa und Eurasien	0,0	-0,2	1,4	1,2
Mittlerer Osten	2,1	2,1	1,2	1,1
Asien und Pazifik	1,2	0,8	3,4	2,3
Afrika	2,2	1,9	0,9	0,9

Tabelle 3

Quelle: Die Bevölkerungsprognose folgt den World Population Prospects der UN 2004. Für die Wachstumsrate vgl. den Kasten: Wachstum der Weltwirtschaft.

Die Energienachfrage reagiert auf Preisänderungen. In der Prognose gehen wir davon aus, dass eine 10%-Erhöhung des Preises von Öl, Gas oder Kohle zu einem Rückgang der auf die Produktion bezogenen Nachfrage um 2,5% führt. Außerdem wird angenommen, dass alternative Energien schneller eingeführt werden, wenn die Preise konventioneller Energien steigen. Konkret wird unterstellt, dass eine Erhöhung der Öl-, Gas- oder Kohlepreise um 10% einen Anstieg der auf die Produktion bezogenen Nachfrage nach alternativen Energien um 2,5% hervorruft.

Wie im Kasten 3 »Wachstum der Weltwirtschaft« dargestellt, ist eine Prognose des weltwirtschaftlichen Wachstums nur mit großen Unsicherheiten möglich. Dies gilt schon für die westlichen Industrieländer, die sich über längere Zeiträume auf einem relativ stabilen Wachstumskurs befinden. Noch größer sind die Unsicherheiten bei den mittel- und osteuropäischen Ländern, die sich im Transformationsprozess befinden, und bei den asiatischen Schwellenländern. Um einen gewissen Eindruck über die Bedeutung dieser Unsicherheiten für die Energiemärkte zu erhalten, wird ein Alternativszenario dargestellt. In diesem wird für Asien eine gegenüber dem Basisszenario um 2% höhere Wachstumsrate unterstellt.

### 3.3 Reserven

Die Energiereserven eines Jahres entsprechen den Vorjahresreserven abzüglich des Energieverbrauchs im letzten Jahr, zuzüglich der durch Exploration hinzugewonnenen Reserven. Für die Prognose wird der Startwert der Reserven aus dem Jahr 2003 verwendet. Der Reservebestand des nächsten Jahres wird durch Addition der Neufindungen und Subtraktion des Verbrauchs berechnet. Dies geschieht sukzessive bis zum Jahr 2030.

Die Verbrauchszahlen werden durch die Nachfrageschätzung in den jeweiligen Jahren bestimmt. Die Neufindungen sind durch die Explorationsaktivität der Förderfirmen bestimmt. Die Explorationsaktivität ist grundsätzlich vom Preis abhängig: Je höher der Preis, desto größer der Anreiz, neue Rohstofffelder zu erschließen. Allerdings ist der Zusammenhang zwischen Preis und Neufindungen in den Daten der letzten Jahrzehnte nicht eindeutig zu identifizieren. Deshalb wird auf eine direkte Modellierung dieses Zusammenhangs verzichtet. In der Prognose werden die Neufindungen mit einem Trend fortgeschrieben. Die Abbildungen 17 und 18 zeigen die Neufindungen von Öl- und Gasreserven im Zeitverlauf. Diese sind hochgradig erratisch. Deshalb wird ein gleitender 5-Jahresdurchschnitt gebildet, mit dem der langfristige Trendverlauf verglichen werden kann.

Für das Basisszenario wird unterstellt, dass sich die Neufindungen entsprechend der langfristigen Trends entwickeln. Der Trendverlauf der Neufindungen von Öl impliziert, dass die Neufindungen bis zum Jahr 2010 um 9% und bis zum Jahr 2030 um 20% zurückgehen. Im Jahr 2003 entsprechen die Neufindungen 2,4% der Reserven. Die Neufindungen im Jahr 2010

## Wachstum der Weltwirtschaft

Die Entwicklung der Energienachfrage wird maßgeblich durch das Wachstum der Weltwirtschaft bestimmt. Dieses zu prognostizieren ist jedoch nur mit erheblichen Unsicherheiten möglich. Ein Vergleich langfristiger Vorhersagen der weltwirtschaftlichen Entwicklung, wie die des Club of Rome, mit der tatsächlichen Entwicklung bis zum Ende des vergangenen Jahrhunderts zeigen dies deutlich. Schon für ein einzelnes Land erfordert eine langfristige Prognose zahlreiche Annahmen für die wachstumsrelevanten Faktoren wie die Entwicklung der Bevölkerung, der Erwerbstätigenzahl bzw. der Arbeitsstunden je Erwerbstätigen, des Kapitalstocks, des Humankapitals, der Politik i.S. der institutionellen Rahmenbedingungen sowie des technischen Fortschritts. Zudem ist zumindest ein Teil dieser Faktoren, insbesondere die Ausweitung des Kapitalstocks und der institutionellen Entwicklung, in gewissem Maße aber auch des Humankapitals, endogen und die Art ihrer Beziehung kann sich im Laufe der Zeit ändern. Für eine langfristige Prognose der Weltwirtschaft potenzieren sich diese Schwierigkeiten. Das langfristige wirtschaftliche Wachstum wird daher für die Welt und für Nordamerika, Lateinamerika, Eurasien, den Nahen Osten, Afrika und Asien durch alternative Szenarien aufgezeigt.

Eine wichtige exogene Determinante des Wirtschaftswachstums ist die Bevölkerungsentwicklung. Wenn ihre Schätzung auch relativ gut möglich ist, unterliegt sie dennoch Unsicherheiten. Zwar ist die Bevölkerungspyramide zumeist bekannt, aber insbesondere das Fortpflanzungsverhalten kann sich im Zeitablauf verändern. Insgesamt kommen die Prognosen zu dem Ergebnis, dass sich die Bevölkerungsexpansion in der Zukunft weiter abflachen wird. Zwar steigt zumeist die Lebenserwartung, aber die »Reproduktionsrate« nimmt ab. In den Industrieländern wird die Bevölkerung sogar sinken; infolge von Zuwanderung kommt es im Prognosezeitraum – noch – nicht zu einem Rückgang; für einzelne Staaten ist dies aber nicht auszuschließen. In der übrigen Welt nimmt die Bevölkerung deutlich verlangsamt zu. Insgesamt wird die Bevölkerung bis zum Jahr 2030 um etwa 1% jährlich steigen, nach durchschnittlich 1,2% in den vorangegangenen zehn Jahren. Dabei wird sich der Anteil der Bevölkerung in den Nicht-Industrieländern an der Weltbevölkerung bis zum Jahr 2030 kräftig erhöhen.

Für die Szenarien bezüglich des globalen und des regionalen wirtschaftliche Wachstum muss geprüft werden ob die Produktion und das Einkommen – insgesamt oder je Einwohner – in den einzelnen Regionen mit einer jährlichen Rate wie im Zeitraum 1992 bis 2002 wachsen wird oder ob dies zu modifizieren ist. Wächst das Einkommen je Kopf in den einzelnen Ländern weiter mit der gleichen jährlichen Rate, so nimmt die globale Produktion im Prognosezeitraum jährlich um annähernd 4,5% zu. Das wäre

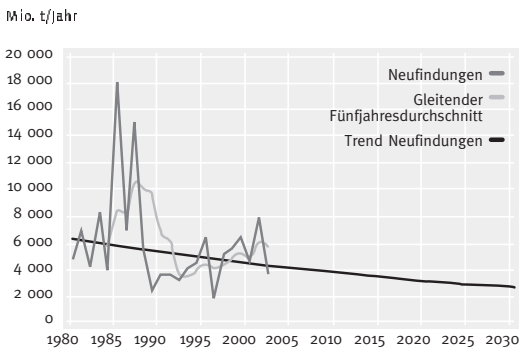
Kasten 3

erheblich rascher als in den vergangenen Jahrzehnten; im Zeitraum 1973 bis 2003 war sie jahresdurchschnittlich um rund 3,25% gestiegen, von 1990 bis 2000 um etwa 3%. Wenn diese Verlangsamung des Wirtschaftswachstums auch teilweise durch verschiedene Krisen, wie die in Asien und in Russland im Jahre 1997, bedingt ist, so spricht doch vieles dagegen, dass sich das Wachstum in den kommenden Jahrzehnten merklich beschleunigt.

Steigt die Produktion wie im Zeitraum 1992 bis 2002, nimmt das globale Einkommen um reichlich 3% jährlich zu – eine Rate, wie sie verschiedentlich für wahrscheinlich gehalten wird. Angesichts einer weiter, aber verlangsamt steigenden Weltbevölkerung impliziert dies eine sich leicht verstärkende Zunahme des Pro-Kopf-Einkommens im Laufe der nächsten Jahrzehnte. Aber eine Wachstumsrate wie in obiger Dekade erscheint nicht zuletzt für die großen Industrieländer angesichts einer verschiedentlich abnehmenden Zahl von Erwerbstätigen zu optimistisch. Gleiches gilt für China. Hier ist vielmehr, wie auch für einige andere fernöstliche Schwellenländer, mit einer allmählichen Verlangsamung des Wachstums zu rechnen. Dies ist typisch für Aufholprozesse, die sich über Jahrzehnte erstrecken, weil die Produktivität mit zunehmender Annäherung eines Landes an den technologischen Stand in den Industrieländern allmählich langsamer steigt. Für Indien ist hingegen mit einer etwa gleich bleibenden Wachstumsrate bis zum Jahr 2030 zu rechnen. Das wirtschaftliche Wachstum hat sich dort erst in den neunziger Jahren deutlich beschleunigt, doch blieben die jahresdurchschnittlichen Raten mit reichlich 6% niedriger als in anderen Ländern in der frühen Phase des Aufholprozesses. Durch hier unterstellte weitere marktwirtschaftliche Reformen und eine zunehmende Integration des bisher relativ geschlossenen Landes in die Weltwirtschaft bestehen erhebliche Potentiale für eine Stärkung des wirtschaftlichen Wachstums über einen langen Zeitraum.

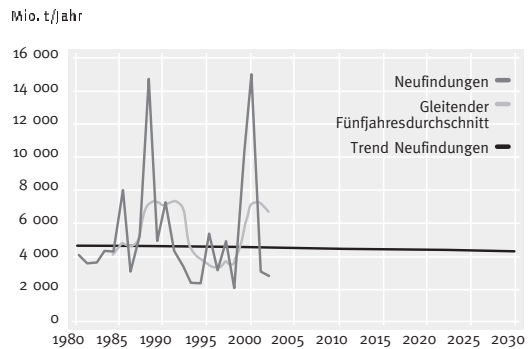
Als Rohstoffländer haben Russland und Brasilien in besonderem Maße vom Anstieg der Rohstoffpreise in den vergangenen Jahren profitiert. Ein weiter zügiges Wachstum der gesamtwirtschaftlichen Produktion ist für sie nicht allein unterstellt, weil hohe Preise für natürliche Ressourcen das Wachstum weiter fördern werden. Vor allem eine stärkere marktwirtschaftliche Ausrichtung des Wirtschaftsrahmens einschließlich institutioneller Reformen, die dauerhaft makroökonomische Stabilität gewährleisten, bieten gute Chancen für eine bessere Wachstumsperformance als vor wenigen Jahren. Insgesamt ergibt sich unter diesen Umständen – bei einem Wachstum in der übrigen Welt wie im vorherigen Szenario – für die Weltwirtschaft im Laufe des Prognosezeitraums eine um fast 1 Prozentpunkt auf 2,25% abnehmende Wachstumsrate. Die jahresdurchschnittliche Rate läge für den gesamten Zeitraum bei 2,8%. Auch das Wachstum des Pro-Kopf-Einkommens verlangsamt sich unter diesen Umständen, trotz eines schwächeren Bevölkerungswachstums. Dieses Szenario ist der folgenden Analyse zugrunde gelegt.

### Prognose für die Neufindungen von Öl (Abb. 17)



Quelle: BP Statistik 2004 und eigene Berechnungen

### Prognose für die Neufindungen von Gas (Abb. 18)



Quelle: BP Statistik 2004 und eigene Berechnungen

entsprechen dann noch 2,2% der Reserven des Jahres 2003. Bis zum Jahr 2030 geht diese Quote auf 0,5% zurück. Im Gegensatz zum Öl wird für die Gasfunde ein weitgehend konstanter Verlauf unterstellt.

Da aus der Extrapolation eines Trends immer eine gewisse Unsicherheit folgt, soll in einem Alternativszenario untersucht werden, wie sensibel die Energienachfrage und Energiepreise auf eine Veränderung der Annahme reagieren. In diesem Alternativszenario wird eine Halbierung der Neufindungen unterstellt. Damit wird das Reservewachstum deutlich gebremst. Insofern bildet dieses Szenario auch die »Peak-Oil-Befürchtung« ab: Entsprechend dieser Befürchtung werden die großen und preisgünstigen Lagerstätten zuerst erschöpft sein, und deshalb kommt es zu einem Reserverückgang, der zu Preissteigerungen führt. Eine Halbierung der Neufindungen gegenüber dem Trendverlauf bedeutet sicherlich eine extreme Reduktion. Somit stellt dieses Szenario eine Obergrenze für die – auf Basis des Lagerstätten bedingten Reserverückgangs – zu erwartenden Preissteigerungen dar. Dies gilt insbesondere, da in die hier verwendeten Reserven noch nicht die Ölschiefer und -sände in Kanada und den USA eingerechnet sind. Sollten diese aufgrund von technischem Fortschritt schnell rentabel förderbar sein, könnte sich leicht eine Verdoppelung des Reservewachstums über Neufindungen ergeben.

Für die Kohlereserven und -findungen bestehen keine kohärenten historischen Zeitreihen, weil unterschiedliche Arten der Kohle, mit sehr unterschiedlichen Qualitäten, nicht nach einheitlichen Standards erfasst werden und deshalb nicht summiert werden können. Die derzeitigen Kohlereserven haben bei einer geschätzten statistischen Reichweite von etwa 200 Jahren ein Niveau, bei dem für unsere Prognose – die über knapp 30 Jahre läuft – keine Beschränkungen zu erwarten sind. Wir gehen davon aus, dass die Reserven durch Exploration pro Jahr um 1% zunehmen.

### 3.4 Preise

Die derzeitigen Förderkosten für Öl liegen zwischen 1\$ je Barrel im Mittleren Osten und 15\$ je Barrel für Nordseeöl. Da als Startpreis 38\$ je Barrel angenommen wird, gehen wir davon aus, dass die Preise der Energierohstoffe nicht auf Basis der derzeitigen Produktionskosten gebildet werden, sondern einen Indikator der langfristigen Verfügbarkeit darstellen: Sofern die Verfügbarkeit, gemessen in der statistischen Reichweite – also dem Verhältnis von Reserven zu Verbrauch – sinkt, steigt der Preis. Bei Kohle und Öl wird von uns unterstellt, dass eine 10%-Reduktion der statistischen Reichweite zu einer Preiserhöhung um 7,5% führt. Gaspreise bilden sich im Wesentlichen nicht an Spotmärkten, sondern werden in langfristigen Lieferverträgen festgelegt. Dabei ist der Gaspreis in der Regel an den Ölpreis gebunden. Innerhalb der von uns betrachteten langen Zeiträume, werden diese Verträge jedoch neu verhandelt und dabei werden Förderkosten und die langfristige Verfügbarkeit bedeutsam sein. Gas hat eine deutlich größere statistische Reichweite als Öl. Dies spricht dafür, dass Gas im Verhältnis zu Öl preiswerter wird. Andererseits führt die Koppelung von Gas- und Ölpreisen und die enge Substituierbarkeit der beiden Rohstoffe dazu, dass die Preise nicht sehr weit auseinander driften werden. Deshalb nehmen wir zum einen an, dass der Gaspreis – entsprechend zum Öl- und Kohlepreis – auf die langfristige Verfügbarkeit reagiert. Außerdem wird als zweiter Effekt die Ölpreisbindung berücksichtigt. Die eigene Reichweite und der Ölpreis gehen gewichtet ein: Sofern die statistische Reichweite um 10% sinkt, steigt der Gaspreis um 3,75%. Außerdem führt eine Ölpreiserhöhung um 10% zu einer 5%igen Gaspreiserhöhung.

Die Preisentwicklung ist wesentlich durch die Preis- und Förderpolitik der OPEC bestimmt. Deren Zielvorstellungen über Preis und Verbrauch sind im Zeitverlauf nicht konstant und deshalb schwierig zu prognostizieren. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird auch hier ein Alternativszenario untersucht. In diesem wird unterstellt, dass die Preise im Vergleich zum Basisszenario doppelt so stark auf Veränderungen der statistischen Reichweite reagieren.

### 3.5 Weitere Energien

Die fossilen Energieträger Öl, Kohle und Gas decken zurzeit beinahe 88% des weltweiten Primärenergiebedarfs. Die verbleibenden 12% teilen sich etwa je zur Hälfte in Wasserkraft und Kernenergie. Solar- und Windenergie spielen bezogen auf den weltweiten Energiebedarf keine Rolle. In unserer Prognose gehen wir davon aus, dass der Einsatz alternativer Energien steigt, wenn der Preis konventioneller Energien steigt. Außerdem wird unterstellt, dass der Anteil alternativer Energien steigt, weil zum einen der technische Fortschritt deren Effizienz verbessert und zum anderen, weil ein politisch initiiertes und geförderter Wechsel in Richtung alternativer Energien stattfindet.

## 4. Prognoseergebnisse

### 4.1 Basisszenario

Das Basisszenario gibt die von uns für am wahrscheinlichsten gehaltene Entwicklung wieder. In diesem Szenario wird sich die Weltproduktion bis 2030 mehr als verdoppeln. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate entspricht etwa 2,8%. Preissteigerungen für Energierohstoffe und energiesparender technischer Fortschritt führen dazu, dass die Energienachfrage mit einer jährlichen Rate von 2,1% geringer als die Güterproduktion wächst. Dabei gibt es erhebliche Unterschiede in den Wachstumsraten der einzelnen Energierohstoffe: Die Nachfrage nach Öl und Kohle wächst mit einer jährlichen Rate von knapp 1,7% deutlich langsamer als die nach Gas (2,4%) und alternativen Energieträgern (3,3%). Abbildung 19 zeigt wie sich der Energiemix im Zeitverlauf verändert. Aufgrund der unterschiedlichen Wachstumsraten sinkt der Ölanteil am gesamten Primärenergieverbrauch von 37% auf 33% und der Kohleanteil von 26,5% auf knapp 24%. Im Gegenzug steigt der Gasanteil von 24% auf 26% und der Anteil von sonstigen Energien von gut 12% auf beinahe 17%.

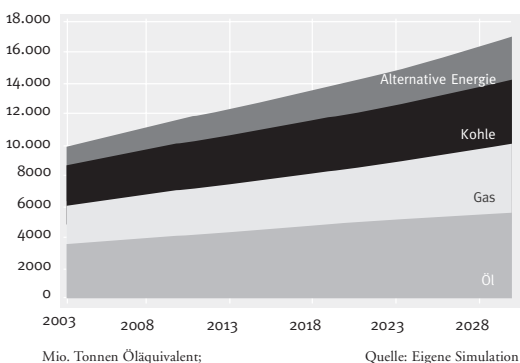
Die Energienachfrage ist nicht nur ungleich auf die verschiedenen Energieträger verteilt, sondern auch regional höchst unterschiedlich. Während die jährliche Wachstumsrate der Energienachfrage in Europa deutlich unter 1% liegt, steigt die Energienachfrage im Jahresdurchschnitt in Asien und Südamerika um deutlich über 4%. Das Nachfragewachstum in Nordamerika liegt mit etwa über 2% im Mittelfeld. Als Folge dieser unterschiedlichen Wachstumsraten sinkt der europäisch-eurasische Anteil am Weltenergieverbrauch von derzeit knapp 30% auf 21%, während der asiatische Anteil von derzeit 30% auf 36% steigt. Der nordamerikanische Anteil ist relativ konstant bei 28%.

Bei steigender Energienachfrage sowie sinkenden Neufindungen von Öl und konstanten Neufindungen von Gas geht die statistische Reichweite der Reserven zurück. Bei Öl sinkt diese von derzeit über 40 Jahren auf 22 Jahre; bei Gas von derzeit fast 70 Jahren auf 42 Jahre.

Bei Kohle ist der Rückgang der Reichweite von annähernd 190 Jahren auf 150 Jahre. Dies führt zu Preiserhöhungen: Der reale Preis von Öl steigt mit einer durchschnittlichen Jahresrate von 1,8% stärker als der von Gas (1,5%) und der von Kohle (0,5%). Bei einer unterstellt US-Inflationsrate von 2,5% entspricht dies jährlichen Preissteigerungen von 4,3% (Öl), 4% (Gas) und 3% (Kohle).

Die Ergebnisse der Basissimulation sind in Tabelle 4 zusammengefasst. In der Prognose wird die Wachstumsrate der Preise berechnet. Die sich in den Jahren 2010, 2020 und 2030 ergebenden Preise sind

Energiemix im Zeitverlauf (Abb. 19)



<b>Zusammenfassung der Basisprognose 2004–2030</b>			
Wachstumsraten in %		Gesamt- zeitraum	Jahres- durchschnitt
Produktion	BIP pro Kopf	61,7	1,8
	Bevölkerung	29,9	1,0
	BIP [Mrd. \$]	110,1	2,8
Verbrauch	Energie	75,1	2,1
	Öl	56,6	1,7
	Gas	90,2	2,4
	Kohle	57,2	1,7
	Sonstige	140,5	3,3
Nominale Preise	Öl	215,7	4,4
	Kohle	121,1	3,0
	Gas	192,2	4,1
Reale Preise	Öl	62,1	1,8
	Kohle	13,5	0,5
	Gas	50,0	1,5

Tab elle 4 US-Inflationsrate mit 2,5% p.a. angenommen;  
Quelle: Eigene Simulation

<b>Nominale Preisentwicklung 2004–2030</b>						
Jahr	Preise			Alternative Startwerte		
	Öl \$/ bbl	Kohle \$/ t	Gas \$/ btu	Öl \$/ bbl	Kohle \$/ t	Gas \$/ btu
Startwert	38,0	35,0	3,8	45,0	38,0	4,4
2010	49,6	43,9	4,9	58,8	47,7	5,7
2020	74,6	58,2	7,2	88,4	63,2	8,3
2030	120,0	77,4	11,1	142,1	84,1	12,9
bbl Barrel	t Tonnen	btu Millionen British Thermal Units				

Tab elle 5 bbl Barrel; t Tonnen; btu Millionen British Thermal Units;  
US-Inflationsrate 2,5% p.a.; Quelle: Eigene Simulation

abhängig von den Startpreisen, die Gleichgewichtspreise darstellen sollten. Die Preise am Jahresende 2004 erscheinen deutlich über dem langfristigen Trend liegend. Insofern nehmen wir niedrigere Startpreise an. Sofern höhere Startpreise unterstellt werden, ergeben sich in der Zukunft entsprechend höhere Preise. Tabelle 5 bietet einen Überblick zur Entwicklung der laufenden (nominalen) Öl, Gas und Kohlepreise. Im Anhang ist die reale Preisentwicklung – d.h. bei ansonsten konstanten Preisen – dargestellt.

#### 4.2 Szenario: Verstärkte Energieeinsparung (Abb. 20)

Ein Politikwechsel, der zu sparsamerem Energieverbrauch führt, oder Innovationen könnten Energieeinsparung in deutlich größerem Umfang, als im Basisszenario angenommen, möglich machen. Um die Bedeutung solcher Einsparungen für die Energiemärkte abzuschätzen, wird in diesem Szenario unterstellt, dass es bei allen Energierohstoffen zu einer Verdoppelung des Effizienzfortschrittes von derzeit 0,5% p.a. auf 1% p.a. kommt. Die Wachstumsraten der Produktion und der Bevölkerung sind von diesem Politikwechsel nicht betroffen.

Durch stärkere Energieeinsparung fällt der Anstieg des Primärenergieverbrauchs mit 51,2% verglichen mit dem im Basisszenario (75,1%) deutlich geringer aus. Dabei geht der Verbrauchsanstieg bei allen fossilen Energieträgern zurück. In der Folge verringern sich die Reserven an fossilen Energieträgern weniger stark. Dies impliziert einen langsameren Abfall der statistischen Reichweite, insbesondere von Öl und Gas. Daraus resultiert ein deutlich schwächerer Preisanstieg. So steigt der Ölpreis bis 2030 nur um 181% (Basisszenario 215%), der Gaspreis nur um 163% (192%) und der Kohlepreis nur um 103% (121%).



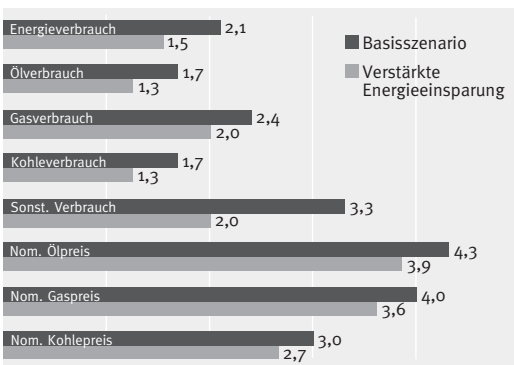
Nicht nur bei fossilen Energieträgern ist der Verbrauchsanstieg deutlich geringer als im Basis-szenario, sondern auch der Verbrauchsanstieg bei alternativen Energieträgern sinkt. Dieser Rückgang gegenüber dem Basisszenario ist hier noch größer als bei den konventionellen Ener-gieträgern. Die Ursache dafür ist der geringere Preisanstieg fossiler Energieträger und damit ein geringerer Anreiz zur Substitution.

### 4.3 Szenario: Halbierung der Neufindungen von fossilen Energieträgern (Abb. 21)

Die Rohstoffreserven werden durch den Verbrauch reduziert und durch Neufindungen er-weitert. Neufindungen entstehen zum einen durch Exploration neuer Lagerstätten, zum an-deren, wenn bekannte Lagerstätten durch technische Innovationen rentabel förderbar werden. Sowohl die Entdeckung neuer Lagerstätten durch Exploration als auch der technische Fort-schritt sind naturgemäß unsicher. Im Folgenden soll nun untersucht werden, welche Kon-sequenzen sich für die Energiemärkte ergeben, wenn die Rate der Neufindungen gegenüber dem Basisszenario halbiert wird. In Anbetracht der Tatsache, dass gegenüber dem Trend so-wohl Abweichungen nach oben als auch nach unten möglich sind, ist dieses Szenario eine Untergrenze für die zu erwartende Reduktion der Reserven aufgrund von verringerten Neu-findungen.

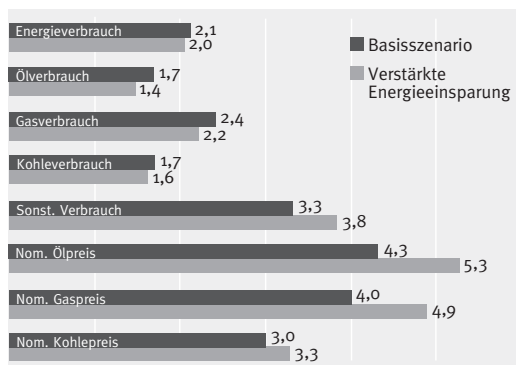
Bei Öl und Gas haben die Neufindungen im Vergleich zu den aktuellen Reserven ein deutlich höheres Gewicht als bei Kohle. So sinkt die statistische Reichweite von Öl auf 15 Jahre (Basisszenario 22 Jahre) und die von Gas auf 32 Jahre (Basisszenario 43 Jahre). Bei Kohle geht die Reichweite auf 140 Jahre zurück (Basisszenario 156 Jahre). Deshalb ergibt sich für Öl und Gas auch ein deutlich größerer Preiseffekt. So würde sich der Ölpreis bis 2030 mehr als

Vergleich zwischen verstärkten Energie-einsparungen und dem Basisszenario (Abb. 20)



Wachstumsraten p.a. Quelle: Eigene Simulation

Vergleich zwischen halbierten Neufindungen und dem Basisszenario (Abb. 21)



Wachstumsraten p.a. Quelle: Eigene Simulation

verdreifachen und der Gaspreis würde um annähernd 270% steigen. Dabei wirkt sich zumindest teilweise die Koppelung des Gaspreises an den Ölpreis aus, denn die Reservesituation beim Gas allein würde einen schwächeren Preisanstieg erwarten lassen. Die Preiserhöhung von Kohle ist aufgrund der höheren statistischen Reichweite im Vergleich deutlich geringer.

Insgesamt steigt der Primärenergieverbrauch bis 2030 aber nur um 2,4 Prozentpunkte weniger als im Basisszenario. Insofern bleibt das Wachstum der Energienachfrage fast unverändert. Durch den starken Preisanstieg fossiler Energieträger wächst der Anreiz zur Entwicklung und Nutzung alternativer Energiequellen. Im Vergleich zum Basisszenario steigt der Verbrauch alternativer Energien um 140 Prozentpunkte. Alternative Energien haben deshalb im Jahr 2030 einen Anteil von 19,6%, anstelle von 16,9% im Basisszenario.

#### **4.4 Szenario: Stärkere Preisreaktionen (Abb. 22)**

Die Preissetzung bei Öl – durch Variation der Fördermenge – und damit indirekt auch bei den anderen Energierohstoffen ist im Wesentlichen ein politischer Parameter der OPEC. Dabei variieren die Zielvorstellungen der OPEC im Zeitablauf. Im Folgenden soll untersucht werden, wie eine stärkere Preisreaktion wirkt. Im Modell wird dieses durch eine Anhebung der Preisreagibilität von 0,75 im Basisszenario auf 1 umgesetzt: Für Öl und Kohle bedeutet dies, dass ein Rückgang der Reserven um 1% zu einem Anstieg des jeweiligen Preises um 1% führt, wohingegen der Preis im Basisszenario nur um 0,75% steigen würde. Für Gas wird – wie im Basisszenario – angenommen, dass der Preis sowohl auf die eigene Reichweite als auch auf die von Öl reagiert. Sofern die Reichweite von Gas um 1% sinkt, steigt der Gaspreis um 0,5% und sofern die Reichweite von Öl um 1% sinkt, steigt der Gaspreis ebenfalls um 0,5%.

Die stärkere Preisreagibilität führt – wie zu erwarten – zu einem stärkeren Anstieg der Energierohstoffpreise. Qualitativ sind die Preis- und Nachfrageeffekte ähnlich wie im Szenario halbiertes Neufunde. Die Preise steigen und die Nachfrage geht zurück. Unter den gegebenen Annahmen sind die Effekte aber deutlich schwächer in ihrer quantitativen Wirkung als bei einer Halbierung der Neufunde. Gleichzeitig gibt es aber auch einen erheblichen systematischen Unterschied: Bei der Halbierung der Neufunde geht die statistische Reichweite zurück. Im Gegensatz dazu führt ein Anstieg der Preisreagibilität zu einem Preisanstieg, der das Verhältnis von Reserven zu Verbrauch verbessert. So steigt die statistische Reichweite im Fall der höheren Preisreagibilität bei Öl um etwa 1 Jahr, bei Gas um knapp 2 Jahre.

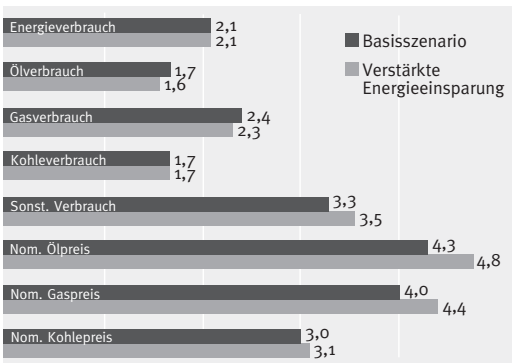
Die höheren Preise für fossile Energieträger führen zu einer deutlich erkennbaren Substitution hin zu alternativen Energiequellen. So steigt die Verwendung alternativer Energien im Vergleich zum Basisszenario um 15 Prozentpunkte. Der verstärkte Einsatz alternativer Energien erlaubt es, den Gesamtenergieeinsatz gegenüber dem Basisszenario fast konstant zu halten.

#### 4.5 Szenario: Energiesparpolitik in Nordamerika (Abb. 23)

Die USA haben zurzeit den höchsten Energieverbrauch pro Kopf und auch eine im Vergleich zu Europa erheblich höhere Ölintensität. Insofern könnte durch einen Politikwechsel in den USA ein erhebliches Einsparpotential eröffnet werden. Im Folgenden soll geprüft werden, wie eine Reduktion der nordamerikanischen Ölintensität auf das europäische Niveau wirkt. Konkret wird angenommen, dass die nordamerikanische Ölintensität bis 2018 auf das für Europa prognostizierte Niveau reduziert wird.

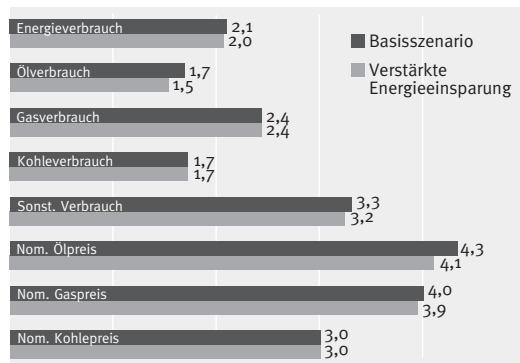
Gegenüber dem Basisszenario geht der weltweite Ölverbrauch bis 2030 um 7,4 Prozentpunkte zurück. Die geringere Nachfrage führt zu niedrigeren Preissteigerungen. Über die teilweise Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis steigt auch der Gaspreis weniger stark. Dies führt zu einem leichten Mehrverbrauch von Gas. Preis und Verbrauch von Kohle sind im Vergleich zum Basisszenario unverändert. Aufgrund der geringeren Preissteigerungen von Öl und Gas besteht ein geringerer Anreiz zum Wechsel zu alternativen Energiequellen. Als Konsequenz vermindert sich der Anstieg des Verbrauchs alternativer Energie um 5 Prozentpunkte. In der Summe ergibt sich über den Gesamtzeitraum – gegenüber dem Basisszenario – eine Einsparung an Primärenergie von 3,1 Prozentpunkten.

Vergleich zwischen stärkeren Preisreaktion und dem Basisszenario (Abb. 22)



Wachstumsraten p.a. Quelle: Eigene Simulation

Vergleich zwischen energiesparender Politik in Nordamerika und dem Basisszenario (Abb. 23)



Wachstumsraten p.a. Quelle: Eigene Simulation

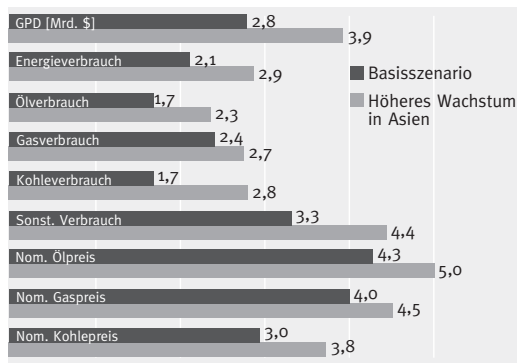
#### 4.6 Szenario: Höheres Wachstum in Asien (Abb. 24)

Das Wachstum der Energienachfrage wird wesentlich durch das Wachstum der Weltproduktion bestimmt. Eine Vorhersage dieses Wachstums über lange Zeiträume ist naturgemäß durch hohe Unsicherheit geprägt. Dieses betrifft besonders das Wachstum in den Schwellenländern Asiens. Da die Entwicklungen der letzten Jahre vermuten lassen, dass diese Region eine besondere Bedeutung für die zukünftige Energienachfrage hat, wird im Folgenden ein Alternativszenario dargestellt. Es wird unterstellt, dass die Wachstumsrate der Produktion in Asien um 2% höher ist als im Basisszenario. In Anbetracht der Tatsache, dass in Asien (in der hier verwendeten Abgrenzung unter Einschluss des pazifischen Raums) über die Hälfte der Weltbevölkerung lebt und dort beinahe die Hälfte der Weltproduktion erstellt wird, ist dies ein sehr drastischer Schock, der eine Obergrenze für die Steigerung der Energienachfrage darstellt.

Durch das höhere Wachstum in Asien wächst auch die Weltwirtschaft erheblich schneller. So erhöht sich die Wachstumsrate der Weltproduktion gegenüber dem Basisszenario um mehr als 70 Prozentpunkte. Damit steigt auch die Energienachfrage deutlich an. Dies führt zu Preissteigerungen, die das Wachstum der Energienachfrage teilweise bremsen. Insgesamt steigt der Energiebedarf gegenüber dem Basisszenario um 40 Prozentpunkte. Dies trifft insbesondere Kohle (54 Prozentpunkte Steigerung gegenüber Basisszenario) und Öl (34 Prozentpunkte).

Die Preissteigerungen gegenüber dem Basisszenario liegen bei 34 Prozentpunkten für Öl, 27 Prozentpunkten bei Kohle und bei 21 Prozentpunkten für Gas. Durch diese deutlichen Preissteigerungen kommt es zu einem vermehrten Einsatz alternativer Energien. So wächst deren Einsatz im Vergleich zum Basisszenario um 83 Prozentpunkte.

#### Vergleich zwischen höherem Wachstum in Asien und dem Basisszenario (Abb. 24)



Wachstumsraten p.a. Quelle: Eigene Simulation

### Ölpreisentwicklung (nominal) bei alternativen Szenarien (\$/bbl)

Szenario	Startpreis	2010	2020	2030
Basisszenario	38	50	75	120
Verstärkte Energieeinsparung	38	49	70	107
Halbierung der Neufindungen	38	52	85	154
Stärkere Ölpreisreaktion	38	51	80	135
Stärkere Energieeinsparung in Nordamerika	38	49	71	113
Höheres Wachstum in Asien	38	51	82	145

Tabelle 6

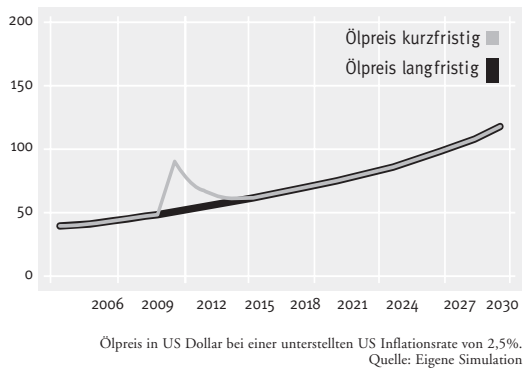
#### 4.7 Kurzfristige Preisausschläge

In den bisher diskutierten Szenarien wurden Annahmen analysiert, die zu unterschiedlichen langfristigen Entwicklungen führen. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie es zu zeitweise deutlichen Abweichungen vom langfristigen Trend kommen kann und welche Anpassungsprozesse in diesen Fällen ausgelöst werden. Dabei wird zum einen ein drastischer Angebotsrückgang und zum anderen ein sprunghafter Nachfrageanstieg betrachtet.

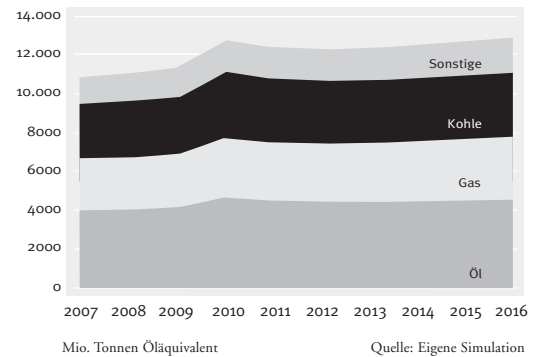
Wir gehen davon aus, dass sich die Energienachfrage auf dem vom Basisszenario gezeichneten langfristigen Entwicklungspfad befindet. Diese Entwicklung wird nun durch einen Angebotsrückgang um 10% gestört. Eine Ursache könnte der Ausfall eines großen Förderlandes wie z.B. Saudi-Arabien sein. Dabei ist ein Ausfall auf Dauer in dieser Höhe nur unter extremen Annahmen vorstellbar. Das Ausmaß dieses Schocks entspricht etwa dem in der zweiten Ölpreiskrise, in der die Produktion zwischen 1979 und 1983 um beinahe 15% reduziert wurde. Bei einer kurzfristig sehr preisunelastischen Ölnachfrage führt der Produktionsrückgang um 10% zu Preissteigerungen von 80%. Da der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist, kommt es auch bei Gas zu deutlichen – wenn auch im Vergleich zu Öl geringeren – Preiserhöhungen. Aufgrund des hohen Ölpreises ist es nun rentabel, Kapazitäten auszubauen und neue Ölquellen zu erschließen. Damit steigt die Produktion wieder.

Gleichzeitig führt der hohe Ölpreis dazu, dass Öl teilweise durch andere Energierohstoffe substituiert wird. Langsam nähert sich die Produktion wieder dem langfristigen Trend. In dem Maß, in dem die Lücke zwischen der tatsächlichen Produktion und dem langfristigen Trend geschlossen wird, nähert sich auch der Preis wieder seinem langfristigen Verlauf an. Der Anpassungsprozess der Preise wird in Abbildung 25 deutlich. Insgesamt dauert es etwa 6 Jahre bis der Preis zu seinem langfristigen Trend zurückgekehrt ist. Dabei findet eine großer

Entwicklung des Ölpreises nach einem Produktionsausfall um 10%. (Abb. 25)



Entwicklung der Energiemengen nach einem einmaligen Nachfrageanstieg um 10%. (Abb. 26)



Teil der Anpassung im ersten Jahr statt, so fällt die Trendabweichung innerhalb der ersten drei Jahre von 80% auf 10%.

Als zweiter Schock wird ein sprunghafter Nachfrageanstieg betrachtet. Es wird angenommen, dass die Primärenergienachfrage um 10% zunimmt. Kurzfristig kann das Angebot nicht entsprechend ausgeweitet werden. Deshalb kommt es zu einem Preisanstieg um 80%. Diese Preisausschläge spiegeln etwa den Verlauf nach der Asienkrise 1996/98 wider. Hier ist der Preis zunächst im Zuge der Asienkrise deutlich unter den Trend gefallen. Im Anschluss ist er in den Jahren 1999/2000 um etwa 80% gestiegen. Der Preisanstieg von 80% dämpft das Nachfragewachstum, so dass die Nachfrage wieder dem konstanten Angebot entspricht. Mit der Zeit wird das Angebot dann ausgeweitet. In dem Umfang, in dem das Angebot die erhöhte Nachfrage befriedigen kann, kommt es zu einem Preisrückgang. Die zeitliche Entwicklung des Preises entspricht der in Abbildung 25.

Die mengenmäßige Entwicklung der Energierohstoffe wird in Abbildung 26 dargestellt. Nach dem sprunghaften Nachfrageanstieg wächst die Ölproduktion zunächst deutlich schneller als im langfristigen Trend. Dann aber kommt es zu einer Phase in der die Wachstumsrate unterhalb des langfristigen Verlaufs liegt. Hier zeigt sich, dass die Nachfrage relativ langsam auf Preisänderungen reagiert. Die Ursache dafür liegt darin, dass für die Einsparung die Anschaffung neuer oder der Ersatz alter Maschinen, Kraftfahrzeuge und Heizanlagen notwendig ist. Diese werden bei einem Ölpreisanstieg nicht sofort, sondern nach und nach vorgenommen.

## Teil II

### Strategieansätze unterschiedlicher Energiepreisszenarien aus der Sicht von Politik, Notenbanken, Unternehmen und Investoren

#### **Berenberg Bank**

## Zusammenfassung

Der zweite Teil der vorliegenden Studie untersucht zum einen die Auswirkungen steigender Energiepreise unter den Aspekten makroökonomischer Konsequenzen für die politisch Handelnden (Staat, Zentralbanken). Zum anderen werden die Folgen für die betroffenen Unternehmen und strategische Reaktionsmöglichkeiten auf der Sektorebene geschildert.

Für beide Ansätze wird zudem gesondert auf die Sichtweise der Kapitalmärkte und die damit verbundenen Chancen und Risiken für Investoren eingegangen.

Die Einschätzungen erfolgen auf der Grundlage des in Teil I geschilderten Basisszenarios. Dabei macht die historische Rückschau klar: die zwei Ölkrisen der 70er und 80er Jahre unterscheiden sich fundamental in ihrem makroökonomischen Verlaufsmuster von den Phasen vor und nach den beiden Golfkriegen. Wie stark die Auswirkungen auf Wachstums- und Inflationperspektiven letztendlich sind, hängt wesentlich ab von

- Tempo und Ausmaß der Energierohstoffverteuerung,
- der zeitlichen Dauer des Preisschocks,
- dem Grad der Rohstoffintensität einzelner Volkswirtschaften,
- den zuvor bestehenden Inflationserwartungen und
- den Reaktionen von Fiskal-, Notenbank- und Lohnpolitik.

Wesentlich stabiler zeigten sich die Kapitalanleger in ihrer Einschätzung der Branchen. Preissprünge führten in der Vergangenheit stets zu vergleichbaren Reaktionsmustern. So können Vorschläge entwickelt werden, wie sich insbesondere Finanzinvestoren gegen anhaltend hohe Energiepreise schützen können. Wir haben zwei grundsätzliche Ansätze identifiziert:

- Unter der Verwendung strenger Selektionskriterien sollten Investoren auf Unternehmen aus den Bereichen der Energierohstoffgewinnung, der Umsetzung alternativer Energieformen, des speziellen Kraftwerksbaus und der Planung/Erstellung von Hafenanlagen setzen.
- Bei nicht Kapitalmarkt gebundenen Investments bieten realwirtschaftliche Anlageformen wie Immobilien und Edelmetalle hohen Schutz vor Wertverlusten.

Grundsätzlich ist zwischen aktiven Gestaltungs- und passiven Vermeidungs- und Ausweichstrategien zu unterscheiden. Dies gilt für Staat, Notenbanken, Unternehmen und Investoren gleichermaßen.



# 1. Ölpreise zwischen 120 und 180 US-\$/Fass – stehen wir vor einem neuen Zeitalter dauerhaft verteuerter Energierohstoffe?

## 1.1. Die Ausgangslage

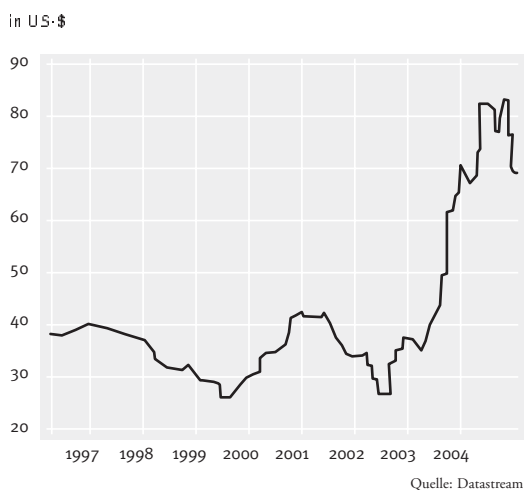
2004 kann als das Jahr gelten, in dem sich Rohstoffe über ihre gesamte Palette sprunghaft verteuerten. Energierohstoffe, wie sie in dieser Studie verstanden werden, bildeten keine Ausnahme. Bestimmte Kohlequalitäten verdoppelten sich im Preis (vgl. Abb. 27). Rohöl der Sorte Brent zog im Jahresverlauf um bis zu 72% an (von 30,3 US-\$ am 31.12.2003 bis auf einen Spitzenwert von 52,08 US-\$ am 12.10.2004).

Im März 2005 waren bestimmte Ölsorten dann so teuer wie nie zuvor (vgl. Abb. 28). In Ansätzen begann der jahrzehntelang gepflegte Glaube an die Sicherheit einer immer währenden günstigen Energiebereitstellung für Industrie und Verbraucher zu bröckeln. Überrollt von einer plötzlichen und dennoch absehbaren Realität scheinen liebgewonnene Selbstverständlichkeiten des »modernen Menschen« in Frage gestellt. Einiges spricht dafür, dass sich zukünftige Preiszyklen um einen dauerhaft aufwärts gerichteten Entwicklungspfad herum abspielen dürften.

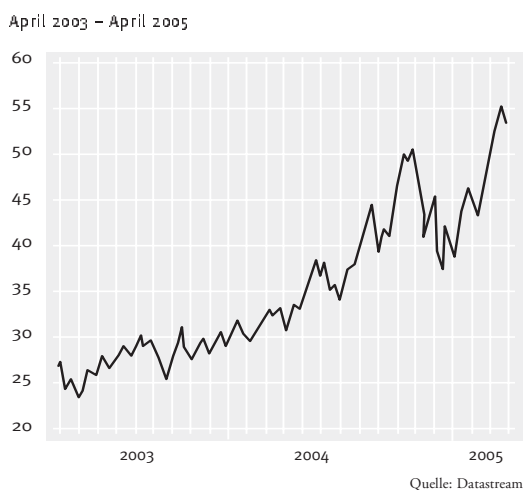
Dies ähnelt dem Strukturbruch, der vor zehn Jahren mit der rasanten Ausbreitung der Internetaktivitäten und seinen globalen Folgen für Wettbewerb und Produktivität ausgelöst wurde. Allerdings mit umgekehrten Vorzeichen.

Historisch gesehen sind beide Phänomene allerdings als Spätfolgen des »Mauerfalls« bzw. des Zusammenbruchs der kommunistischen Ostblockstaaten samt ihrer dirigistischen Wirtschaftssysteme einzuordnen. Dieser Demokratisierungsprozess und damit einhergehend die Stärkung kapitalistischer Lebensformen steht erst am Beginn. Er wird sich fortsetzen, wie die jüngsten Umwälzungen in der Ukraine, in Kirgisien, Weißrussland oder im Libanon zeigen.

Steinkohlepreis (Abb. 27)



Rohölpreis in US-\$ je Fass (Abb. 28)



## 1.2. Wunsch...

Noch leben knapp drei Milliarden Menschen bzw. die Hälfte aller Weltbewohner in ärmlichen Verhältnissen. Was wird geschehen, wenn sich deren Lebensweisen tatsächlich, wie auch in Teil I, Abschnitt 2.2. unterstellt, dem westlichen Niveau nähern?

Dann bedürfte es wohl eines außerordentlich glücklichen Zusammentreffens sämtlicher optimistischer Annahmen in Bezug auf Verfügbarkeit, Neufunde, Liefersicherheit und Substitutionswirkungen, um rasante Nachfrage- und Preisänderungen zu verhindern. Ein solches, an den in der Vergangenheit zu beobachtenden Trends orientiertes Szenario wird die Welt sicherlich nicht verändern.

- Da die Verbraucherpreise im Betrachtungszeitraum schneller steigen dürften, werden Energierohstoffe real sogar »billiger«.
- Inflationärer Druck entsteht nicht. Von dieser Seite kommt es für die Notenbanken zu keinem Handlungsbedarf. Gesamtwirtschaftliches Wachstum wird nicht behindert.
- Anreize, alternative Energiequellen zu nutzen, bleiben im Rahmen des politisch Motivierten stecken.
- Unternehmen und Konsumenten brauchen ihren Energiemix und ihre Verhaltensweisen kaum zu ändern.
- Die Kapitalmärkte können das Thema »Energie« dann vernachlässigen.

## 1.3. ... und Wirklichkeit

### 1.3.1. Asiens Öldurst

Der Weg Chinas mag dies verdeutlichen. Bis zum Jahr 2020 strebt das Land eine Vervierfachung seiner Wirtschaftsleistung auf dann ca. 6000 Mrd. US-\$ (bei jetzigen Wechselkursen) an. Ein ehrgeiziges, aber erreichbares Ziel. Zeitgleich wird sich ein struktureller Effekt nachfrageerhöhend bemerkbar machen. Investitionen verlieren als Wachstumsmotor an Bedeutung. Die Nachfrage nach Konsumgütern tritt an ihre Stelle. Autos und Kunststoffe sind jedoch wesentlich energieintensiver als der Maschinen- und Anlagenbau. So wird Chinas Öldurst überproportional zum Anstieg der Wirtschaftsleistung zunehmen. Als unterer Grenze gehen wir von einer Verfünffachung der benötigten Rohölmenge bis zum Jahr 2020 aus. Danach ist mit einer abgeflachten Nachfragekurve zu rechnen. Aktuell steht in der Volksrepublik ein Jahresverbrauch von 2,3 Mrd. Fass/Jahr zu Buche.

Sollte der Pro-Kopf-Verbrauch nur annähernd dem Beispiel Japans und Südkoreas während deren Übergangsperioden von Entwicklungs- zu Industrienationen folgen, sind bei dann 15 bis 17 Fass pro Einwohner und Jahr ohne Weiteres noch höhere Nachfragesteigerungen denkbar (1,3 Mrd. Menschen x 15 = 19,5 Mrd. Fass/Jahr).

Zum Vergleich: Die Welt-Ölproduktion des Jahres 2004 lag bei etwa 30 Mrd. Fässern, knapp dem Doppelten des zuvor erörterten, chinesischen Mehrbedarfs. Also: Allein der Chinafaktor fordert innerhalb der nächsten 15 Jahre eine Ausdehnung der Ölförderung um 50%. Für Indien lassen sich ähnliche Annahmen treffen, was einen zusätzlichen Bedarf an Energierohstoffen auslösen wird. Einen dermaßen rapiden Nachfrageanstieg hat es in der neueren Geschichte der Industrialisierung nicht gegeben. Vergleichbar erscheinen höchstens der Prozess des Wiederaufbaus nach dem zweiten Weltkrieg und der Industrialisierung Japans und Koreas. Übrigens stieg Südkoreas Pro-Kopf-Verbrauch aus Ölprodukten von 1965–1990 von einem auf 17 Fass/Jahr. Der Unterschied zu heute ist: Damals war Rohöl wirklich reichlich vorhanden und die Förderkapazitäten durch zusätzliche Investitionen fast beliebig skalierbar.

### 1.3.2. Langsam versiegende Quellen

Anders heute. Zwar ist die Aussage »Öl reicht noch für mindestens 40 Jahre« grundsätzlich richtig. Aus Kapitalmarktsicht spielen für die Preisbildung jedoch Aspekte wie Förderkosten, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit eine mindestens ebenso wichtige Rolle.

- Den offiziellen Reservestatistiken sollte mit einiger Skepsis begegnet werden. Zu eng ist die Interessenverknüpfung von Regierungen in großen Verbraucher- und Produzentenländern mit der jeweiligen Ölindustrie. Ölreserven haben einen starken geo- und damit machtpolitischen Beigeschmack (die Versuchung geschöner Ergebnisse). Eine ausführlichere Darstellung findet sich in Teil I, Abschnitt 2.3.
- Kurz- und mittelfristig entscheidend ist jedoch die Frage, wieviel Öl zu ökonomisch tragbaren Kosten/Preisen maximal noch gefördert werden kann. Vor allem: Was passiert, wenn die Förderraten ihren Hochpunkt (»Peak Oil«) unabhängig von den dann herrschenden Preisen überschritten haben?
- In den USA als noch immer mit weitem Abstand größten Energieverbraucher sinkt die Ölproduktion bereits seit 1973.
- Nordsee-Öl wird seit zwei Jahren knapper. Großbritanniens und Norwegens Produktionsmengen fallen bereits mit Jahresraten von 7%. In etwa zehn Jahren werden beide Länder ihre Reserven erschöpft haben.
- Gewisse Steigerungen sind für einige Jahre noch aus der Kaspischen Region und den Golfstaaten zu erwarten. Das zusätzliche Potenzial wird verschiedentlich auf 5-6 Mrd. Fass/Jahr geschätzt. Allerdings sind zuvor hohe Investitionen zu tätigen.

Unter diesen Annahmen lässt sich ein vorläufiges Fördermaximum von 35-36 Mrd.Fass/Jahr irgendwann zwischen 2010 und 2015 annehmen. In diesem Zeitraum wird bei real unveränderten Ölpreisen der Bedarf allerdings wie gezeigt auf wohl 45-50 Mrd. Fass zunehmen. Spätestens dann wird die in der Vergangenheit nur in Krisenzeiten preiselastische Nachfrage sehr stark reagieren.

## 2. Mögliche Folgen

Gerade bei verknappungsbedingten Preissprüngen innerhalb eines kurzen Zeitraums nimmt die Wahrscheinlichkeit extremer Handlungsweisen zu.

### 2.1. Konflikte

Die Kontrolle der Ölreserven wird politisch noch wichtiger. Schätzungsweise liegen 60% davon im Mittleren Osten. Also dürfte das Konfliktpotenzial und die Bereitschaft zu Militärschlägen eher zunehmen (was wiederum nicht ohne Auswirkungen auf die Preisfindung bliebe). Die jüngste Vergangenheit kann als Beleg hierfür gelten: Keine chemischen und biologischen Waffen im Irak? Stellvertreterkriege im Sudan und Aceh/Indonesien, Yukos-Verstaatlichung, Streit um Hoheitsgewässer im Südchinesischen Meer usw. Aber auch die sich wohl als Verlierer fühlenden armen und halbentwickelten Länder könnten ein erhöhtes Gewaltpotential offenbaren. Die sich weiter öffnende Wohlstandsschere verstärkt zudem Migrationsbewegungen in die »reichen« Länder und kann dort soziale Spannungen verursachen.

### 2.2. Preissprünge

Definitionsgemäß kann es in einer funktionierenden Marktwirtschaft über einen längeren Zeitraum keinen Nachfrageüberhang geben. Der Preis sorgt für eine Angleichung der Mengen. In diesem Fall zwangsläufig. Zumindest, falls dann keine alternativen Energieträger das bislang in vielen Fällen unverzichtbare Öl ersetzen können. Dies gilt insbesondere für die Bereiche des Transports, der Chemie und der Stahl- und Automobilindustrie.

### 2.3. Rückbildung zu regionalen Wirtschaftszentren ?

Einige Nachfrager (Länder) werden ihren Ölkonsum und ihre Industrieproduktion unfreiwillig reduzieren (müssen). Es ist mit gesamtwirtschaftlichen Wachstumseinbußen, zunehmenden Verteilungskämpfen, anziehenden Inflationsraten, einem Trend zur Regionalisierung des Handels (einer Form der De-Globalisierung), wohl aber auch Innovationsschüben zu rechnen. Politik, Unternehmen und Kapitalanleger sollten sich zumindest gedanklich mit einem solchen Szenario auseinandersetzen, selbst dann, wenn es letztendlich nicht voll umfänglich eintreten mag. Im Folgenden wollen wir den Versuch unternehmen, mögliche Konsequenzen auf der makroökonomischen Ebene (»Die Lehren der 70er Jahre«) und für einige Schlüsselindustrien aus Kapitalmarktsicht abzuschätzen.

Was kann auf die Unternehmen zukommen? Wie können Investoren ihr Anlagekapital erhalten? Generell kann für alle Handlungsebenen zwischen aktiven gestalterischen und passiven Ausweich- und Vermeidungsstrategien unterschieden werden.

### 3. Staatlich aktive Strategien – das Setzen von Rahmenbedingungen

Energiepreise reflektieren nicht nur Marktentwicklungen, sondern sind auf vielfältige Weise durch staatliche Eingriffe geprägt.

- Die wichtigsten bislang im Einsatz befindlichen erneuerbare Energien sind nur deshalb »wettbewerbsfähig«, weil der Zugang zu den Leitungsnetzen der großen Versorgungsunternehmen behördlich angeordnet und Preisgarantien/Subventionen gewährt werden (Ausnahme: Wasserkraft in Skandinavien).

Um die in einem Fass Öl enthaltene vergleichbare Energiemenge unter Einsatz alternativer Energieerzeugungsverfahren und heute verfügbaren Technologien zu generieren, sind Kosten von ca. 200 US-\$ hinzunehmen. Erst ab dieser Preisschwelle macht, rein ökonomisch betrachtet, die vollständige Substitution von Öl theoretisch Sinn.

- Das in Deutschland besonders gern angewandte Spektrum, angefangen bei Abgaben bis zur sog. Ökosteuer, bürdet den hier ansässigen Unternehmen nach Italien die zweithöchsten Strompreise Europas auf. Ein Wettbewerbsnachteil, der in möglichen Krisenzeiten noch stärker wiegen dürfte.

- Mautgebühren verteuern Transportdienste unabhängig von den Treibstoffkosten. Kaum in 2005 eingeführt dachte die deutsche Regierung schon über eine Erhöhung von 9 auf 45 Eurocents je Kilometer nach. Solange solche Regelungen LKW-größengebunden und EU-uneinheitlich bleiben, sind sie für unsere Wirtschaft kontraproduktiv. Schon jetzt kassiert der Staat bei Benzin Steuern im Gegenwert von 100 US-\$ je Fass ab.

- Zukünftig von enormer Bedeutung wird das Thema der Versorgungssicherheit sein. Sowohl die stromerzeugenden Unternehmen als auch die energieintensiv produzierenden Sektoren (Stahl, Aluminium, Zement, Chemie) brauchen Planungssicherheit. Dies gilt insbesondere für den sehr rohstoffabhängigen Industriestandort Deutschland – 60% unseres Energiebedarfs werden durch Importe gedeckt.

Aktuell wird der Energiemix sowohl unter Aspekten der regionalen Bezugsquellen als auch der Art der Erzeugung als suboptimal empfunden. Zu hoch ist der Anteil der Braunkohle, zu niedrig derjenige von Atomkraft und Steinkohle/Gas. Als zu hoch könnte sich möglicherweise auch die Abhängigkeit von Gaslieferungen aus Russland erweisen. Ein Drittel unserer Gesamt-Bezugsmenge stammt aus diesem Land.

- Die Öl-Bezugsquellen sind noch stärker regional konzentriert. Im Jahre 2004 stammten 33,4% der Importe aus dem Nordseegebiet und weitere 33,7% wiederum aus Russland. Jedes dritte importierte Fass Öl muss also möglicherweise innerhalb der kommenden 10 bis 15 Jahre durch andere Bezugsquellen ersetzt werden (s.o.: Kein Öl mehr aus der Nordsee). Es muss frühzeitig klar sein, woher dann geliefert wird!

Zukunftssicherheit bieten im Grunde nur:

- Unsere nationalen Kohlereserven. Bahnt sich hier unter Missachtung der zumindest auf absehbare Zeit fort bestehenden Kostennachteile eine Renaissance des »Kohlenpotts« an?
- Ein Ausbau statt Abbau der Kernkrafttechnologie.
- Synthetische Kraftstoff-Erstellungsprozesse auf der Basis der weiterentwickelten Fischer-Tropsch-Technologie. Sie wurde bereits ab 1922 in Deutschland angewendet.
- Verstärkter Einsatz alternativer Energiequellen, aber auch Formen der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Ein Verzicht auf dirigistische Eingriffe in die Preisfindungsprozesse des Marktes.

Alle direkt beeinflussbaren Kostentreiber sollten also politisch zur Disposition gestellt werden.

## 4. Energierohstoffe und Kapitalmarktperspektiven

Um Aussagen zu den künftigen Reaktionen der Kapitalmärkte zu machen, bietet sich der Blick auf die historische Entwicklung an. Dabei wollen wir untersuchen, ob die alten Muster aus den beiden Ölpreiskrisen der 70er und 80er Jahre noch Gültigkeit haben oder ob heute bzw. morgen andere Gesetzmäßigkeiten für Konjunktur und Märkte im Vordergrund stehen könnten.

### 4.1. Die Lehren der Vergangenheit

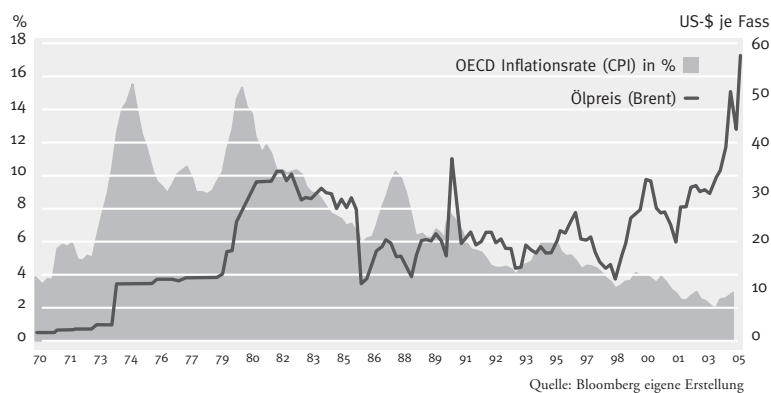
Der Blick auf die jüngere Konjunkturgeschichte, in der wir mehrfach mit Ölpreissprüngen konfrontiert waren, zeigt, dass sich die Ablauf- und Reaktionsmuster geändert haben. Während das Geschehen in den 70er und 80er Jahren mit den Schlagworten Inflation bzw. Stagflation umrissen werden kann, standen in den 90er Jahren vor allem Wachstumsängste im Fokus der Märkte (vgl. Abb. 29).

#### 4.1.1. Die Ölkrisen

**Die Lohnpreisspirale dreht sich – Die Notenbanken erhöhen die Zinsen**

Wie bereits beschrieben, haben sich die Ölpreise in der 1. Ölkrise 1973/74 vervierfacht. Die plötzliche und starke Verteuerung bedingt durch die künstlich erzeugte Angebotsverknappung der OPEC spiegelte sich relativ schnell in einem spürbaren Anstieg der Verbraucherpreise wider. Vor diesem Hintergrund kam es zu den befürchteten Zweitrundeneffekten: die Gewerkschaften forderten höhere Löhne zum Ausgleich der Einkommensverluste der Arbeitnehmer. Die Unternehmen ihrerseits reagierten sowohl auf verteuerte Vorprodukte als auch auf steigende Lohnkosten mit Preiserhöhungen. Dies wiederum rief die Gewerkschaften erneut auf den Plan. Die berühmte Lohnpreisspirale – oder Preislohnschneise – begann zu rotieren. erinnert sei in diesem Zusammenhang an die Lohnforderungen der Gewerkschaft

Öl und Inflation (Abb. 29)



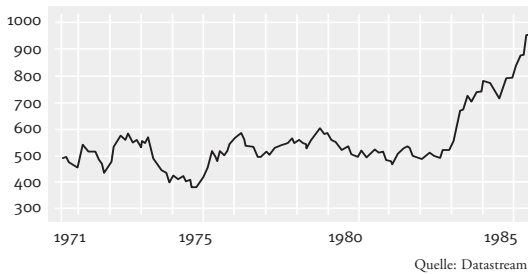
Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr (ÖTV) in Deutschland. 1974 wurden von der ÖTV mit Blick auf die Ölpreisexplosion Lohnerhöhungen von 15% (!) gefordert. Durchgesetzt nach einem dreitägigen Streik wurden dann schließlich 11% mehr Lohn und Gehalt. Vor diesem Hintergrund kletterte die Preissteigerungsrate in Deutschland im Zuge der 1. Ölkrise von 5% auf 8%. In den USA stieg die Inflationsrate sogar auf zweistellige Höhen: von 4% auf 12%. Um die spürbar gestiegenen Risiken für die Preisstabilität einzudämmen, reagierten die Zentralbanken auf beiden Seiten des Atlantiks mit einer stark restriktiven Geldpolitik. Vor allem die USA griffen zur »Zinskeule«. Lagen die amerikanischen Leitzinsen Anfang 1973 noch bei 6% hatten sie sich bis Mitte 1974 mehr als verdoppelt! Die Deutsche Bundesbank reagierte auf die Inflationsgefahren dagegen sehr viel maßvoller und erhöhte ihren Diskontsatz von 5% auf 7%. Die Folgen für die Weltwirtschaft waren gravierend: die Konjunktur geriet ins Stocken; sowohl in den USA als auch in Deutschland ging das Wirtschaftswachstum zwei Jahre lang zurück oder bewegte sich lediglich auf der Stelle. Gepaart mit den hohen Inflationsraten machte das Schlagwort der Stagflation erstmals die Runde. In der 2. Ölkrise 1979/80 spiegelte sich die schwierige Gratwanderung zwischen Konjunktur und Preisen in einem stagflationären Umfeld vor allem in der wechselnden geldpolitischen Ausrichtung der amerikanischen Notenbank deutlich wider. Die Federal Reserve Bank schickte die US-Leitzinsen auf Achterbahnfahrt. Innerhalb von nur zwei Jahren verdoppelte sich die Federal Funds Rate auf 20%, um kurz darauf wieder auf 10% heruntergeschleust und danach abermals auf 20% nach oben genommen zu werden. Die Deutsche Bundesbank hat dagegen eine sehr viel ruhigere Hand bewiesen. So wurde der Diskontsatz in Deutschland von Mitte 1979 bis 1981 kontinuierlich von 4% auf 7,50% heraufgeschleust. In den USA kam es diesmal nicht nur zu einer Rezession, sondern es folgten verstärkt durch die unstetige Geldpolitik kurz aufeinander zwei konjunkturelle Abschwungphasen: der sogenannte Double Dip. In Deutschland war das Auf und Ab zwar weniger stark ausgeprägt, aber auch die Konjunktur diesseits des Atlantiks folgte einem Wellblechmuster.

#### Ein verlorenes Jahrzehnt für die Aktienmärkte – Steigende Zinsen am Rentenmarkt

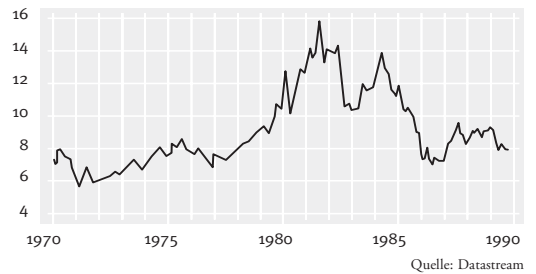
Der 1. Ölkrise folgte der bis dahin stärkste Rückschlag für die Aktienmärkte seit der Weltwirtschaftskrise. Der deutsche Aktienindex DAX brach von knapp 600 Punkten auf unter 400 Punkte ein (vgl. Abb. 30). Bis Anfang 1976 hatte sich der deutsche Aktienmarkt zwar wieder bis auf einen Punktstand von rd. 600 erholt, für die Investoren kam dies aber mehr als zwei »verlorenen« Jahren gleich. Im Zuge der 2. Ölkrise fiel der DAX erneut von etwa 600 Punkten unter Schwankungen in Richtung 450 Punkte. Diesmal ließ die Erholung fast drei Jahre auf sich warten. Es sollte zudem bis 1983 dauern, bis der deutsche Aktienmarkt wieder zu neuen Höhenflügen startete. Somit kann die Dekade um die beiden Ölkrisen mit Blick auf den Aktienmarkt sogar als verlorenes Jahrzehnt eingestuft werden.



Deutscher Aktienindex (Abb. 30)



Rendite 10-jähriger US-Staatsanleihen in % (Abb. 31)



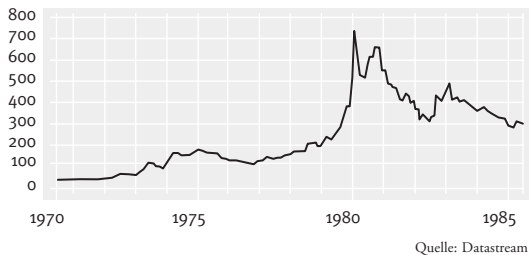
Die enormen Sprünge bei den Erdölpreisen wirkten sich ebenso negativ auf die Kursentwicklung am Rentenmarkt aus (vgl. Abb. 31). Mit Blick auf die gestiegenen Inflationsrisiken kletterten die Kapitalmarktzinsen in Deutschland bis Mitte 1974 von 8% auf 11%. Unter Einbeziehung der Verteuerung der Lebenshaltungskosten blieb die Realrendite damit aber unverändert bei 3%. Somit war auch ein Engagement in Festverzinsliche Wertpapiere für den renditeorientierten Privatanleger trotz der auf den ersten Blick hohen Zinsen wenig attraktiv, bei Betrachtung der Rendite nach Steuern um so weniger.

Anfang der 80er Jahre bescherte die unstete Geldpolitik der US-Notenbank den Anlegern am Rentenmarkt ein besonders starkes Wechselbad der Gefühle. Einem Zinsanstieg bei 10-jährigen US-Staatsanleihen von 9% auf über 13% folgte ein vorübergehender Rückgang auf das Ausgangsniveau, dem sich dann – parallel zur Entwicklung der US-Notenbankpolitik – wieder eine Zunahme der Renditen auf in der Spitze fast 16% (1981) anschloss. Die deutschen Kapitalmarktzinsen konnten sich dem Sog des amerikanischen Rentenmarktes nicht entziehen. So sind die Renditen für die Festverzinslichen auf 10% gestiegen, um nach einem kurzfristigen Intermezzo in Richtung 8% wieder bis auf 12% zu klettern. Auf beiden Seiten des Atlantiks wurde erst 1986 das Ausgangsniveau von 1978 wieder erreicht. Auch für die 80er Jahre gilt, dass die Renditen in Deutschland nominal zwar auf neue Rekorde kletterten, real unter Einbeziehung der ebenfalls spürbar angezogenen Inflationsraten jedoch maximal bei 5% lagen.

#### Attraktive Realwerte: Der Goldpreis erklimmt neue Rekorde

Attraktiv war dagegen ein Engagement in Sachwerte. So ist der Goldpreis nicht nur während der 1. Ölkrise, als die Aufkündigung des Bretton-Woods-Abkommen durch die USA deren Abkehr von der Dollar-Gold-Bindung einläutete, sprunghaft angestiegen, sondern auch und vor allem im Zuge des 2. Ölpreisschocks. Lag der Preis für die Feinunze Gold Anfang der 70er Jahre noch unter 40 US-\$, hatte er sich fünf Jahre später auf 180 US-\$ nach oben katapultiert (vgl. Abb. 32). Bis Anfang 1980 konnte sich der Goldpreis dann noch einmal nahezu verfünffachen und lag auf Tagesbasis in der Spitze bei 850 US-\$.

Goldpreis in US-\$ je Feinunze (Abb. 32)



#### 4.1.2 Die Golfkriege

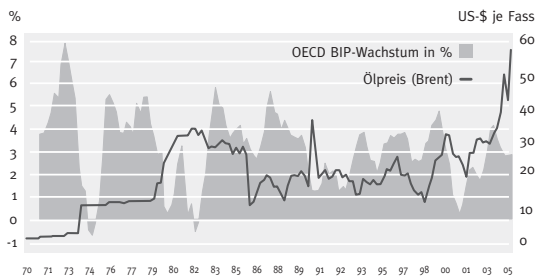
Der **Transmissionsriemen zwischen Ölpreis und Inflation verliert an Bedeutung** –  
Die **Notenbanken können flexibel reagieren**

In der jüngeren Vergangenheit haben sich die volkswirtschaftlichen Muster deutlich verändert. So ermöglicht es das gegenwärtige makroökonomische Umfeld weder Arbeitnehmern noch Unternehmen, steigende Rohstoffpreise in höhere Löhne bzw. höhere Preise umzusetzen. Hierfür gibt es vor allem zwei Gründe. Zum einen haben sich durch die Globalisierung und den verstärkten internationalen Wettbewerbsdruck die Preisüberwälzungsspielräume der Unternehmen eingengt und so die Gefahr von Zweitrundeneffekten begrenzt. Zum anderen sind die Lohnforderungen der Gewerkschaften angesichts hoher Arbeitslosigkeit und der Angst vor Jobverlagerung ins Ausland inzwischen spürbar »gezähmt«. Dies wird in Deutschland besonders deutlich, wie die diesjährigen Tarifabschlüsse im öffentlichen Dienst gezeigt haben. So standen bei den Tarifverhandlungen zwischen öffentlichen Arbeitgebern und Gewerkschaft (inzwischen ver.di) nicht Lohnerhöhungen, sondern eine leistungsorientierte Bezahlung sowie Arbeitszeitverlängerungen (Westdeutschland) im Mittelpunkt der Auseinandersetzungen. Da die Lohnpreisspirale der 70er und 80er Jahre hierdurch weitestgehend außer Kraft gesetzt worden ist, kann die Geldpolitik der Notenbanken heute sehr viel flexibler auf die konjunkturellen Erfordernisse antworten. Vor diesem Hintergrund reagierten die Zentralbanken in der jüngeren Vergangenheit auch nicht mit Leitzinserhöhungen, sondern federten die konjunkturellen Bremsspuren mit einer lockeren Geldpolitik ab.

Mit Blick auf den globalen Disinflationprozess resultierte aus den Ölpreisexplosionen Anfang der 90er Jahre und zu Anfang des neuen Jahrtausends kein übermäßiger bzw. anhaltender Anstieg der Inflation. Ungeachtet neuer Rekordstände beim Öl liegt die Preissteigerung in Euroland aktuell lediglich bei 2% und in den USA bei 3,5%.

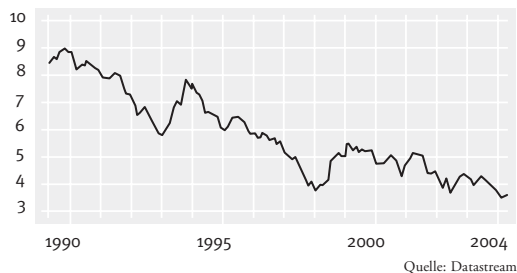
Hierzu beigetragen hat aber auch, dass der Ölpreisanstieg dadurch gemildert wird, dass die meisten Länder – wie in Teil I beschrieben – nicht nur über eine verbesserte Energiebilanz verfügen, sondern der Durchschlageffekt auf die Verbraucherpreise entweder – wie im Falle vieler Industrieländer – durch einen hohen Steueranteil bzw. – wie im Falle vieler Entwick-

### Öl und Wachstum (Abb. 33)



Quelle: Bloomberg, Datastream, eigene Erstellung

### Rendite 10-jähriger Deutscher Staatsanleihen in % (Abb. 34)



Quelle: Datastream

lungsländer – durch Subventionierung der Energieendverbraucherpreise abgedeckt wird. Wie im ersten Teil ausgeführt, liegen die realen Ölpreise darüber hinaus heute deutlich niedriger als in den 80er Jahren. Ob dies allerdings eine realwirtschaftliche Auswirkung hat, ist fraglich. Denn was für den Verbraucher zählt, ist der Preis, der an den Zapfsäulen oder in den Heizkostenabrechnungen abzulesen ist. Man denke nur an die »gefühlte« Inflation nach Einführung des Euro.

### An den Rentenmärkten stehen **Wachstumsängste** im Vordergrund

Während die Entwicklung am Aktienmarkt durch den Internet- und IT-Boom geprägt und der Einfluss steigender Ölpreise damit sekundärer Natur war, spiegelten sich am Rentenmarkt die veränderten volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutlich wider. Bereits im 1. Golfkrieg kam es nicht mehr zu einem Anstieg der Zinsen. Im Gegenteil: mit Blick auf die gesunkenen Inflationsrisiken überwogen nunmehr die Konjunkturängste der Marktteilnehmer (vgl. Abb. 33) und es folgte ein langanhaltender Rückgang des weltweiten Zinsniveaus. Die Hausse am Rentenmarkt sollte bis Ende 1993 dauern. Die Entwicklung der jüngsten Vergangenheit verstärkte diesen Trend dann noch einmal. Die Hauptsorgen der Märkte konzentrierten sich mit Blick auf die Nachwehen des 11. September und das »Negativbeispiel«

Japan nicht auf Inflation oder Stagflation, sondern lange Zeit auf das Schreckgespenst der Deflation. So fielen die Zinsen diesseits und jenseits des Atlantiks ungeachtet neuer Rekorde beim Ölpreis auf neue Nachkriegs-Tiefstände (vgl. Abb. 34).

#### **4.2. Der Blick in die Zukunft**

**Aus der Vergangenheit lassen sich keine zuverlässigen Schlussfolgerungen für die Kapitalmärkte ziehen**

Wie sich die Kapitalmärkte künftig verhalten werden, ist mit hoher Unsicherheit behaftet, da mit Blick auf die Historie kein klares Muster zwischen der Ölpreisentwicklung und dem Verhalten der Marktakteure existiert. Die Höhe der Energiepreise und ihre Veränderung wird auch in Zukunft ein entscheidender Indikator für die Entwicklung der Märkte sein, aber eben nur ein Indikator. Über Richtung und Ausprägung der Kurse entscheidet letztlich ein ganzer Reigen aus ökonomischen und politischen Faktoren, vor allem aber deren jeweilige Gewichtung bzw. Einordnung durch die Marktteilnehmer. Da sich diese Studie ausschließlich mit den Auswirkungen der Energierohstoffpreise auf die Kapitalmärkte bis zum Jahr 2030 beschäftigt hat, kann alles, was hier beschrieben wurde, zudem nur unter dem Blickwinkel der Ausschließlichkeit gesehen werden. Es ist aber recht wahrscheinlich, dass während eines derartig langen Zeithorizonts noch eine Reihe weiterer wirtschaftlicher bzw. politischer Faktoren in das Marktgeschehen eingreifen wird. Auch wenn wir dazu neigen, die Erfahrungen der Vergangenheit fortzuschreiben, so hat uns die Geschichte doch gelehrt: Strukturbrüche und Paradigmenwechsel kommen oftmals schneller und vielfach anders als erwartet.

**Drastische Preisschübe können die leidvollen Erfahrungen der 70er Jahre wiederbeleben**

Wie in Teil I beschrieben, halten wir es für durchaus realistisch, dass es zeitweise zu drastischen Preisschüben kommen kann, welche die Ölpreise innerhalb kurzer Zeit um bis zu 80% steigen lassen. Bei Eintritt dieses Szenarios würden wahrscheinlich die negativen konjunkturellen Auswirkungen und vorerst weniger die preissteigernden Effekte im Fokus der Märkte stehen. Hiervon sollte dann eher der Rentenmarkt profitieren, während am Aktienmarkt mit Kursrückgängen zu rechnen ist. Für den längerfristig orientierten Anleger hieße dies aber, dass mit beiden Asset-Klassen kaum Geld zu verdienen wäre.

Die Frage ist zudem, ob man tatsächlich davon ausgehen kann, dass die aktuell für Wirtschaft und Kapitalmärkte geltenden Verhaltensmuster auch in einem Zeitraum von mehreren Dekaden Bestand haben werden. Der hier gewählte weite Prognosehorizont könnte auch eine abermalige Annäherung an traditionelle Konjunktur-Verhaltensweisen zur Folge haben. So ist nicht auszuschließen, dass der weltweite Disinflationsprozess allmählich auslaufen könnte. Verschiedene Langfriststudien kamen in letzter Zeit übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass die Volksrepublik China in etwa zehn Jahren Deutschland wirtschaftlich eingeholt haben

wird und bis 2030 nahe an die USA herangerückt sein dürfte. Damit wird dann tendenziell eine Angleichung der Kosten des Faktors Arbeit einhergehen. Folge: der an die Niedriglöhne gekoppelte globale Preisdruck lässt nicht nur nach, sondern verkehrt sich in sein Gegenteil. In diesem Fall würde eine Verteuerung der Energiepreise wieder sehr viel stärker auf die Inflation durchschlagen und die »alten« Inflations- und Stagflationsszenarien könnten wieder in den Vordergrund rücken. Vor diesem Hintergrund kann sich die Geschichte also durchaus wiederholen. Dies wäre erneut die schlechteste aller Welten für den Anleger, da sie sich sowohl negativ auf den Aktien- als auch den Rentenmarkt auswirken würde. In einem solchen Fall würde sich als Ausweg aus dem Anlagedilemma vor allem ein Engagement in Realwerte wie Rohstoffe, aber auch Immobilien und Edelmetalle anbieten.

## 5. Die Sektorebene – einzelne Industriezweige werden unterschiedlich stark betroffen sein

### 5.1. Generelle Überlegungen

Allgemein lässt sich feststellen, dass viele Dienstleistungsbereiche weniger unter hohen Energiepreisen leiden als Fertigungsbetriebe. Man braucht kein Öl oder Gas, um zu telefonieren; wohl ist es aber der Schmierstoff schlechthin in Industrie und Verkehr. Gerade im Transportbereich, bei der Herstellung von Kunststoffen aber auch der Mehrheit der landwirtschaftlich genutzten Düngemittel gibt es auf absehbare Zeit aufgrund der einmaligen physikalischen und energetischen Eigenschaften des Rohöls kaum geeignete Substitute.

Davon wird auch die Reaktionsweise der Unternehmen maßgeblich bestimmt werden. Manager neigen nicht dazu, strategische Zickzackkurse zu fahren. Der Zeitraum von 1980 bis 2005 – also ebenfalls 25 Jahre wie sie in dieser Studie jetzt zukunftsgerichtet betrachtet werden – zeigt: trotz der zweiten Ölkrise und beider Golfkriege fand kaum eine grundlegende Neuausrichtung der Unternehmen als Antwort auf wechselnde Energiepreistrends statt. Hauptthemen waren in den 80er Jahren das »Vorbild Japan«, in den 90ern der »Shareholder Value«-Ansatz und zuletzt das Reagieren auf Globalisierungsfolgen.

Produktions- und Prozessinnovationen sind nach Angaben von Vertretern der Produzentenseite aus unterschiedlichen Branchen in vielen »Old Economy«-Industrien nach derzeitigem Erkenntnisstand in hohem Maße ausgeschöpft. Sie erfordern zudem einen steigenden Kapitaleinsatz und viel Zeit. Kurzfristig bieten sich also zwei Reaktionsmöglichkeiten an:

- Preiserhöhungen und, wenn die Märkte dies nicht akzeptieren,
- Kostenabbau.

Hier dürften sich gerade am »Standort D« in erster Linie der Personalabbau und die Produktionsverlagerung fortsetzen.

Aber selbst innerhalb einzelner Sektoren wird es Gewinner und Verlierer geben.

#### Verwendungsstruktur von Öl\*

Güter- und Personentransporte	70%
Industrie (Chemie, Plastik/Verpackungen, Kosmetika, Pharma, Pestizide)	22%
Wohnen/Heizöl	6%
Verströmung	2%

\* Durchschnittswerte der industrialisierten Welt. Abweichungen von Land zu Land treten auf, halten sich aber in engem Rahmen.

Tabelle 7

## 5.2. Der Transportsektor – das Herzstück einer arbeitsteiligen Weltwirtschaft

Arbeitsteilung und der intraregionale bzw. internationale Gütertausch haben seit den Anfängen der Industrialisierung im 19. Jahrhundert zu phantastischen Wohlstandsgewinnen aller Beteiligten geführt. Die Grundlagen lieferten Adam Smith (1723–1790), der Urvater aller Nationalökonomien, in seinem »The Wealth of Nations« und David Ricardo (1772–1823) mit seinen Überlegungen zu den »Komparativen Kostenvorteilen«. Wie der menschliche Körper von bis ins Feinste verästelten Blutbahnen mit lebensnotwendiger Energie versorgt wird, so umspannt den Globus ein engmaschiges Netz von See-, Land- und Luftverkehrswegen, um den wirtschaftlichen Versorgungsmechanismus effizient im Sinne von möglichst kostengünstig zu gestalten.

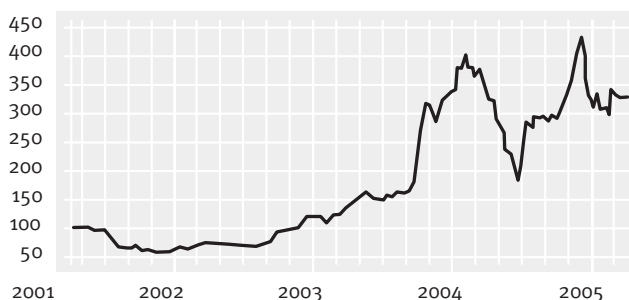
Schiffe, Automobile, Flugzeuge – so gut wie nichts bewegt sich ohne Öl-Derivate. Die wirtschaftlichen Auswirkungen stark steigender Preise/Betriebskosten treten hier unmittelbar und besonders augenfällig hervor.

### 5.2.1. Die gesamtwirtschaftliche Ebene

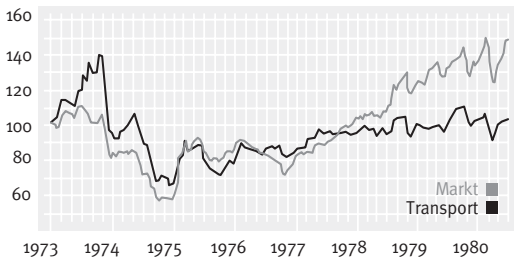
Allein in den USA entzog die Verteuerung des Benzins von 1,50 US-\$ auf 2 US-\$ während des Jahres 2004 den Verbrauchern Kaufkraft in einer Höhe von geschätzten 50 Mrd. US-\$. Über den Tag hinaus reichten bereits im Herbst 2004 die Sorgen des Aufsichtsratsvorsitzenden der Lufthansa, Jürgen Weber, als er vor dem Hintergrund schwindender Ölreserven u. a. forderte: »... ab einem bestimmten Zeitpunkt in der näheren Zukunft den größeren Anteil der fossilen Brennstoffe für die Luftfahrt zu reservieren« und mahnte: »ohne Kerosin sieht diese Zukunft anders aus«.

Das gilt für alle Transportmedien. Literpreise von 5 € und mehr lassen private und gewerbliche Langstreckentransporte zu puren Luxusveranstaltungen werden. Individualverkehr und Mobilität werden empfindlich behindert.

Baltic Freight Index (Abb. 35)

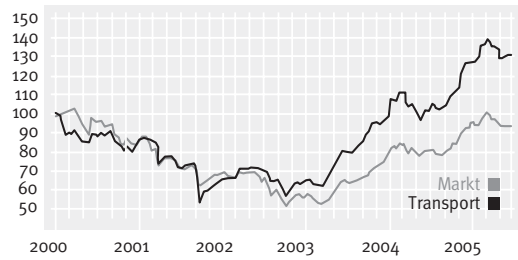


Performance des europäischen Transportsektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 36)



Quelle: Datastream

Performance des europäischen Transportsektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 37)



Quelle: Datastream

Die Folgen könnten eine »Rolle rückwärts« einleiten. Es kommt zu De-Globalisierungstendenzen mit der möglichen Folge der Bildung von regionalen bzw. kontinentalen Handelszentren. Unterschiedlich ausgeprägte Wohlstandsverluste in Abhängigkeit von den zu bewältigenden Entfernungen wären zu befürchten. Entsprechend den überdurchschnittlichen Wachstumsraten werden Asien und Nordamerika eine dominierende Rolle spielen. Europa verliert an relativer Bedeutung. Afrika fällt noch weiter zurück. Die Höhe der Wachstums- und Einkommensminderungen ist zugegebenermaßen kaum quantifizierbar.

### 5.2.2. Strategieansätze für Unternehmen und Anleger

#### Lokal statt global

Die Produktion hätte dann im Wesentlichen »lokal« zu erfolgen. Kostendegressionseffekte (»Economies of Scale«) wären schwieriger realisierbar, eine allgemeine Ertragskompression der Fertigenen Industrie unabweisbar.

Das Motto lautete »klein ist fein«. Völlig neue Unternehmensstrategien wären zu entwickeln. Vielleicht winkt so dem Mittelstand eine neue Chance (falls er bis dahin überlebt)!

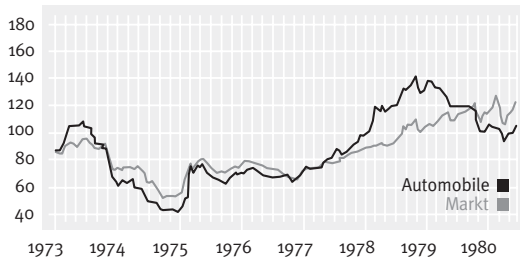
#### Massengut statt PKW

Für einen Übergangszeitraum wäre zunächst eine starke Fokussierung auf massenguttaugliche Transportmedien sehr wahrscheinlich, also die Verlagerung von der Straße auf Bahn und Schiffe. So könnten auch die Binnenschifffahrt im Allgemeinen und der Schiff- und Hafenanlagenbau im Besonderen vor einer nachhaltigen Neuentdeckung stehen.

Wie knapp die maritimen Beförderungskapazitäten derzeit sind, zeigen die Sprünge der internationalen Frachtraten (vgl. Abb. 35).

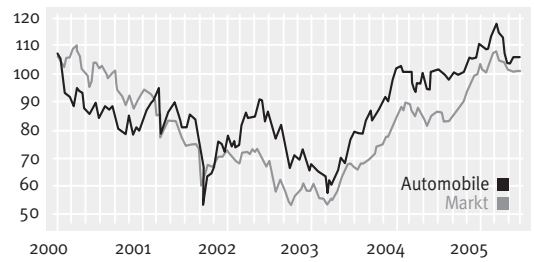


Performance des europäischen Automobilssektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 38)



Quelle: Datastream

Performance des europäischen Automobilssektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 39)



Quelle: Datastream

Aber auch die bestehenden Anlandungsmöglichkeiten der Seehäfen erweisen sich bereits jetzt als vielfach zu gering bemessen. Ein Beispiel: Vor den Reeden des größten australischen Rohstoffhafens Dalrymple bildeten sich Anfang 2005 Warteschlangen mit Verweildauern von bis zu 30 Tagen. Die Liegekosten stiegen dramatisch.

Fazit: Die Struktur der globalen Transportlogistik könnte vor dramatischen Veränderungen stehen. Die Verteuerung des straßengebundenen Verkehrs dürfte für viele kleine und mittelständische LKW-Flottenbetreiber das Aus bedeuten. Schon jetzt gliedern große Logistikkonzerne den reinen Frachtverkehr aus, um ihre Ertragssituation gegen steigende Dieselpreise zu immunisieren (Vermeidungsstrategie).

Aus Investorensicht sollten vor allem Automobilkonzerne sehr kritisch betrachtet werden. Anlagethemen rund um das Schiff eignen sich hingegen gut, um von den erwarteten Verschiebungen zu profitieren. Börsennotiertes Know-how zum Hafen- und Schiffbau findet sich vor allem in den Niederlanden (Bos Kalis) und in Asien (Hutchinson Whampoa).

## Fokus Automobilindustrie – Schlüsselindustrie unter Druck

Seit Jahrzehnten bildet der Automobilsektor eine Schlüsselindustrie einiger entwickelter Volkswirtschaften. So erwirtschaften Produktion, Entwicklung, Vertrieb und Nutzung des Autos in Deutschland nahezu ein Fünftel des Sozialprodukts. Die Bedeutung des Sektors für wirtschaftliche Entwicklung, Wohlstand und sozialen Frieden verdeutlichen über 20 Mio. Menschen, die weltweit rund um das Automobil in Produktion sowie vor- und nachgelagerten Industriezweigen in Arbeit stehen. Auf Unternehmensebene verbinden Lieferverflechtungen globale Konzerne mit großen und mittelständischen Zulieferern, Reparaturwerkstätten, Vertriebshäusern und Handelsbetrieben für Automobilzubehör. Nutzfahrzeuge bilden die Betriebsgrundlage für Speditionen; aus dem privaten Gebrauch ist das Auto kaum wegzudenken.

Die Perspektiven für den Sektor, die sich aus dem Basisszenario für die nächsten 25 Jahre ableiten lassen, sind recht düster. Automobilkonzerne werden gleich an mehreren Fronten mit enormen Belastungen zu kämpfen haben.

- Kräftige Preissteigerungen für Treibstoffe werden private Neukäufer von der Anschaffung eines Automobils zurückschrecken lassen. Auch wird die bislang recht preisunelastische Nachfrage ab einem gewissen Preisniveau stärker auf anziehende Spritpreise reagieren. Autobesitzer werden dann ihre Fahrleistung einschränken. Der Bedarf an Ersatzkäufen und Reparaturleistungen geht zurück. Die aufgezeigten, möglichen Reaktionen des Transportsektors auf drastisch steigende Dieselpreise führen zu einem Nachfragerückgang bei Nutzfahrzeugen. Bei der gewerblichen und der privaten Nachfrage wären also kräftige Einbrüche zu erwarten.
- Gleichzeitig belasten steigende Preise energieintensiv produzierter Rohstoffe, die als Vorprodukte für Karosserien und Komponenten eingesetzt werden, die Kostenseite. Milliarden schwere Preiserhöhungen für Stahl, Aluminium und die zur Veredelung eingesetzten Metalle werden die künftigen Gewinne der Automobilkonzerne abschmelzen lassen. Schon jetzt müssen die Produzenten empfindlich hohe Aufpreise, vor allem für Stahl, hinnehmen.
- Zunehmende Konkurrenz könnte dem Automobil durch den öffentlichen Nahverkehr erwachsen. Im Zuge steigender Spritkosten wird dessen Ausbau politisch gestützt und gefordert werden. Zudem dürfte sich die Preisrelation zu Gunsten des öffentlichen Verkehrs verschieben und zu einer verstärkten Nutzung führen.

Wie könnten die Automobilhersteller auf diese Bedrohungen reagieren?

Die Möglichkeiten, die Produktionseffizienz weiter zu erhöhen, sind angesichts erheblicher Automatisierung und Rationalisierung in den letzten Jahren begrenzt. Vor dem Hintergrund scharfer Wettbewerbsbedingungen und existierender Überkapazitäten im Fahrzeugbau dürften Kostensteigerungen nur eingeschränkt auf den Endkunden überwälzt werden können. Soweit möglich, wird der Kostendruck an die Zulieferer wei-

Kasten 4

tergegeben. Zukünftige Massenentlassungen im gesamten Automobilssektor erscheinen nicht unwahrscheinlich. Mit dem Ziel, Einsparungen über Skaleneffekte zu realisieren, dürften Unternehmensfusionen, strategische Kooperationen und Allianzen zunehmen. Die Chancen, die sich den Automobilherstellern bieten, lassen sich auf die beiden Kernbereiche »Wachstumsmarkt Asien« und »Innovative Antriebssysteme« reduzieren:

- Die Mobilisierungswelle, die sich in den asiatischen Schwellenländern aufbaut, bietet Wachstumschancen auf diesen lokalen Märkten. Legt man eine Annäherung des Mobilitätsverhaltens Chinas und Indiens an westliche Maßstäbe zugrunde, wird sich nach aktuellen Hochrechnungen des Umwelt- und Prognose-Instituts in Heidelberg der globale PKW-Bestand von heute 500 Mio. auf rund 2,3 Mrd. Fahrzeuge im Jahr 2030 mehr als vervierfachen. In der ersten Phase dieser Entwicklung dürften Massenhersteller profitieren, während bei zunehmender Marktsättigung auch Premiumproduzenten ihren Absatz steigern sollten.
- Steigende Spritpreise erhöhen den Anreiz, die Entwicklung neuer Antriebssysteme und die Verwendung alternativer Treibstoffe (Biodiesel, synthetische Zusätze) zu forcieren. Nach über hundert Jahren ohne ernsthafte Alternative zum Verbrennungsmotor arbeitet man inzwischen weltweit an Antrieben, die eine schrittweise Abkehr vom Mineralöl erlauben. Hoffnungen setzt die Automobilindustrie auf den Hybridantrieb. Die Kombination aus Verbrennungsmotor und Elektroantrieb senkt gleichzeitig Kraftstoffverbrauch und Emissionen. In drei Jahren soll in den USA mit rund 1,8 Mio. Hybrid-Autos die Marktreife erreicht sein. Dies entspräche einer Verzehnfachung des heutigen Bestandes.
- Bis zur Serienreife von Fahrzeugen, die mittels Brennstoffzellentechnologie Wasserstoff als Energiespeicher nutzen, dürfte dagegen längere Zeit vergehen. Obwohl Pilotprojekte im öffentlichen Nahverkehr bereits heute erfolgreich verlaufen, sehen deutsche Automobilhersteller diese Technologie frühestens ab dem Jahr 2015 als reale Alternative zum Ottomotor. Unklar ist vor allem, welche nachhaltigen Energiequellen zur Herstellung des Wasserstoffs genutzt werden sollen. Eine Mittlerfunktion könnte in der Zwischenzeit Erdgas als Energieträger einnehmen. Im Vergleich zur Brennstoffzelle sind die Eintrittsbarrieren in den Markt für erdgasgetriebene Fahrzeuge bedeutend geringer, ebenso wie Anforderungen an Know-how und Kapitaleinsatz. Engpassfaktor dürfte bei beiden Technologien die Infrastruktur werden. Für den Aufbau eines flächendeckenden Erdgas- bzw. Wasserstofftankstellennetzes sind hohe Investitionen notwendig.

Fazit: Der Automobilssektor wird von steigenden Energiepreisen besonders hart getroffen und muss mit kräftigen Gewinneinbußen rechnen. Die Zahl der Anbieter dürfte sich infolge Fusionen oder Insolvenzen reduzieren. Gewinner in diesem Sektor werden innovationsstarke Unternehmen sein, die schon heute führend in der Forschung und Entwicklung alternativer Antriebssysteme sind.

## 5.3. Stahl und Kohle

### 5.3.1. Der Faktor Energie

Die Stahlerzeugung ist besonders energie- und stromintensiv. In Deutschland entfallen 26% der Herstellungskosten auf diesen Inputfaktor. Insgesamt verbrauchte die Stahlindustrie im Jahr 2003 so viel Strom wie das Land Sachsen. Zur Energiegewinnung wird hauptsächlich Steinkohle bzw. Koks verwendet. Unbestritten ist, dass die weltweiten Kohlevorräte mit einer statistischen Reichweite von etwa 200 Jahren besonders reichhaltig ausfallen.

Warum konnten sich dann die Preise für Koks von 2003 auf 2004 bis auf 500 US-\$/Tonne vervierfachen, diejenigen für Steinkohle auf 90 US-\$/Tonne immerhin verdoppeln?

- China spielt auch hier eine wesentliche Rolle. Bedingt durch den gestiegenen Koksbedarf der eigenen Stahlwerke trat China als Exporteur auf dem Weltmarkt immer weniger in Erscheinung. Gleichzeitig stieg die globale Nachfrage stark an.
- Geostrategisch sind die Kohlevorkommen im Wesentlichen dort konzentriert, wo auch die größten Verbraucher angesiedelt sind (USA, China, Russland). Folge: Von der jährlichen Weltfördermenge von ca. 3,5 Mrd. Tonnen werden nur knapp 20% interregional gehandelt. Und dieses Handelsvolumen wird wiederum von einem halben Dutzend Rohstoffkonzernen beherrscht. Hauptlieferländer sind Australien und Südafrika. Der Rest wird vor Ort verbraucht.

### 5.3.2. Gesamtwirtschaftliche Folgen

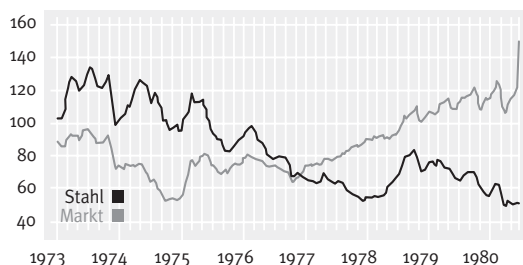
Deutschlands nationale Kohlepolitik hat dazu geführt, dass wir seit Ende der 90er Jahre nach der Kündigung des Hüttenvertrages zum weltweit größten Koksimporteuer geworden sind. Veränderungen der Weltmarktpreise schlagen also auf unsere Stahlindustrie besonders stark durch.

Betroffen sind auch hier wieder in erster Linie die kleinen und mittelständischen Unternehmen der stahl- und metallverarbeitenden Industrie. Durch die Stahlpreisanhebungen um bis zu 100% in weniger als zwei Jahren war in Deutschland Anfang 2005 fast jeder sechste Betrieb mit zigtausend Arbeitsplätzen existenziell gefährdet.

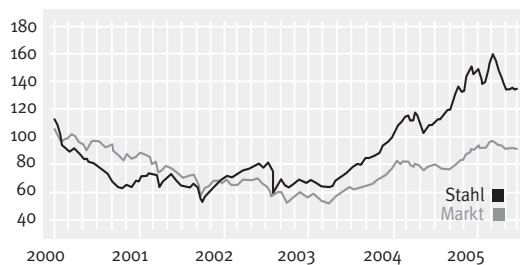
Was kann die Politik tun?

Grundsätzlich ist zu beachten: Die Kohleförderung steht am Beginn einer Kette. Es schließt sich die mit hohen Wertschöpfungsanteilen verbundene Veredelung (aus Kokskohle wird Koks) an. In der Mitte ist die Stahlproduktion angesiedelt. Es folgen die Stahl- und Metallverarbeitung und am Ende stehen die Abnehmer beispielsweise aus der Bau- und Automobilindustrie. Will man die volkswirtschaftlichen Schäden weiter stark steigender Kohlepreise begrenzen, empfiehlt es sich,

Performance europäischer Stahlunternehmen im Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 40)



Performance europäischer Stahlunternehmen im Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 41)



- die deutsche Stein- und Braunkohleindustrie begrenzt aufrecht zu erhalten;
- dem mit ihrem bisherigen Schrumpfen einhergehenden Niedergang der Kokereien Einhalt zu gebieten. Der Trend muss umgekehrt werden. Es gibt zu wenig Kapazitäten, um den Koksbedarf der deutschen Stahlindustrie durch einheimische Kokereien zu decken. Investitionen in zweistelliger Milliardenhöhe sichern Arbeitsplätze, die möglicherweise an anderer Stelle verloren gehen. Sie verhindern das Abwandern von hochspezialisiertem industriellen Know-how. Schließlich verbleiben die mit der Wertschöpfung verbundenen Einkommen im Land und die Versorgungssicherheit der Unternehmen wird erhöht.

### 5.3.3. Strategieansätze für Unternehmen und Anleger

Viel Spielraum für ein aktives Gestalten der wesentlichen Kostenfaktoren bietet sich den Unternehmen offensichtlich nicht. Die Möglichkeiten über Einsparungen bzw. Innovationen aus den Produkt- und Prozessentwicklungen gegenzusteuern, scheinen zunächst ausgereizt, so BDI-Präsident Thurmann Anfang 2005.

Aus Börsensicht sind Investments in kohlereiche Rohstoffkonzerne und in führende Stahlproduzenten ratsam. Stahl- und metallbeziehende Unternehmen geraten hingegen unter immensen Kostendruck. Die Interdependenz von Kohle und Stahl mit anderen Industriezweigen zeigt:

- Ohne Kraftwerkskohle kein Strom, ohne Koks kein Stahl und ohne Strom und Stahl keine Industrie.
- China baute das Schienennetz für den Kohletransport in nur zwei Jahren um 240 Mio. Jahrestonnen auf 1,13 Mrd. Tonnen aus. Dies zeigt den bereits angesprochenen Zukunftstrend der Verlagerung von Güterströmen auf See- und Schienenverkehr auf.

Es profitieren Unternehmen der Eisenbahntechnik.

## 5.4. Wenn die Chemie nicht mehr stimmt

### 5.4.1. Der Faktor Energie

Während Stahl für die industrielle Fertigung eine Schlüsselrolle einnimmt, greift die Chemie viel tiefer in unser aller Leben ein. Die Anwendungspalette reicht von der Bauchemie (Gebäudeisolierung, Farben, Lacke, Holzschutz) über Haushaltsgegenstände (Kunststoffe, synthetisch hergestellte Arzneimittel) bis zu in der Landwirtschaft produktivitätssteigernd eingesetzten Düngemitteln und Schädlingsbekämpfungsmitteln.

Dabei sind die chemischen Produktionsprozesse vergleichbar energieintensiv wie die Stahlbranche. Mit rund 50 Mrd. Kilowattstunden/Jahr wurde in Deutschland sogar 14% mehr Energie verbraucht als im Metallgewerbe. Daneben beansprucht man etwa ein Drittel des gesamten Gaseinsatzes des Verarbeitenden Gewerbes (2002: 11,7 Mrd. Kubikmeter). Zusätzlich werden 5% des deutschen Ölbedarfs als Primärrohstoff verarbeitet.

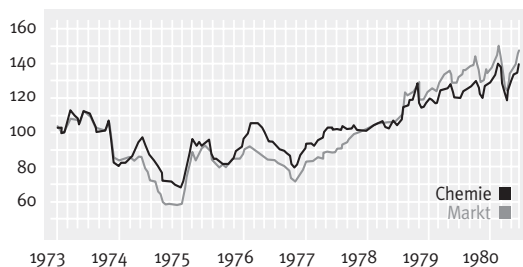
Somit wird deutlich, dass bei hohen Energiepreisen die chemische Industrie zu den Hauptbetroffenen zählt. Ähnlich weit gespannt wie das Anwendungsprofil ist allerdings auch die Kostenstruktur in speziellen Subsegmenten. Der Energiekostenanteil an der Produktion reicht von 14% in der Grundstoffchemie bis zu 40% bei der Herstellung von PVC. Dann gibt es eine Reihe von Endprodukten, deren Energieinput geringer ist als die resultierende Einsparung aus der Anwendung. Beispiel: PU-Schaum (Polyurethan) dient als Isolier- bzw. Dämmmaterial in Kühlschränken oder dem Hausbau.

### 5.4.2. Strategieansätze für Unternehmen und Anleger

Einen noch höheren Anteil im Verhältnis Wertschöpfung/Marktpreis zu den einzusetzenden Energiekosten kann für die Pharmabranche unterstellt werden. Die Elastizität der Hersteller-nachfrage auf entsprechende Preisschwankungen von Öl, Gas oder Kohle dürfte sehr gering sein. Deswegen gehörten Arzneimittelkonzerne in der Vergangenheit immer zu den relativen Börsengewinnern in Perioden hoher Rohstoffnotierungen.

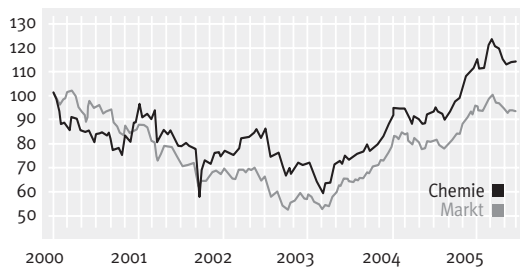
Weniger ausgeprägt ist die Veredelungsintensität bei Kunstdüngern, deutlich höher wiederum etwa bei Pestiziden. Da die moderne, auf Produktivitätssteigerungen ausgerichtete Landwirtschaft hierauf nicht verzichten kann, sind die Hersteller mühelos in der Lage, höhere Kosten im Preis an die Abnehmer weiterzugeben. Unternehmen dieses Sektors profitieren deutlich. Eintretende Kostensprünge in der Landwirtschaft werden zu entsprechend teureren Lebensmitteln führen. Es ist klar, dass es bis zum Jahre 2030 bei dann knapp 8 Mrd. Menschen Weltbevölkerung zu einer drastischen Verschlechterung der Versorgungslage, begleitet von Produktions-, Lagerungs- und Verteilungsproblemen, kommen kann. Neben die rein ökonomischen Konsequenzen treten so auch erhebliche gesellschaftliche Veränderungen.

Performance des europäischen Chemiesektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 42)



Quelle: Datastream

Performance des europäischen Chemiesektors im Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 43)



Quelle: Datastream

Während der Chemiesektor generell zu den Verlierern hoher Energiepreise zählt, können Spezialisten (Pharma, Dämmung, Düngemittel) durchaus zu den Gewinnern gehören. Bei den Titeln der Großchemie dürfte es einen Strategiewechsel zurück zur vertikalen Integration geben (Sicherung einer eigenen Rohstoffbasis). Dessen Erfolg dürfte maßgeblichen Kurseinfluss ausüben.

Weitere aktive Strategieansätze hinsichtlich der Begrenzung energiebezogener Kosten sind wenig erfolgversprechend. Denn: Drei Viertel der in der Chemie eingesetzten Energie wird zur Umwandlung von Stoffen (Elektrolyse) in die verschiedenen chemischen Substanzen benötigt.

## 5.5. Öl- und Gasunternehmen – Gewinner in der Krise

Energieunternehmen stehen am Beginn der Wertschöpfungskette der Energierohstoffe. Zu erwartende Entwicklungen in den nächsten 25 Jahren und die resultierenden, strategischen Implikationen für Unternehmen und Anleger verdienen daher besondere Beachtung. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen steigender Energiepreise unter Berücksichtigung des Energiesektors haben wir an anderer Stelle ausführlich erläutert (vgl. Teil II, Kapitel 5). In diesem Abschnitt erfolgt keine erneute Diskussion.

### 5.5.1. Der Faktor Energie

Öl- und Gasunternehmen dürften zu den wenigen Gewinnern steigender Energiepreise zählen, da ihre Ertragslage eng an die Preise fossiler Treibstoffe gekoppelt ist. So schrieben die multinationalen Energiekonzerne im vergangenen Jahr Rekordgewinne in Serie. Mit fast 70 Mio. \$ pro Tag verbuchte der US-Konzern ExxonMobil den höchsten Profit, den ein Ölkonzern je erwirtschaftete. Die britisch-niederländische Royal Dutch/Shell steigerte ihren Jahresnettogewinn um 48% und erzielte damit das beste Ergebnis der Konzerngeschichte. Gleichzeitig stiegen die Aktienkurse der Energieunternehmen deutlich an.

Solche Gewinnzuwächse werden nicht nachhaltig erzielbar sein. Denn im Gegensatz zu den Ölkrisen vor 20 Jahren stellt sich die Situation am Ölmarkt heute grundlegend anders dar. Damals befürchtete niemand zu geringe Kapazitäten oder rückläufige Fördermengen. Heute dagegen kennzeichnen nahezu ausgereizte Kapazitäten auf allen Fertigungsstufen den Ölmarkt. Engpässe existieren nicht allein bei der Förderung. Seit der Marktregulierung in den frühen 80er Jahren hat sich die Anzahl der Raffinerien weltweit halbiert, die Kapazitätsauslastung liegt auf Rekordniveau. Ähnlich kritisch ist die Verfügbarkeit von Tankern, Pipelines und Bohrausrüstung einzuschätzen.

- Die Sicherung des Ölnachschubs erfordert gewaltige Investitionen, die die Gewinne der Ölförderer belasten werden. Wie notwendig Investitionen sind, zeigen die Reservekennziffern der großen Konzerne: Ohne Erschließung neuer Vorkommen könnte ExxonMobil nur noch 14 Jahre lang Öl fördern. Royal Dutch/Shell ersetzt gerade einmal knapp die Hälfte des geförderten Öls durch Neufunde. Global liegt die Reservekennziffer nur bei 25%. Die Internationale Energieagentur (IEA) beziffert den Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 auf drei Billionen US-\$. Gernot Kalkoffen, Vorstandschef von ExxonMobil Europe, kalkuliert mit Beträgen von jährlich bis zu 200 Mrd. US-\$ in den nächsten zwei Dekaden. Zum Vergleich: Von 1999 bis 2003 investierten die fünf größten Ölgesellschaften in die Erschließung neuer Lagerstätten gerade einmal 150 Mrd. US-\$.
- Explorations-, Förder- und Transportkosten dürften kräftig ansteigen. Denn neue Vorkommen müssen in tieferen Gewässern und abgelegeneren Gebieten (Sibirien, Polarregionen) gesucht werden. Mussten vor fünf Jahren pro Fass Rohöl rund 3,60 US-\$ für die Exploration aufgewendet werden, lag der Aufwand im vergangenen Jahr bei 6,70 US-\$. Verdoppelt haben sich im gleichen Zeitraum auch die Kosten für Serviceleistungen und Ausrüstung. Denn Bohrgestänge und -inseln, Pipelines und Tanker bestehen vor allem aus Stahl, dessen Preis auf Rekordhöhen geschneit ist. Zudem sind große Felder, die relativ niedrige Förderkosten aufweisen, seit Beginn der 90er Jahre nicht mehr entdeckt worden. Und die Produktionskosten für »unkonventionelles« Öl aus Schiefer, Sand oder der Umwandlung von Kohle liegen 15-30mal über jenen, die bei der Förderung in der »arabischen Ellipse« (Saudi-Arabien, Kuwait, Iran, Irak, VAE) anfallen.
- Ein Hindernis stellt der beschränkte Zugang privater Gesellschaften zum Großteil der weltweiten Öl- und Gasreserven dar. In wichtigen Förderländern dominieren staatliche Ölkonzerne. Viele Erdöl exportierende Länder Arabiens haben ihre Haushalte in der Vergangenheit massiv ausgedehnt. So fließen die Öleinnahmen eher in den Staatshaushalt, anstatt in den Kapazitätsausbau. Eine Öffnung der Länder ist somit nicht nur politisch ein heikles Thema. Die Verstaatlichung der Energiekonzerne Russlands wird als größtes Hindernis beim Ausbau der Öl- und Gas-Förderkapazitäten angesehen. Die privaten Konzerne konzentrieren sich daher auf den kostspieligeren Ausbau bestehender Lagerstätten.



### 5.5.2. Strategieansätze für Unternehmen und Anleger

Öl- und Gasreserven bilden die zukünftige Betriebsgrundlage von Energiekonzernen. Deren Kapitalmarktbeurteilung zeigt sich in besonderem Maße vom unternehmensspezifischen Verhältnis der Neufunde zur geförderten Rohstoffmenge abhängig. Grundsätzlich stehen den Energieunternehmen zwei Strategien zur Verfügung, um das Reserve-Replacement-Ratio (RRR) und damit ihre Bewertung zu verbessern.

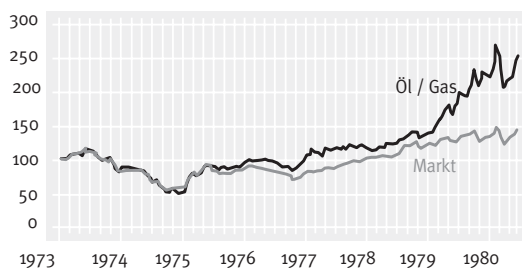
Zum einen bieten Fusionen mit reservestarken Energiegesellschaften die Möglichkeit, umgehend und ohne Explorationsrisiko diese Kennzahl zu erhöhen. Nachteilig ist der hohe, einmalig aufzubringende Kapitalbedarf. Akquisitionen sind somit in Zeiten, in denen die Konzerne hohe Cashflows erzielen, wahrscheinlicher.

Verstärkte Explorationsanstrengungen sind unter dem Aspekt der Gewinnkontinuität positiv zu beurteilen, da Investitionen über einen längeren Zeitraum gestreckt werden können. Andererseits birgt die Erschließung neuer Felder das nicht zu unterschätzende Risiko eines Fehlschlags. Von den erforderlichen hohen Investitionen sollten Öl- und Gas-Serviceunternehmen sowie Anlagenbauer profitieren.

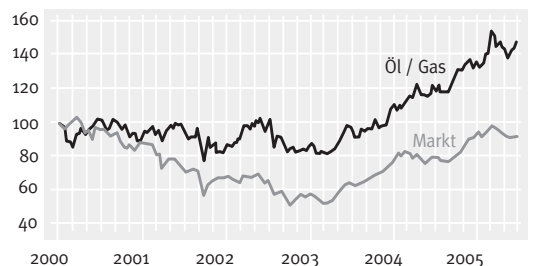
Der Anleger kann mit Einzelwertinvestments oder dem Kauf von Energiewertefonds an der Kursentwicklung börsennotierter Energiekonzerne partizipieren. Der Selektion von Einzeltiteln sollten bestimmte Auswahlkriterien zugrunde gelegt werden:

- Substanzkriterien liefern dem Anleger eine Orientierung für gut positionierte Öl- und Gasförderer. Hierzu zählen z.B. das RRR, die Höhe gesicherter und vermuteter Reserven, das Durchschnittsalter und die Größe der im Portfolio befindlichen Ölfelder. Bezüglich des RRR schneiden besonders die russischen Öl- und Gasförderer gut ab.
- Der Aufbau von Downstream-Kapazitäten (Raffinerien, Transport) nimmt längere Zeit in Anspruch als die Ausdehnung von Förderkapazitäten. Mittelfristig dürften ansehnliche Renten erzielbar sein, so dass auf eine hohe vertikale Integration des Unternehmens geachtet werden sollte.

Performance europäischer Öl- u. Gasgesellschaften  
Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 44)



Performance europäischer Öl- u. Gasgesellschaften  
Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 45)



- Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger wird überproportional zunehmen. So sind Unternehmen zu präferieren, die über hohe Gasreserven verfügen. Eine intensivere Anwendung erneuerbarer Energien lässt eine aussichtsreiche Positionierung des Unternehmens bei alternativen Energieformen positiv erscheinen.

Alternativ kann der Investor auch direkt in Energieträger investieren. Endloszertifikate auf Rohöl bieten sich hier an. Vor dem Hintergrund, dass in der zweiten Hälfte des von uns betrachteten Zeitraumes eine kosteninduziert schwächere Wertentwicklung der Energiekonzerne wahrscheinlich ist, überzeugt diese Anlageform vor allem langfristig.

Fazit: Öl- und Gastitel werden vor allem in der ersten Hälfte des von uns betrachteten Zeitraumes von steigenden Energiepreisen profitieren. Aufgrund hoher erwirtschafteter Gewinne dürften Unternehmenszusammenschlüsse in dieser Phase verstärkt auftreten. Höhere Explorationsbudgets und Förderkosten werden spätestens ab dem Höhepunkt der Ölförderung, der unter konservativen Annahmen 2015–2020 erwartet wird, die Kostenseite stark belasten.

## 5.6. Versorger

Die gesamtwirtschaftliche Relevanz des Stromerzeugungssektors alleine anhand volkswirtschaftlicher Größen wie Wertschöpfungsanteil oder Beschäftigtenzahl zu bemessen, griffe zu kurz. Überaus bedeutsam für eine Volkswirtschaft ist vielmehr das »Produkt«, welches die Versorgungsunternehmen herstellen: Eine zentrale, bezahlbare und verlässliche Elektrizitätsversorgung ist Grundvoraussetzung für das Funktionieren einer hoch technologischen Volkswirtschaft. Elektrizität ist essentiell für jeden industriellen Prozess, genauso wie für eine hohe Lebensqualität der Bevölkerung.

### 5.6.1. Der Faktor Energie

Energierohstoffe sind der wesentliche Inputfaktor der Versorgungsindustrie. Für die Erzeugung von Strom ist Rohöl als Einsatzfaktor relativ unbedeutend. Vor allem Kohle und Erdgas werden als Energieträger genutzt. Sie zeichnen gemeinsam für fast zwei Drittel der Stromerzeugung verantwortlich. Es folgen Kernkraft und erneuerbare Energieträger mit einem Anteil zwischen 10% und 20%.

Bedeutende Entwicklungen und strukturelle Veränderungen sind in den kommenden 25 Jahren bei der Stromerzeugung zu erwarten:

- Allein bis 2030 beträgt der Investitionsbedarf zur Modernisierung und Erweiterung der Energieversorgungsinfrastruktur in der Welt 16 Billionen US-\$. In Europa müssen laut IEA in den nächsten 25 Jahren neue Produktionskapazitäten von 600.000 Megawatt (MW) geschaffen werden, wobei in Deutschland die Hälfte der gesamten Kraftwerksleistung von 120.000 MW zu ersetzen ist.

- Die Abhängigkeit von Importen im Energiebereich steigt durch den vermehrten Einsatz von Gas weiter an. Zur Sicherung der Versorgung mit Erdgas ist ein Ausbau des Pipeline-Systems dringend erforderlich.
- Da der Preis für Erdgas stärker als der Kohlepreis steigen wird, werden Substitutionsprozesse einsetzen. Unter den fossilen Energieträgern weist allein Kohle eine relativ unkritische Versorgungssituation und beträchtliche lokale Reserven auf. Die Energieerzeugung aus Kohle dürfte vor allem ab 2020 kräftig zunehmen, da dann die Reservensituation bei Erdgas angespannter werden könnte.
- Sichere Kernkraftwerke der vierten Generation und starke Preissteigerungen fossiler Brennstoffe könnten zu einer Renaissance der Nuklearenergie führen. Im Falle eines Regierungswechsels ist eine Abkehr vom Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland vorprogrammiert. Aufgrund hoher Investitionskosten für neue Kraftwerke ist eine Verlängerung der Nutzungsdauer bestehender Nuklearkraftwerke eine realistische Option. Die USA haben gerade für ein Viertel ihrer mehr als 100 Kraftwerke die Laufzeit von 40 auf 60 Jahre ausgeweitet.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energiequellen wird deutlich zunehmen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Geothermie hat in vielen Ländern begonnen. Benötigt wird jedoch ein langer Atem, um technische und wirtschaftliche Schwierigkeiten zu überwinden.
- Der großflächige Einsatz von Wasserstoff ist noch keine Option der näheren Zukunft. Die Mehrzahl der Experten erwartet einen breiten Einsatz erst nach 2030.
- Steigende Energiepreise werden zu vermehrten Einsparanstrengungen und höherer Energieeffizienz führen. Diese dürften vorwiegend den privaten Bereich betreffen, da der scharfe internationale Wettbewerb die Industrie jetzt schon zwingt, Effizienzpotenziale auszuschöpfen.
- Große Einigkeit herrscht unter den Experten darüber, dass Europas Energiesystem in Zukunft wesentlich dezentraler organisiert sein wird. Zur Stromerzeugung wird ein Anteil kleiner Anlagen (< 10 MW) von 30 Prozent bis zum Jahre 2020 erwartet.

#### 5.6.2. Gesamtwirtschaftliche Folgen

Verteuern sich Energierohstoffe substantiell, so wird dies rasch auf den Strompreis durchschlagen. Infolge der starken Konzentration im Versorgungssektor ist zu erwarten, dass eine nahezu vollkommene Überwälzung auf den Endkunden für die Unternehmen möglich ist. Leidtragender ist die Industrie, für die Strom ein unverzichtbarer und nicht zu substituierender Einsatzfaktor ist (vgl. unsere Ausführungen zur Montanindustrie in Teil I, Kapitel 6.3.), aber auch der Konsument, dem die Erhöhung der Strompreise Kaufkraft entzieht.

Gefragt ist hier die Politik, die sich der immensen Bedeutung des Strompreises als Wettbewerbsfaktor bewusst sein muss. Eine verantwortungsvolle und langfristig ausgerichtete Energiepolitik ist von Nöten.

So sind vor allem Belastungen der Industrie durch die Besteuerung der Energieträger gering zu halten. Geschieht dies nicht, ist ein Exodus der energieintensiv produzierenden Industriezweige in »Billigstrom-Länder« zu befürchten.

Die großflächigen Stromausfälle in Nordamerika und Europa haben Fragen nach der Sicherheit der Energieversorgung und einem nachhaltigen Energiemix schlagartig in den Vordergrund gerückt. Aufgrund der langen Lebensdauer von Kraftwerken – 40 bis 60 Jahre sind keine Seltenheit – sind Entscheidungen über den zukünftigen Energiemix schon heute zu treffen. Die Stromerzeuger benötigen Planungssicherheit, damit die anstehenden enormen Investitionen rasch umgesetzt werden können.

Aber die Politik muss auch Rahmenbedingungen schaffen, die den Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft erhöhen. Die Liberalisierung der Energiemärkte ist zwar in Gang gesetzt worden, schreitet aber bislang recht langsam voran.

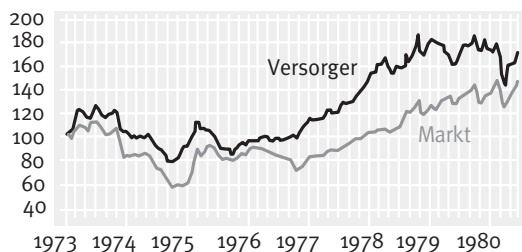
### 5.6.3. Strategieansätze für Unternehmen und Anleger

Enormer Investitionsbedarf für den Ausbau der Energieinfrastruktur, zunehmender Wettbewerb durch Liberalisierung und Deregulierung sowie steigende Preise der eingesetzten Energieträger – vor allem für Erdgas – werden die Kostensituation der Versorgungsunternehmen verschlechtern. Dennoch dürfte die Stromwirtschaft durch einen Anstieg der Energierohstoffpreise keine allzu starke Belastung erfahren, da steigende Kosten gut an den Verbraucher weitergegeben werden können.

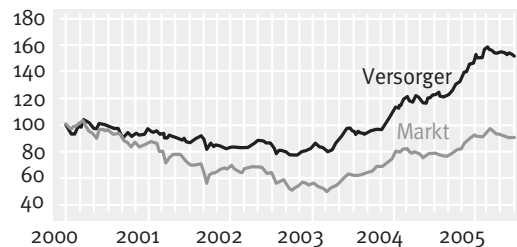
Wie bereits angesprochen, ist in der Versorgungswirtschaft für eine sehr lange Zeit im voraus zu planen. Heute getroffene Strategieentscheidungen lassen sich weder mittelfristig noch ohne enorme Zusatzkosten revidieren.

- Derzeit setzen die Versorger vor allem auf moderne Gas- und Dampfturbinen-Anlagen. Diese weisen eine hohe Energieeffizienz auf, gelten als umweltfreundlich und lassen sich bei relativ niedrigen Investitionskosten innerhalb von zwei Jahren bauen.
- In Zeiten des Kyoto-Protokolls werden umweltpolitische Vorgaben an Bedeutung gewinnen. Hoffnungsträger für die Modernisierung des Kraftwerkparcs sind daher vor allem CO<sub>2</sub>-freie Kohlekraftwerke.
- Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit ist die Frage der zukünftigen Importstruktur der Energieträger Erdgas und Kohle zu klären. Die Stromerzeuger müssen besonders beim Erdgas eine Diversifizierung der Anbieter vornehmen, um eine zu hohe Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu vermeiden.

Performance europäischer Versorger im Vergleich zum Gesamtmarkt 1973–1980 (Abb. 46)



Performance europäischer Versorger im Vergleich zum Gesamtmarkt 2001–2005 (Abb. 47)



- Sofern es unter gegebenen politischen Bedingungen möglich ist, sollte ein Ausbau der Nuklearenergie erwogen werden. Die Unternehmen müssen in Zusammenarbeit mit der Politik an einer Lösung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle arbeiten. Dass ein solcher Konsens keine Utopie ist, zeigt das Beispiel Finnlands.

Bezüglich der Entscheidung für eine Investition im Versorgungssektor ist langfristig der Energiemix unter Berücksichtigung geplanter Investitionen des jeweiligen Stromerzeugers das wichtigste Kriterium. Bevorzugt werden sollten jene Versorgungsunternehmen, die über hohe Anteile an Kohle- und Nuklearkraftwerken zur Energieerzeugung verfügen und/oder einen Ausbau dieser Kraftwerke anstreben.

Von den enormen Investitionen der nächsten Jahre in Kraftwerke und Infrastruktur werden Kraftwerksbauer mit einer führenden Position im Anlagenbau profitieren.

## 6. Die Historie als Anhaltspunkt für die zukünftige sektorale Entwicklung

### Wertentwicklung ausgewählter Branchenindices

	1973 – 1980 <sup>*)</sup>	1980 – 1985 <sup>*)</sup>	2001 – aktuell <sup>*)</sup>
Transport	+1,2% p.a. (9,7%)	10,5% p.a. (82,5%)	10,0% p.a. (49,8%)
Automobile	+0,2% p.a. (1,7%)	+6,4% p.a. (45,3%)	6,7% p.a. (31,5%)
Stahl	-9,9% p.a. (-56,5%)	+11,8% p.a. (95,1%)	24,2% p.a. (151,6%)
Chemie	+3,0% p.a. (26,4%)	+8,0% p.a. (59,0%)	4,5% p.a. (20,5%)
Öl & Gas	+13,8% p.a. (180,9%)	+1,5% p.a. (9,1%)	9,5% p.a. (47,1%)
Versorger	+5,5% p.a. (53,3%)	+1,0% p.a. (6,0%)	11,5% p.a. (59,1%)
Industrie	+8,3% p.a. (89,3%)	+8,1% p.a. (59,5%)	2,0% p.a. (8,7%)
Gesamtmarkt	+5,8% p.a. (56,6%)	+10,2% p.a. (79,3%)	2,2% p.a. (9,6%)

\*) Zahlen geben die durchschnittliche jährliche Wertentwicklung des Sektors an, Zahlen in Klammern kennzeichnen die Wertentwicklung des jeweiligen Sektors im gesamten betrachteten Zeitraum.

Tabelle 8

Die aus der Tabelle 8 ersichtliche Wertentwicklung der Branchen im Zeitraum 1973 bis 1980, in den die beiden Ölkrisen 1973 und 1979 fielen, stützt die von uns vorgenommene Klassifikation in Gewinner- und Verliererbranchen. Betrachtet man die Kursentwicklung während und ein Jahr nach den jeweiligen Ölpreisschocks, zeigt sich, dass die Reaktionen nach der zweiten Ölkrise 1979 ausgeprägter waren und sich bis auf die Versorgerbranche in das von uns erwartete Muster fügten.

Deutliche Verluste auf beide Ölpreisschocks zeigte der Automobilsektor. In den Krisenjahren und dem jeweils folgenden Jahr mussten die Aktienkurse der Automobilhersteller herbe Wertverluste hinnehmen. Stahl-, Transport- und Chemietitel reagierten dagegen erst nach der zweiten Ölkrise 1979 mit einer im Vergleich zum Gesamtmarkt unterdurchschnittlichen Wertentwicklung. Als Krisengewinnler erwiesen sich die Energiekonzerne, deren Kurse in den betrachteten sieben Jahren um 180% zulegen konnten. Im Rahmen des Gesamtmarktes entwickelten sich die Stromerzeuger. Jedoch wich die klar unterdurchschnittliche Wertentwicklung nach der zweiten Ölpreiskrise von den Erwartungen ab.

In der zweiten betrachteten Periode, 1980-85, kehrte sich das Bild um. Die in den Krisenjahren zurückgebliebenen Branchen konnten ihre Verluste teilweise wett machen. Die Gewinner steigender Energiepreise, die Energie- und Stromerzeugerbranche, mussten dagegen eine unterdurchschnittliche Wertentwicklung hinnehmen. Offensichtlich haben die Unternehmen in diesen fünf Jahren gelernt, mit höheren Ölpreisen zu leben und ihre Strategien entsprechend anzupassen.

Auf die heutige Situation lassen sich diese Ergebnisse, wie schon häufiger von uns im Rahmen dieser Studie angesprochen, nicht 1:1 übertragen. Besonders deutlich wird dies an der

Wertentwicklung der Transport- und der Stahlbranche seit 2001. Eine zu erwartende schwächere Kursentwicklung dieser Titel trat nicht ein. Der negative Einfluss höherer Rohölpreise wurde durch den China-Faktor, d.h. das starke Nachfragewachstum Chinas nach Stahl und Transportkapazitäten, überkompensiert. Stabil blieben die Ergebnisse jedoch für die Energie- und die Versorgerbranche, die auch in diesem Zeitraum als Gewinner steigender Energiepreise hervorstachen. So bietet die Vergangenheit dem Anleger zumindest einen guten Anhaltspunkt für die künftige Wertentwicklung einzelner Branchen.

# Anhang

## Vergleich zu anderen Prognosen

### Angegeben sind jeweils die Wachstumsraten in % für die Welt

<b>Bevölkerung</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	27,4	0,9
US-DOE	32,4	1,0
IEA	30,0	1,0
WEC A2	35,1	1,1
HWWI	29,9	1,0

<b>Ölverbrauch</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	61,6	1,8
US-DOE	85,0	2,3
IEA	60,9	1,8
WEC A2	33,3	1,1
HWWI	56,6	1,7

<b>BIP</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	122,4	3,0
US-DOE	135,51	3,2
IEA	130,7	3,1
WEC A2	97,1	2,6
HWWI	110,1	2,8

<b>Gasverbrauch</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	86,1	2,3
US-DOE	131,2	3,2
IEA	95,5	2,5
WEC A2	79,8	2,2
HWWI	90,2	2,4

<b>BIP pro Kopf</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	74,6	2,1
US-DOE	77,9	2,2
IEA	77,4	2,2
WEC A2	46,0	1,4
HWWI	61,7	1,8

<b>Kohlverbrauch</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	84,5	2,3
US-DOE	50,3	1,5
IEA	54,1	1,6
WEC A2	79,0	2,2
HWWI	57,2	1,7

<b>Primärenergieverbrauch</b>	insgesamt	pro Jahr
WETO	78,0	2,2
WETO	75,6	2,1
US-DOE	98,0	2,6
IEA	65,3	1,9
WEC A2	75,2	2,1
HWWI	75,1	2,1

<b>Rechtenergieverbrauch</b>	insgesamt	pro Jahr
US-DOE	180,5	3,9
IEA	49,0	1,5
WEC A2	185,5	4,0
HWWI	140,5	3,3

WETO	World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030, European Commission
US-DOE	Annual Energy Outlook, National Energy Information Center
IEA	International Energy Agency, Paris
WEC A2	World Energy Council
HWWI	Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut



## Vergleiche zwischen Alternativszenarien und Basisszenario, 2004–2030

### Vergleich zwischen verstärkten Energieeinsparungen und dem Basisszenario

Wachstums- raten [%]	Verstärkte Energieeinsparung		Basisszenario		Differenz	
	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte
<b>Verbrauch</b>						
Energie	51,2	1,5	75,1	2,1	-23,9	-0,6
Öl	40,5	1,3	56,6	1,7	-16,1	-0,4
Gas	70,4	2,0	90,2	2,4	-19,8	-0,4
Kohle	39,9	1,3	57,2	1,7	-17,3	-0,4
Sonstige	70,8	2,0	140,5	3,3	-69,6	-1,3
<b>Preise</b>						
Öl	44,5	1,4	62,1	1,8	-17,6	-0,4
Kohle	4,5	0,2	13,5	0,5	-9,0	-0,3
Gas	35,0	1,1	50,0	1,5	-15,0	-0,4

### Vergleich halbierten Neufindungen zu Basisszenario

Wachstums- raten [%]	Halbierung der Neufindungen		Basisszenario		Differenz	
	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte
<b>Verbrauch</b>						
Energie	72,6	2,0	75,1	2,1	-2,5	-0,1
Öl	47,3	1,5	56,6	1,7	-9,3	-0,2
Gas	79,8	2,2	90,2	2,4	-10,4	-0,2
Kohle	54,1	1,6	57,2	1,7	-3,1	-0,1
Sonstiger	175,0	3,8	140,5	3,3	34,6	0,5
<b>Preise</b>						
Öl	108,3	2,8	62,1	1,8	46,2	1,0
Kohle	23,1	0,8	13,5	0,5	9,5	0,3
Gas	89,0	2,4	50,0	1,5	39,0	0,9

### Vergleich stärkere Preisreaktion zu Basisszenario

Wachstums- raten [%]	Stärkere Preisreaktionen		Basisszenario		Differenz	
	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte
<b>Verbrauch</b>						
Energie	73,8	2,1	75,1	2,1	-1,3	0,0
Öl	52,1	1,6	56,6	1,7	-4,5	-0,1
Gas	85,6	2,3	90,2	2,4	-4,5	-0,1
Kohle	55,9	1,7	57,2	1,7	-1,3	0,0
Sonstiger	155,5	3,5	140,5	3,3	15,0	0,2
<b>Preise</b>						
Öl	82,6	2,3	62,1	1,8	20,5	0,5
Kohle	17,4	0,6	13,5	0,5	3,9	0,1
Gas	65,7	1,9	50,0	1,5	15,7	0,4

### Vergleich energiesparende Politik in Nordamerika zu Basisszenario

Wachstums- raten [%]	Energiesparpolitik in Nordamerika		Basisszenario		Differenz	
	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte	Gesamt- zeitraum	Jahres- werte
<b>Verbrauch</b>						
Energie	72,0	2,0	75,1	2,1	-3,1	-0,1
Öl	49,2	1,5	56,6	1,7	-7,4	-0,2
Gas	91,4	2,4	90,2	2,4	1,3	0,0
Kohle	57,2	1,7	57,2	1,7	0,0	0,0
Sonstiger	135,5	3,2	140,5	3,3	-5,0	-0,1
<b>Preise</b>						
Öl	52,8	1,6	62,1	1,8	-9,3	-0,2
Kohle	13,5	0,5	13,5	0,5	0,0	0,0
Gas	46,1	1,4	50,0	1,5	-3,9	-0,1

### Vergleich höheres Wachstum in Asien zu Basisszenario

Wachstumsraten [%]	Höheres Wachstum in Asien		Basisszenario		Differenz	
	Gesamtzeitraum	Jahreswerte	Gesamtzeitraum	Jahreswerte	Gesamtzeitraum	Jahreswerte
<b>Produktion</b>						
BIP/Kopf	118,1	2,9	61,7	1,8	56,3	1,1
Bevölk.	29,9	1,0	29,9	1,0	0,0	0,0
BIP	183,2	3,9	110,1	2,8	73,1	1,1
<b>Verbrauch</b>						
Energie	115,2	2,9	75,1	2,1	40,1	0,8
Öl	87,0	2,4	56,6	1,7	30,4	0,7
Gas	107,6	2,7	90,2	2,4	17,5	0,3
Kohle	111,4	2,8	57,2	1,7	54,2	1,1
Sonstige	223,9	4,5	140,5	3,3	83,5	1,2
<b>Preise</b>						
Öl	96,1	2,5	62,1	1,8	34,0	0,7
Kohle	40,1	1,3	13,5	0,5	26,6	0,8
Gas	71,4	2,0	50,0	1,5	21,5	0,5

### Reale Preisentwicklung (bei konstanter Kaufkraft) 2004–2030

Jahr	Preise			Alternative Preise		
	Öl \$/ bbl	Kohle \$/ t	Gas \$/ btu	Öl \$/ bbl	Kohle \$/ t	Gas \$/ btu
Startwert	38,0	35,0	3,8	45,0	38,0	4,4
2010	41,8	36,9	4,1	49,4	40,1	4,8
2020	49,1	38,2	4,8	58,1	41,5	5,5
2030	61,6	39,7	5,7	72,9	43,1	6,6

bbl Barrel    t Tonnen    btu Millionen British Thermal Units

## Ein kurzer Literaturüberblick

Die in der Studie verwendeten Daten über Rohstoffverbrauch und Reserven stammen in wesentlichen Teilen aus der BP (2004) Statistik. Daten, die sich zum Teil ergänzen und zum Teil überschneiden, finden sich auch in ExxonMobil (2004). Am Ende jedes Jahres bringt das Oil & Gas Journal einen Bericht zu den Entwicklungen der Ölreserven. Die von uns angegebene aktuelle Fassung ist Radler (2004). Das Reservepotential auf Basis von Ölschiefer und -sänden wird in Babies (2003) besprochen. Eine detaillierte Modellierung des Zusammenhangs von Reserven, Preisen und Produktion von Öl findet sich in Moroney und Berg (1999).

Gerling u.a. (2005) stellen die historische Entwicklung der Energiepreise dar und geben eine Einschätzung für die Ursachen der hohen Preissteigerungen im Jahr 2004. Alternative Prognosen zur langfristigen Entwicklung – auf die wir uns bei dem Vergleich im Anhang beziehen – finden sich in IEA (2004) und WETO (2003). Letztgenannte gibt auch eine Zusammenfassung der Studien US-DOE (2000)<sup>6</sup> und WEC A2 (1998). Eine breite Diskussion verschiedener langfristiger Szenarien findet sich in IEA (2003). Eine Ölpreisprognose bis 2030 findet sich in OECD (2005). Eine ausführliche Darstellung dieser Analyse und des zugrundeliegenden ökonomischen Modells gibt es in Brook u.a. (2004). In dieser wird nicht nur die langfristige Entwicklung prognostiziert, sondern auch die kurzfristige konjunkturelle Wirkung der Energiepreise auf Inflation und Wachstum analysiert. Diese wird auch in LeBlanc und Chinn (2004) – für die G5-Länder – sowie in Cunado und Perez de Gracia (2005) für asiatische Länder untersucht. Diese kurz- und mittelfristigen Wirkungen der Energiepreise sind in der vorliegenden Studie – aufgrund ihres langfristigen Fokussierung ausgeblendet.

Eine statistische Analyse der Preisentwicklung auf Rohstoffmärkten über das letzte Jahrhundert findet in Cashin, Liang und McDermott (2000) und Cashin und McDermott (2002). Als wesentliches Ergebnis zeigen sie, dass die realen Rohstoffpreise im Trend leicht fallend sind. Dabei hat die Variabilität deutlich zugenommen. Pindyck (1999) führt eine zeitreihenanalytische Untersuchung von Öl-, Gas- und Kohlepreisen über Zeitspannen von bis zu 127 Jahren durch. Als Ergebnis prognostiziert er einen im Trend leicht steigenden realen Ölpreis. Die Prognosen für den Gas- und Kohlepreis sind abhängig von den jeweiligen Stützzeiträumen. Insofern ergibt sich für diese kein eindeutiges Ergebnis.

6: Die Daten für den Welt Ölverbrauch pro Jahr bis 2030 sind aus dem Annual Energy Outlook 2005 des US-DOE entnommen; die anderen Daten für die Welt enthält nur der Annual Energy Outlook 2000.

## Literaturverzeichnis

- Babies, H.G. (2003): Ölsande in Kanada – Eine Alternative zum konventionellen Erdöl? Commodity Top News, No. 20, <http://www.bgr.de/b121/ctn2003.pdf>.
- BP (2004): BP Statistical Review of World Energy, June 2004; London  
<http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=95&contentId=2006480>.
- Brook A.-M. u.a. (2004): Oil Price Developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses. OECD Economics Department Working Paper No. 412.
- Campbell, C.J., Laherrère, J.H. (1998): The End of Cheap Oil. Scientific American, March.
- Cashin, P., Liang, H., McDermott C.J. (2000): How Persistent are Shocks to World Commodity Prices, IMF Staff Papers 47(2), 177 – 217.
- Cashin, P., McDermott, C.J. (2002): The Long-Run Behavior of Commodity Prices: Small Trends and Big Variability, IMF Staff Papers 49(2), 175 – 199.
- Cunado, J., Perez de Gracia, F. (2005): Oil Prices, Economic Activity and Inflation: Evidence for some Asian Countries. The Quarterly Review of Economics and Finance 45(1), 65 – 83.
- ExxonMobil (2004): Oeldorado 2004. ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, Hamburg,  
<http://www.exxonmobil.de/unternehmen/service/publikationen/downloads/>.
- Gerling, J.P, Rempel, H., Thielemann T., Thoste, V. (2005): Energie hat ihren Preis. Commodity Top News, No. 22, <http://www.bgr.de/b121/commo.html>.
- IEA (2004): World Energy Outlook 2004. International Energy Agency, Paris,  
<http://www.worldenergyoutlook.org>.
- IEA (2003): Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future, Paris.
- LeBlanc, M., Chinn, M.D. (2004): Do High Oil Prices Presage Inflation? The Evidence from G-5 Countries. Discussion Paper Department of Economics, University of California, Santa Cruz.
- OECD (2005): Oil price Developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses. OECD Economic Outlook, 3 – 31.
- Moroney, J.R., Berg, M.D. (1999): An Integrated Model of Oil Production. The Energy Journal 20(1), 105 – 124.
- Pindyck, R.S. (1999): The Long-Run Evolution of Energy Prices. The Energy Journal 20(2), 1–27.
- Radler, M. (2004): Crude Oil Production Climbs as Reserves Post Modest Rise. Oil & Gas Journal, 20.12.2004, 18-23.
- US-DOE (2005): Annual Energy Outlook, National Energy Information Center, EI-30  
Energy Information Administration, Forrestal Building, Washington, DC 20585,  
<http://www.eia.doe.gov/>.
- WETO (2003): World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030, European Commission, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
- Weltenergiekonferenz (1980): Survey of Energy Resources.
- World Energy Council (2004): Survey of Energy Resources.

