

November 2003

# Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen



**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

**Auftragnehmer:**

B,S,S. Volkswirtschaftliche Beratung, Blumenrain 16, 4051 Basel in Zusammenarbeit mit

Dr. Urs Eichenberger, SSKA, Postfach 818, 2300 La-Chaux-de-Fonds

**Autoren:**

Dr. Wolfram Kägi, B,S,S.

Stefan Siegrist, B,S,S.

Martin Schäfli, B,S,S.

Dr. Urs Eichenberger, SSKA

**Begleitgruppe:**

Dr. Ruedi Meier, Programm energiewirtschaftliche Grundlagen

Dr. Lukas Gutzwiller, Bundesamt für Energie BFE

Jean-Christophe Füeg, Bundesamt für Energie BFE

Vincent Beuret, Bundesamt für Energie BFE

André Duperrut, Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

**Bundesamt für Energie BFE**

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL, Vertrieb Publikationen, 3003 Bern · www.bbl.admin.ch/bundespublikationen

Bestellnummer 805.962 d / 11.03 / 200



## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>III</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>VI</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XI</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XI</b>
<b>1. Einführung</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Fossile Treib- und Brennstoffe: Übersicht</b> .....	<b>3</b>
2.1. Fossile Energieträger und ihre Relevanz für die Energieversorgung .....	3
2.2. Definitionen .....	5
2.3. Substitutionsmöglichkeiten .....	9
2.4. Abgrenzung der Studie .....	9
<b>3. Abschätzung der Reserven und Ressourcen</b> .....	<b>11</b>
3.1. Einführung .....	11
3.2. Die Sichtweise des pessimistischen Lagers .....	15
3.3. Die Sichtweise des optimistischen Lagers .....	25
3.4. Eine Bewertung .....	36
3.5. Die Prognosen im dynamischen Vergleich .....	41
3.6. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit .....	43
<b>4. Die geographische Verteilung der Reserven und Ressourcen</b> .....	<b>46</b>
4.1. Konventionelles Erdöl .....	46
4.2. Unkonventionelles Erdöl .....	51
4.3. Konventionelles Erdgas .....	52
4.4. Unkonventionelles Erdgas .....	56
4.5. Kohle .....	58
4.6. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit .....	60
<b>5. Zwei weitere Arten der Verknappung</b> .....	<b>62</b>
5.1. Die Produktionskapazität .....	62
5.2. Der „Rohstoff Umwelt“ .....	64
5.3. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit .....	65
<b>6. Nachfrage- und Preisprognosen von fossilen Treib- und Brennstoffen</b> .....	<b>68</b>
6.1. Ein Blick zurück – Konsum und Preise in der Vergangenheit .....	68
6.2. Nachfrage- und Preisprognosen: einleitende Überlegungen .....	74

6.3. Prognosen zur weltweiten Energienachfrage.....	76
6.4. Nachfrage- und Preisprognosen für Erdöl.....	80
6.5. Nachfrage- und Preisprognosen für Erdgas.....	88
6.6. Überlegungen zu der Preisentwicklung im pessimistischen Szenario.....	91
6.7. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit.....	92
<b>7. Zukünftige Energiepreise und ihre Implikationen.....</b>	<b>95</b>
7.1. Langfristige Szenarien für Energieverfügbarkeit.....	95
7.2. Preisvolatilität.....	98
7.3. Implikationen der erwarteten Ölpreistrends.....	103
7.4. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit.....	108
<b>8. Zusammenfassung und Fazit.....</b>	<b>109</b>
<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>113</b>

## Zusammenfassung

### *Auftrag und Methodik*

Im Auftrag des Schweizerischen Bundesamtes für Energie analysiert die vorliegende Studie, inwieweit die Versorgung der Schweizer Wirtschaft mit fossilen Treib- und Brennstoffen in den nächsten Jahrzehnten gewährleistet werden kann. Die aktuelle Diskussion um die Versorgung der Erde mit fossiler Energie bezieht sich hauptsächlich auf Erdöl und nur sekundär auch auf Erdgas. Die vorhandenen Erdgasreserven sind erst zu einem kleinen Teil ausgebeutet, weshalb zu erwarten ist, dass die Nachfrage für die nächsten Jahrzehnte gedeckt werden kann. Da hingegen beim Erdöl die diesbezüglichen Meinungen der Experten auseinander gehen, nimmt die Diskussion der Versorgung mit Erdöl in dieser Studie auch den grössten Platz ein. Die hier präsentierten Erkenntnisse sind das Resultat einer umfassenden Literaturrecherche. Obwohl Kohle die am weitesten verbreitete fossile Energieressource ist, wird diese in dieser Studie nur am Rande behandelt.

### *Ergebnisse*

Bezüglich der Frage, wie lange Erdöl noch verfügbar sein wird, existieren sehr unterschiedliche Meinungen. Grob lassen sich diese Meinungen zwei Lagern zuordnen, den Pessimisten und den Optimisten. Während die Pessimisten bereits in diesem Jahrzehnt den Peak, also den Zeitpunkt der maximalen jährlichen Produktionsmenge für konventionelles Erdöl erwarten, sehen die beharrlichen Optimisten vor dem Jahr 2030 keine Engpässe. Die bis vor einigen Jahren noch weit auseinander gelegenen Einschätzungen haben sich in der Zwischenzeit leicht angenähert. Ein Mittelfeld von Experten, darunter die Erdölmultis, rechnen mit einem Peak zwischen 2015 und 2020.

Neben der Endlichkeit der fossilen Treib- und Brennstoffen interessiert auch deren geografische Verteilung. Diesbezüglich lassen sich folgende Aussagen machen:

- Die zunehmende Ausbeutung der Rohstoffe hat dazu geführt, dass sich die Mehrheit der verbleibenden Reserven an konventionellem Erdöl und -gas im Nahen Osten sowie in Russland befinden. In dieser sogenannten strategischen Ellipse lagern rund 70% der verbleibenden Erdölreserven und ca. 65% der Erdgasreserven.
- Durch die Konzentration eines Grossteils der verbleibenden Reserven entsteht eine wachsende Abhängigkeit der restlichen Welt von diesen Ländern. Problematisch hierbei sind die geopolitischen Risiken dieser Regionen. Grössere Konflikte können dazu führen, dass die Sicherheit der Förderung und Transporte nicht mehr gewährleistet werden kann, wodurch zunehmende Preisvolatilität und Versorgungsengpässe auch bei in genügendem Ausmass vorhandenen Rohstoffen denkbar sind.

Weitere mögliche Engpässe, die es bei der Frage der Versorgungssicherheit von fossilen Energieträgern zu beachten gilt, sind die Produktionskapazität sowie die Umweltproblematik. Um die in Zukunft nötige Produktionskapazität sicherzustellen, werden riesige Investitionen nötig sein. Abgesehen vom Risiko der erwähnten geopolitischen Unsicherheiten ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Investitionen nicht getätigt werden, jedoch sehr klein. Grösser könnten die Risiken einer Verknappung aufgrund von Umweltproblemen sein. Die Einführung umweltpolitischer Massnahmen können den Einsatz von fossilen Energieträgern auf zwei Ebenen treffen: Verschärfte Einschränkungen des Abbaus in gewissen Gebieten sowie die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen mittels Umweltabgaben und damit der Abflachung oder gar Senkung der Nachfrage über einen erhöhten Preis; die Studie diskutiert diesen Aspekt sowie das strategische Verhalten der Förderländer allerdings nur am Rand.

Die in der Studie dargestellten Nachfrage- und Preisprognosen für Erdöl und -gas lassen bis 2030 bei moderat steigenden Preisen keine grossen Veränderungen auf den Märkten für Öl und Gas erwarten. Allerdings gehen diese auf Basis existierender Arbeiten erstellten Prognosen von der Annahme aus, dass in dieser Zeit keine Verknappung des Angebotes auftreten wird.

Eigene Überlegungen zur Frage der Preisentwicklung beim Eintreffen der pessimistischen Prognosen haben gezeigt, dass für die entwickelten Länder mit weniger einschneidenden Konsequenzen zu rechnen ist. Die in diesem Szenario anziehenden Ölpreise werden vor allem in den ärmeren Ländern zu einem Nachfragerückgang führen, was global einen sehr starken Preisanstieg für Rohöl verhindern dürfte. Allerdings werden dabei die Risiken durch ausgelösten politischen Druck zunehmen.

Bei der Analyse von möglichen Folgen einer Verknappung spielt auch der technische Fortschritt eine entscheidende Rolle. Je günstiger Substitute erhältlich sind, umso weniger wird eine Verknappung ins Gewicht fallen.

#### *Ausblick und politische Implikationen*

Bedingt durch die katastrophalen Auswirkungen einer baldigen Erdölverknappung, die die Pessimisten prognostizieren, wird von dieser Seite auch ein aktives Eingreifen des Staates in die Struktur der Energieversorgung gefordert. Massive staatliche Subventionen sollen alternativen Energieträgern möglichst rasch zum Durchbruch verhelfen, um eine schnelle Reduktion der Abhängigkeit vom Energieträger Erdöl zu erreichen.

Die Brisanz des Problems wird aus gemässigt optimistischer Sicht durch drei Tatsachen entschärft:

1. Der Zeitpunkt einer Nachfraglücke beim Erdöl liegt weiter in der Zukunft, als das pessimistische Lager prognostiziert, was mehr Zeit für die Entwicklung von Alternativen bietet und somit den Zeitdruck reduziert.

2. Es gibt durchaus Hinweise darauf, dass der Energiemarkt die Signale einer Verknappung von Erdöl bereits frühzeitig aufnimmt. Die Erdöl-Multis und Automobilindustrie investieren bereits heute grosse Summen in die Erforschung alternativer Techniken.

3. Es wäre allzu vereinfachend, sich den Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare und kernenergetische Quellen als plötzlicher epochaler Umbruch vorzustellen. Dank technischen Durchbrüchen könnten fossile Energieträger, inklusive Kohle, umweltfreundlicher werden und sich untereinander in verschiedenen Anwendungsbereichen substituieren. Der Übergang ins „post-fossile Zeitalter“ könnte sich somit viel länger und nuancierter gestalten.

Auch in Bezug auf einen Zeithorizont von 30 (ev. sogar 50) Jahren ist – sofern genannte Voraussetzungen gegeben sind – ein Explodieren der Erdöl- und Erdgaspreise nicht zu erwarten. Die relativ unproblematische Substitution von Öl durch Gas, die grosse Verfügbarkeit von Kohle, die aufkommende Nutzung erneuerbarer Energiequellen, ein mögliches „Comeback“ der Kernenergie, und die Erhöhung der Energieeffizienz werden dazu beitragen, dass sich der Preis von Öl nicht (abgekoppelt vom sonstigen Energiemarkt) überdurchschnittlich erhöht. Kurzfristig ist jedoch insbesondere beim Öl, wie in der Vergangenheit auch, mit erheblichen Preisschwankungen zu rechnen. Bezüglich des Wasserstoffs ist anzumerken, dass es sich dabei nicht um einen primären Energieträger handelt. Der Einsatz des Energieträgers Wasserstoff wird somit die Risiken wie CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kernenergie nicht eliminieren.

Die prognostizierte Preisentwicklung lässt hinsichtlich des Investitionsverhaltens in der Schweiz folgende Schlüsse zu: Die Preisentwicklung wird in den nächsten Jahren eher kein substantielles Umdenken im Transportsektor erzwingen. Auch im Gebäudebereich wird die Energiepreisentwicklung keinen substantiellen Beitrag dazu leisten, dass sich alternative Energien verstärkt durchsetzen. Staatliche Lenkungssignale (zum Beispiel höhere Mineralölsteuern oder entsprechende Lenkungsabgaben) sind daher notwendig, wenn (zum Beispiel zur Reduzierung der Umweltbelastung) der Verbrauch von fossilen Energieträgern deutlich reduziert werden soll.

Aus Sicht der Autoren dieser Studie besteht daher aus *versorgungspolitischen* Gründen kein dringender staatlicher Handlungsbedarf. Es gilt allerdings dennoch darauf hinzuweisen, dass die Entwicklung und Markteinführung neuer Technologien und Infrastrukturen sehr lange Zeiträume erfordern wird und mit einfachen Mitteln die Anreize zur Nutzung alternativer Energien durchaus verstärkt werden können.

## Résumé

### *Mandat et méthode*

La présente étude, réalisée dans le cadre d'un mandat de l'Office fédéral de l'énergie (l'organisme gouvernemental suisse en charge des questions énergétiques), traite de l'approvisionnement de l'économie suisse en carburants et combustibles fossiles dans les prochaines décennies. A l'heure actuel, le débat autour de l'approvisionnement mondial en énergies fossiles porte avant tout sur le pétrole, le gaz naturel étant relégué au second plan. En effet, seule une partie des réserves de gaz disponibles sont exploitées. On peut donc à juste titre supposer que celles-ci permettront de couvrir la demande pour des décennies encore. Il en va tout autrement pour le pétrole où la question des réserves divise les experts. C'est ce qui explique pourquoi les auteurs ont accordé une place importante à l'approvisionnement pétrolier. Bien que le charbon soit la source d'énergie fossile la plus utilisée, il ne fait ici l'objet que d'un traitement marginal.

### *Résultats*

Les opinions sont très tranchées quant à la question de savoir quand les réserves de pétrole seront épuisées. On distingue deux grands courants: les pessimistes et les optimistes incrotables. Les premiers estiment que le pic de production annuelle de brut conventionnel sera atteint durant la présente décennie déjà; les seconds, quant à eux, pensent que l'humanité ne doit pas se faire de soucis jusqu'en 2030. Les deux camps, farouchement opposés, il y a quelques années encore, ont cependant vu peu à peu leurs positions se rapprocher. La plupart des experts, dont les multinationales du pétrole, tablent aujourd'hui sur un pic de production se situant entre 2015 et 2020.

Outre la question de la finitude des réserves de carburant et de combustible fossiles, l'étude s'intéresse également à leur répartition géographique. Il en ressort les constatations suivantes:

- L'exploitation croissante des matières premières a eu pour conséquence que la majeure partie des réserves restantes de brut et de gaz naturel conventionnels se trouve confinée au Proche-Orient et en Russie. Cette zone qualifiée d'«ellipse stratégique» renferme 70% des réserves restantes de pétroles et environ 65% des réserves de gaz naturel.
- Cette concentration provoque une dépendance croissante du reste du monde vis-à-vis des pays situés dans cette zone. A cet égard, l'instabilité géopolitique qui la caractérise est problématique. Si des conflits d'une certaine intensité venaient à éclater, cela pourrait couper les voies d'approvisionnement avec pour conséquences possibles une augmentation

de la volatilité des prix et une multiplication des goulets d'étranglement alors même que les matières premières seraient disponibles en quantités suffisantes.

Deux autres points font également problème s'agissant de la sécurité d'approvisionnement en énergies fossiles: les capacités de production et la protection de l'environnement. Les capacités de production d'abord. Maintenir dans le futur les infrastructures nécessaires exigera d'énormes investissements. Sous réserve de l'inconnue liée à l'insécurité politique, la probabilité que ceux-ci ne soient pas réalisés est néanmoins très faible. En revanche, le risque qu'une pénurie soit causée par des problèmes environnementaux est plus élevé. Les décisions en matière de politique environnementale peuvent avoir deux conséquences sur l'exploitation des agents énergétique fossiles. Premièrement, des restrictions supplémentaires à l'extraction dans certaines régions; deuxièmement, la diminution des émissions de CO<sub>2</sub> par le biais d'une taxe écologique. Cette dernière, parce qu'elle provoquerait une augmentation des prix, entraînerait une stagnation voire une baisse de la demande. L'étude traite cet aspect de même que les options stratégiques des pays exportateurs mais sans entrer toutefois dans les détails.

L'étude présente également des prévisions quant à l'évolution de la demande et des cours du pétrole et du gaz naturel. Il ressort de cette analyse qu'il ne faut pas s'attendre à de grands bouleversements sur les marchés du brut et du gaz avant 2030 et que les prix connaîtront une progression modérée. Il faut cependant préciser que ces prévisions, basées sur des travaux existants, partent de l'hypothèse que le marché ne connaîtra pas de pénurie de l'offre durant la période considérée.

Les auteurs ont par ailleurs émis quelques remarques en cas de forte progression des prix. Ce scénario pessimiste, s'il se réalisait, aurait, selon eux, peu de conséquences graves pour les pays développés. En effet, une hausse des prix entraînerait un recul de la demande dans les pays pauvres, ce qui, globalement, empêcherait une forte poussée des prix du brut. En revanche, une telle situation augmenterait les risques liés à l'instabilité politique.

Le progrès technique joue également un rôle important lorsqu'il s'agit d'analyser les conséquences possibles d'une pénurie. La gravité d'une situation de pénurie dépend en effet de la facilité avec laquelle il est possible de remplacer le bien qui vient à manquer.

### *Perspective et implications politiques*

Mettant en avant les retombées catastrophiques d'une pénurie de pétrole qu'il pense imminente, le camp des pessimistes réclame une intervention active de l'Etat dans la structure de l'approvisionnement énergétique. L'Etat doit sans tarder subventionner massivement les agents énergétiques alternatifs afin de diminuer rapidement la dépendance vis-à-vis du pétrole.

Les optimistes modérés relativisent toutefois l'acuité du problème à la lumière de trois faits:

1. La pénurie de pétrole interviendra bien plus tard que ne le prévoit le camp des pessimistes, ce qui laisse un répit supplémentaire pour imaginer des solutions de rechange et rend moins urgente la nécessité d'agir.
2. Des signes clairs indiquent que le marché de l'énergie anticipe déjà une pénurie de pétrole. Ainsi, les pétroliers et l'industrie automobile consacrent aujourd'hui de gros investissements à la recherche de technologies alternatives.
3. Il est par trop simpliste de penser que le remplacement des agents énergétiques fossiles par des sources d'énergie renouvelables et nucléaires se fera de manière abrupte. Les progrès techniques pourraient déboucher sur une amélioration du bilan écologique des agents fossiles, charbon compris, ce qui conduirait, suivant les domaines d'application, à un remplacement d'une énergie fossile par une autre. L'avènement de «l'ère post-fossile» pourrait ainsi prendre plus de temps et avoir un contour moins net qu'on ne le pense.

Pour autant que toutes les conditions soient réunies, il ne faut pas s'attendre à une explosion des cours du pétrole et du gaz dans trente voire cinquante ans. La relative facilité avec laquelle il est possible de remplacer le pétrole par le gaz, la grande disponibilité des ressources en charbon, l'utilisation accrue des sources d'énergie renouvelables, un éventuel comeback de l'énergie nucléaire et l'amélioration de l'efficacité énergétique sont des facteurs qui feront que le cours du pétrole se maintiendra à un niveau raisonnable (indépendamment d'autres marchés de l'énergie). En revanche, à court terme, il faudra compter, comme par le passé, avec de fortes variations de prix, notamment sur les marchés pétroliers. En ce qui concerne l'hydrogène, il faut relever qu'il ne s'agit pas d'une source d'énergie primaire. Son emploi n'élimine donc en rien les risques liés aux émissions de CO<sub>2</sub> et à l'énergie nucléaire.

Les prévisions sur l'évolution des prix appellent de la part des auteurs les conclusions suivantes en ce qui concerne le comportement des investisseurs en Suisse. Selon eux, l'évolution des prix ne va pas conduire à une révolution dans les transports ces prochaines années. Même constat pour le bâtiment, où la flambée des prix contribuera peu à la percée des énergies alternatives dans ce secteur. L'impulsion doit donc venir de l'Etat (par exemple par une augmentation de l'impôt sur les huiles minérales ou des taxes d'incitation ad hoc) si l'on veut diminuer de manière significative la consommation d'agents énergétiques fossiles (par exemple dans le but de réduire la pollution).

Les auteurs estiment en conclusion qu'en termes de *politique d'approvisionnement* rien ne justifie une intervention urgente de l'Etat. Il faut cependant remarquer que le développement et la commercialisation de nouvelles technologies et infrastructures prendront beaucoup de temps et que des instruments simples sont tout à fait en mesure d'accroître les incitations en faveur de l'utilisation des énergies alternatives.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Absoluter Verbrauch und Anteile verschiedener Energieträger am weltweiten Primärenergieverbrauch im Zeitablauf und Prognosen bis 2030.....	3
Abbildung 2: Die Unterscheidung zwischen konventionellem und unkonventionellem Öl im Überblick.....	7
Abbildung 3: Vergleich verschiedener Prognosen für den Verlauf des Erlangebotes.....	12
Abbildung 4: Gegenüberstellung von Reservenangaben nach Meldezeitpunkt und rückdatiert auf den Entdeckungszeitpunkt des entsprechenden Vorkommens weltweit.....	20
Abbildung 5: Verlauf der Hubbert-Kurve und Angabe des Peak-Jahres für verschiedene Annahmen der Ölreserven .....	24
Abbildung 6: Beispiele verschiedener Produktionsverläufe.....	27
Abbildung 7: Prognose des Ölangebotes bis 2030 .....	29
Abbildung 8: Horizontale Bohrung .....	32
Abbildung 9: Entdeckte Ölvorkommen bis 2000 mit Nachfrageprognose bis 2020.....	34
Abbildung 10: Die Energiepyramide fossiler Energieträger .....	35
Abbildung 11: Vergleich verschiedener Schätzungen der EUR mit verbleibenden Reserven und kumulativer Förderung .....	40
Abbildung 12: Vergleich verschiedener Prognosen für den Verlauf des Ergasangebotes ....	41
Abbildung 13: Ölprognosen im dynamischen Vergleich.....	43
Abbildung 14: Schätzungen der EUR für konventionelles Erdöl und ihre regionale Verteilung in Gb .....	46
Abbildung 15: Lage der weltgrössten Erdölreserven in einer strategischen Ellipse.....	48
Abbildung 16: Prognose des interregionalen Netto-Ölhandels im Jahre 2030 (Mb/d).....	49
Abbildung 17: Ölimport-Abhängigkeit nach Regionen .....	50
Abbildung 18: Schätzungen der EUR für konventionelles Erdgas und ihre regionale Verteilung in Tm <sup>3</sup> .....	52
Abbildung 19: Lage der weltgrössten Erdgasreserven in einer strategischen Ellipse.....	53
Abbildung 20: Interregionale Netto-Gasexporte im Jahr 2000 (Gm <sup>3</sup> ) .....	54
Abbildung 21: Interregionale Gasexporte im Jahr 2030 (Gm <sup>3</sup> ) .....	54
Abbildung 22: Gasimport-Abhängigkeit nach Regionen.....	55
Abbildung 23: Regionale Verteilung der "stranded gas"-Reserven .....	56
Abbildung 24: Die geografische Verteilung der Hartkohlereserven .....	59
Abbildung 25: Die geografische Verteilung der Weichbraunkohlereserven .....	60
Abbildung 26: Prognostizierte Nachfrage für Erdöl und -gas und der zu ihrer Befriedigung nötigen Produktionskapazität.....	63
Abbildung 27: Erdöl-Konsum 1965 bis 2001 in Mt/a .....	68
Abbildung 28: Erdöl-Konsum 1965 bis 2001 nach Regionen in Mt/a.....	69
Abbildung 29: Preisentwicklung von Erdöl 1970 bis 2001 in US\$ pro Barrel.....	70

Abbildung 30: Erdgas-Konsum 1965 bis 2001 in Mt Öläquivalenten (Mtoe/a).....	71
Abbildung 31: Erdgas-Konsum 1965 bis 2001 nach Regionen in Mtoe/a .....	72
Abbildung 32: Preisentwicklung von verschiedenen Erdgastypen .....	73
Abbildung 33: Weltweite Energienachfrage – Prognose für 2000 bis 2020 .....	77
Abbildung 34: Entwicklung der Energienachfrage nach Energieträger von 2000 bis 2020 .	78
Abbildung 35: Prognose der Erdölnachfrage von 2000 bis 2020 .....	81
Abbildung 36: Wachstum des Erdölkonsums nach Regionen in Mb/d.....	82
Abbildung 37: Preisprognosen für Erdöl vom US Department of Energy .....	83
Abbildung 38: Verschiedene Preisprognosen von 1980 im Vergleich .....	84
Abbildung 39: Erdölpreis: Prognosen für drei Szenarien bis 2020 .....	85
Abbildung 40: Prognose der Erdgasnachfrage von 2000 bis 2020 .....	88
Abbildung 41: Entwicklung des Energiemix .....	97
Abbildung 42: Geschichte des Erdölpreises (nominal).....	100
Abbildung 43: Jährliche Volatilität des US Wellhead Preises .....	103
Abbildung 44: Entwicklung von Benzinpreisen (nominal und real zu Preisen von 2002)...	106
Abbildung 45: Preisentwicklung von Heizöl 1985 bis 2003 (in Sfr. pro 100 Liter, nominal) .....	107

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der Reservezahlen ausgewählter OPEC-Länder 1980-1998 (in Gb) .....	17
Tabelle 2: Gegenüberstellung verschiedener Prognosen des Energiekonsums 1997 bis 2020 in % pro Jahr .....	80
Tabelle 3: Vergleich von Ölpreis-Prognosen (2000 US\$/b) .....	86
Tabelle 4: Prognosen für den Erdgaspreis bis 2020 in US\$ pro Mio. Btu .....	90

## Abkürzungsverzeichnis

BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
Bill.	Billion ( $10^{12}$ )
CHF	Schweizer Franken
EIA	Energy Information Administration, Informationsagentur des U.S.-amerikanischen Energieministeriums
EUR	Estimated Ultimate Recovery
GPS	Global Positioning System
GTL	Gas-To-Liquids-Technology
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
IEA	International Energy Agency
LNG	Liquified Natural Gas
Mio.	Million ( $10^6$ )
Mrd.	Milliarde ( $10^9$ )
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NGL	Natural Gas Liquids
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
SEC	Securities and Exchange Commission
SISKA	Schweizerisches Institut für Speläologie und Karstforschung
UdSSR	Union der Sowjet-Sozialistischen Republiken
US\$	US amerikanischer Dollar <sup>1</sup>
USA	United States of America
USGS	United States Geological Survey
WEC	World Energy Council

---

<sup>1</sup> Bei inflationsbereinigten Angaben wird der Bezeichnung das Referenzjahr vorangestellt;  
z.B.: 2000 US\$.

### Die in dieser Studie verwendeten Einheiten und ihre Bedeutung

#### Größenordnungen:

k Kilo (x 1000)

M Mega (x 10<sup>6</sup>)

G Giga (x 10<sup>9</sup>)

T Tera (x 10<sup>12</sup>)

1 Million = 10<sup>6</sup>, 1 Milliarde = 10<sup>9</sup>, 1 Billion = 10<sup>12</sup>, 1 Billiarde = 10<sup>15</sup>, 1 Trillion = 10<sup>18</sup>, 1 Trilliarde = 10<sup>21</sup>

#### Bezeichnungen:

b Barrel (die gebräuchlichste Masseinheit für Öl. 1b•159 Liter.)

b/d Barrel pro Tag (dies)

b/a Barrel pro Jahr (annum)

boe barrel of oil equivalent = dem Heizwert eines Barrels Öl entsprechend

toe tons of oil equivalent = dem Heizwert einer Tonne Öl entsprechend

J Joule (Energieeinheit)

Btu british thermal unit (vor allem für Gas gebräuchliches Energiemass)

g Gramm

t Tonne

cm Zentimeter

m Meter

SKE Steinkohleeinheiten = dem Heizwert der entsprechenden Einheit Steinkohle entsprechend, z.B. t SKE

#### Umrechnungsfaktoren:

1 b = 158.984 l

1 boe = 5.44 MBtu = 194.29 t SKE = 5766.4 MJ= 0.136 toe

1 Btu = 1.060 J

## 1. Einführung

Im Auftrag des Schweizerischen Bundesamtes für Energie analysiert die vorliegende Studie anhand bestehender Untersuchungen, inwieweit die Versorgung der Schweizer Wirtschaft mit fossilen Treib- und Brennstoffen in den nächsten Jahrzehnten gewährleistet werden kann.

Die Meinungen der internationalen Experten zu diesem Thema gehen sehr weit auseinander:

- Während die sogenannten *Optimisten* davon ausgehen, dass die weltweit steigende Nachfrage nach fossilen Energieträgern – und insbesondere nach Erdöl – für die *nächsten drei Jahrzehnte* problemlos befriedigt werden kann,
- erwarten die sogenannten *Pessimisten* noch in diesem Jahrzehnt einen Rückgang der Ölproduktion und damit eine Verknappung des Erdölangebotes, begleitet von starken Preissteigerungen. Auch unter Berücksichtigung der Möglichkeit, Erdöl durch andere fossile Energieträger – insbesondere durch Erdgas – zu substituieren, gehen sie davon aus, dass ein grosser Teil der Nachfrage nach fossilen Treib- und Brennstoffen in naher Zukunft nicht mehr gedeckt werden kann.

*Ziel dieser Studie* ist es, durch eine fundierte Analyse der von den verschiedenen Seiten vorgebrachten Argumenten die entsprechenden Untersuchungen zu gewichten und zu bewerten. Daraus soll eine Schlussfolgerung darüber gezogen werden, wie wahrscheinlich eine Verknappung des Angebotes fossiler Energieträger in nächster Zukunft ist. Weitere Schwerpunkte sind die geografische Verteilung der Vorkommen, die nötige Infrastruktur zur Bereitstellung fossiler Energieträger, die Entwicklung der Nachfrage und der Preise, sowie die Implikationen einer tatsächlich eintretenden Verknappung.

Der *Aufbau der Studie* orientiert sich an ebendiesen Schwerpunkten: Kapitel 2 gibt eine Übersicht über die verschiedenen fossilen Energieträger und ihrer Substitutionsmöglichkeiten, worauf eine Abgrenzung der Studie vorgenommen wird. Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Abschätzung der weltweiten Erdöl- und -gasvorkommen. Dabei werden die Positionen der Pessimisten und der Optimisten ausführlich vorgestellt und gewichtet. Das Kapitel schliesst mit einem Überblick über die Mengenangaben verschiedener Studien neuerer Zeit. Kapitel 4 beschreibt die geographische Verteilung der Vorkommen und zeigt auf, wie sich diese im Verlaufe der Zeit mit zunehmender Ausbeutung entwickeln wird. Das fünfte Kapitel geht kurz auf zwei weitere wichtige Faktoren ein, die einer genügenden Versorgung der Welt mit fossilen Energieträgern im Wege stehen können: die nötigen Investitionen in die Infrastruktur, sowie Umweltschutzmassnahmen. Auf Prognosen bezüglich Nachfrage und Preis wird nach einem kurzen Blick über die vergangene Entwicklung in Kapitel 6 eingegangen. Kapitel 7 beschreibt die Implikationen einer Verknappung. Mit einer Zusammenfassung und einem Fazit schliesst die Studie in Kapitel 8.



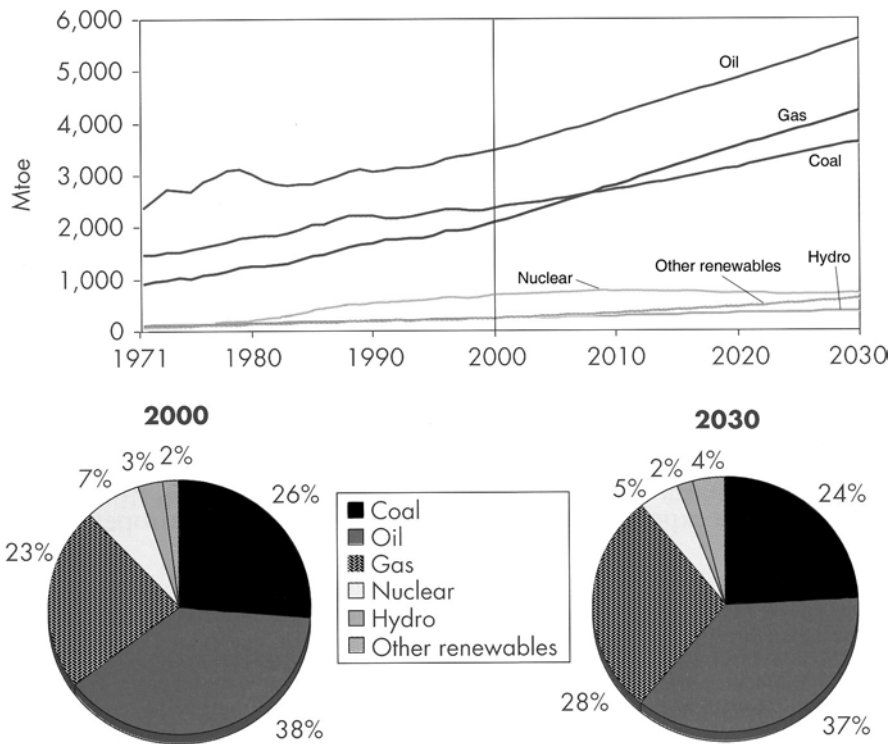
## 2. Fossile Treib- und Brennstoffe: Übersicht

In diesem Kapitel soll ein Überblick über die verschiedenen fossilen Treibstoffe und ihre Relevanz für die Energieversorgung sowie die in der Literatur verwendete Terminologie gegeben werden. Des Weiteren wird auf die verschiedenen Substitutionsmöglichkeiten eingegangen und eine Abgrenzung der Studie vorgenommen.

### 2.1. Fossile Energieträger und ihre Relevanz für die Energieversorgung

Zur Erzeugung von Energie werden verschiedene (v.a. fossile) Energieträger verwendet. Abbildung 1 zeigt die Anteile verschiedener Energieträger am Primärenergieverbrauch im Zeitablauf seit 1971 mit Prognosen bis zum Jahr 2030.

*Abbildung 1: Absoluter Verbrauch und Anteile verschiedener Energieträger am weltweiten Primärenergieverbrauch im Zeitablauf und Prognosen bis 2030*



Quelle: IEA (2002) (ergänzt)

Der Anteil von *Erdöl* am weltweiten Primärenergieverbrauch hat nach den Ölkrisen der 70er Jahre etwas abgenommen, ist aber mit 38% immer noch am grössten. Weltweit entfällt der grösste Teil der Ölnutzung, nämlich 49%, auf den Transportsektor.<sup>2</sup> Prognosen für den

<sup>2</sup> EIA (2000), S.135.

weiteren Verbrauch von Erdöl sehen in diesem Sektor denn auch den stärksten Treiber für eine anhaltende Bedarfsausdehnung und gehen davon aus, dass im Jahre 2020 57% der Nachfrage nach Öl auf den Transportsektor entfallen werden.<sup>3</sup>

Ein grosser Vorteil des Erdöls im Vergleich zu anderen Energieträgern ist seine unkomplizierte und somit preisgünstige Transportierbarkeit. Durch die einfache Lagerfähigkeit kommt ihm zudem bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle zu.

Nach Erdöl belegt die *Kohle* mit einem Anteil von 26% am weltweiten Primärenergieverbrauch den zweiten Rang. Kohle wird vor allem in der Stromerzeugung eingesetzt, wo sie mit 40% noch immer den ersten Platz einnimmt. Zwei Drittel der weltweit geförderten Kohle werden zur Stromerzeugung eingesetzt. 90% des prognostizierten Wachstums des Kohlekonsums gehen denn auch auf das prognostizierte Wachstum des Stromkonsums zurück.<sup>4</sup>

Im Verlauf des letzten Jahrhunderts hat die Bedeutung von Kohle als Energieträger stetig abgenommen. Zu Beginn der 50er Jahre lag ihr Anteil am Primärenergieverbrauch noch bei 60%. Vor allem das im rapide wachsenden Transportsektor eingesetzte und günstiger produzierbare Erdöl hat die Kohle stark unter Druck gesetzt. Hinzu kamen in jüngerer Zeit dann auch Bedenken wegen der Umweltverschmutzung durch eingelagerte Verunreinigungen wie Schwefel und des durch die Molekülstruktur bedingten sehr hohen CO<sub>2</sub>-Ausstosses bei der Verbrennung.

Die zukünftige Rolle der Kohle in der Energieversorgung in Industrieländern ist im Moment schwer abschätzbar, doch die Tendenz, einheimische Kohle vermehrt für die Verstromung in grossen Schwellenländern (namentlich Indien und China) einzusetzen, deutlich. Während vor allem in Europa die Unrentabilität einheimischer Kohleminen und ökologische Bedenken zur Schliessung von Kohlekraftwerken führen, werden diese in den USA, China und Indien gefördert, um die Abhängigkeit vom Energieträger Erdöl zu verkleinern. Staatlich stark forcierte Programme suchen vor allem in den USA nach Möglichkeiten, das Problem der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu lösen. So wird zum Beispiel versucht, die Abgase in Kraftwerken abzufangen (capture) und in porösen, aber nach aussen abgeschlossenen, Gesteinsschichten (wie z.B. ausgebeuteten Erdgaslagerstätten) oder in den Ozeanen einzulagern (Sequestrierung). Grössere Pilotprojekte werden in Nordamerika und Norwegen durchgeführt. Sollte ein solches Verfahren vor allem wirtschaftlich Erfolg haben, werden die USA zumindest zur Stromerzeugung in Zukunft stark auf Kohle setzen, da sie im Besitz sehr grosser unausgeschöpfter Vorkommen sind (vgl. Kap. 4.5. ). Auch in Industriestaaten mit nur kleinen oder gar keinen Kohlevorkommen wird Kohle zur

---

<sup>3</sup> EIA (2002), S. 145.

<sup>4</sup> IEA (2000), S.120, 121, 123.

Stromerzeugung wieder ein grössere Rolle spielen, da sie von verlässlichen Handelspartnern günstig zu importieren ist.

In China und Indien ist Kohle als Energieträger zentral, vor allem weil beide Länder grosse und günstig produzierbare Vorkommen besitzen. Für beide Volkswirtschaften werden relativ grosse Wachstumsraten prognostiziert, die mit einem steigenden Energiekonsum einhergehen werden, auch wenn die Energieeffizienz laufend zunimmt. Wie schnell sich hier der Konsum von Kohle entwickeln wird, hängt davon ab, inwieweit andere Energieträger (v.a. Erdgas) einen Marktanteil im Stromsektor gewinnen. Obwohl die chinesische Regierung einheimisches und importiertes Erdgas massiv fördert, wird der Anteil von Erdgas bei der Stromerzeugung von bisher gut 1% auf lediglich 7% im Jahr 2030 wachsen. Der Anteil von Kohle wird zwar von 78 auf 73% sinken. In realen Zahlen aber wird sich der Konsum von Kohle zur Stromerzeugung bis im Jahre 2030 verdreifachen. In Indien kommen verschiedene Erdgasimportprojekte nur mühsam voran, weil ausländische Investoren kaum mit den staatlich subventionierten Strompreisen konkurrenzieren können.

Die relative Bedeutung von *Erdgas* für die Energieversorgung hat in den letzten Jahren vor allem auf Kosten der Kohle laufend zugenommen.<sup>5</sup> Es wird allgemein erwartet, dass der Anteil von Erdgas am weltweiten Primärenergieverbrauch von heute ca. 23% auch weiterhin stark zunimmt und bis 2020 Kohle vom Platz des zweitwichtigsten Energieträgers verdrängt. Vor allem beim Bau neuer Kraftwerke wird in Zukunft stärker auf den Energieträger Erdgas gesetzt. Besonders in punkto Umweltverträglichkeit wird dem Erdgas in Zukunft vermehrte Bedeutung zukommen. Da Erdgas bei der Verbrennung 25% weniger CO<sub>2</sub> freisetzt als aus Erdöl gewonnene Treib- und Brennstoffe, wird es ein Schlüsselement zur Einhaltung der von den Annex I-Ländern in Kyoto vereinbarten CO<sub>2</sub>-Reduktion sein. Ein weiterer gewichtiger ökologischer Vorteil ist die Reinheit des Erdgases, die eine Aufbereitung für den Endverbrauch mit Ausnahmen überflüssig macht und eine relativ schadstoffarme Verbrennung ermöglicht. Verluste bei Gewinnung und Transport führen jedoch zu lokalen Methanbelastungen. Durch technische Verbesserungen werden diese jedoch laufend reduziert.

## 2.2. Definitionen

### 2.2.1. Erdöl

Erdöl wird grundsätzlich in die Kategorien konventionell und unkonventionell eingeteilt. Allerdings sind die genauen Definitionen dieser beiden Begriffe nicht einheitlich und

---

<sup>5</sup> Dies, weil der Kohlekonsum gemessen am Primärenergieverbrauch unterdurchschnittlich wuchs, während Erdgas überdurchschnittliche Wachstumsraten verzeichnet.

hängen vor allem davon ab, ob die Abgrenzung nach physikalischen oder ökonomisch/technischen Kriterien erfolgt.

#### *Der physikalische Ansatz*

Der physikalische Ansatz kategorisiert die verschiedenen Öle nach ihrem spezifischen Gewicht. Die Aufttrittsbedingungen oder Fördermöglichkeiten spielen hierbei keine Rolle. Nach diesem Ansatz ist Erdöl *konventionell*, wenn sein spezifisches Gewicht  $0,934 \text{ g/cm}^3$  nicht überschreitet. Hierzu werden auch die bei der Ergasförderung gewonnenen Kondensate (auch als Natural Gas Liquids (NGL) bezeichnet) mit einer Dichte unter  $0,8 \text{ g/cm}^3$  gerechnet. Öle mit einer Dichte von mehr als  $0,934 \text{ g/cm}^3$  werden als *unkonventionell* bezeichnet. Dies sind Schweröle mit einem spezifischen Gewicht zwischen  $0,934$  und  $1 \text{ g/cm}^3$  und Schwerstöle, die mit mehr als  $1 \text{ g/cm}^3$  sogar schwerer sind als Wasser. Hinzu kommen Ölsande und -schiefer sowie aus Erdgas oder Kohle gewonnenes synthetisches Erdöl.

#### *Der ökonomisch/technische Ansatz*

Beim Kriterium des ökonomisch/technischen Ansatzes steht die Frage im Mittelpunkt, welche Vorkommen mit heutiger Technik wirtschaftlich gefördert werden können. Demnach werden alle Ölvorkommen, die zum heutigen Zeitpunkt mit der heute vorhandenen Technik wirtschaftlich gefördert werden können, als *konventionell*, alle aus technisch oder wirtschaftlichen Gründen zur Zeit nicht förderbaren Vorkommen als *unkonventionell* bezeichnet. Die physikalischen Eigenschaften spielen bei diesem Ansatz keine Rolle. Wichtig ist zu beachten, dass sich die Abgrenzung zwischen konventionell und unkonventionell bei diesem Ansatz in Abhängigkeit von Preis und Technik verschiebt. An verschiedenen Orten der Erde werden Schwer- und Schwerstöle sowie Ölsande und -schiefer bereits abgebaut. Vor allem in Kanada und Venezuela besteht die wirtschaftliche Förderung von Schwerstölen und Ölsanden in grossem Rahmen seit einigen Jahren und gewinnt immer mehr an Bedeutung, was bewirkt, dass sich die Grenze zwischen konventionell und unkonventionell nach dem ökonomisch technischen Ansatz weiter „nach unten“ verschiebt (vgl.

Abbildung 2).

#### *Auswirkungen der Definitionsunterschiede*

Auf den allergrössten Teil des bis zum heutigen Zeitpunkt geförderten Öls haben die Unterschiede in den Definitionen keinen Einfluss. Der bei weitem grösste Teil der

Weltproduktion war und ist konventionelles Erdöl, dem dieses Attribut sowohl nach dem physikalischen wie auch nach dem ökonomisch/technischen Ansatz zugeschrieben wird. Es handelt sich also um Öl mit relativ geringer Dichte, das sich zur Zeit wirtschaftlich fördern lässt.

Bei der Abschätzung der in Zukunft noch förderbaren Mengen ergibt sich folgender Unterschied: Unter Annahme sich entwickelnder Technologie und bei durch Verknappung steigenden Preisen, werden neue Quellen technisch und ökonomisch förderbar. Gemäss dem *physikalischen Ansatz* steigt dadurch die Fördermenge an unkonventionellem Öl. Nach dem *ökonomisch/technischen Ansatz* hingegen verschiebt sich die Bezeichnung für gewisse Öle von unkonventionell zu konventionell. Ein Beispiel sind hier die Ölsande, die bis anhin sowohl physikalisch wie auch ökonomisch/technisch den unkonventionellen Ölen zugeordnet wurden, obwohl eine Förderung bereits 1967 rein technisch möglich, allerdings sehr teuer war. Weiterer technischer Fortschritt und ein höherer Ölpreis erlauben nun aber die konkurrenzfähige Förderung vor allem in Kanada.<sup>6</sup> Nach der physikalischen Abgrenzung wird dort nun unkonventionelles Erdöl gefördert, während nach der ökonomisch/technischen Definition die Ölsandvorkommen in Kanada neu zu den konventionellen Ölen gezählt werden. Auch Schwerstölvorkommen in Venezuela, wo Anfang 2003 vor allem politische Probleme eine effiziente Förderung verhinderten, zählen nun zu den konventionellen Ölen, da sie vom technischen Gesichtspunkt her wirtschaftlich förderbar sind.

Abbildung 2: Die Unterscheidung zwischen konventionellem und unkonventionellem Öl im Überblick

	physikalischer Ansatz	ökonomisch/technischer Ansatz
Kondensate < 0.8 g/cm <sup>3</sup>	konventionell	konventionell
Öl 0.8 bis 0.934 g/cm <sup>3</sup>		
Schweröl 0.934 bis 1 g/cm <sup>3</sup>	unkonventionell	unkonventionell
Schwerstöl über 1 g/cm <sup>3</sup>		
synthetisches Öl aus Kohle oder Erdgas		

z.B. aus Ölsanden oder Ölschiefern

flexible Grenze

fixe Grenze

<sup>6</sup> Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass gerade Ölsande stärker als konventionelles Erdöl von weiteren Kostenfaktoren abhängig sind. Vor allem für die Dampferzeugung zur Verflüssigung der Vorkommen ist der Energieeinsatz sehr gross. Hierzu wird in der Regel Erdgas verwendet, das in Nordamerika in der letzten Zeit eine starke Preissteigerung erfahren hat. Als weiteres Hindernis kommt die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch Kanada hinzu: Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss zur Gewinnung einer Tonne Erdöl aus Ölsanden ist sechs mal höher als bei konventionellem Erdöl. Aus diesen Gründen wird zur Zeit die Möglichkeit zum Bau eines eigenen Atomkraftwerkes zur Energiegewinnung für den Abbau von Ölsanden geprüft.

Quelle: eigene Darstellung

In diesem Bericht wird die Unterscheidung nach dem *physikalischen Ansatz* vorgenommen. Insbesondere betrifft dies die erwähnten Ölsand- und Schwerölvorkommen Kanadas und Venezuelas, die als unkonventionelle Vorkommen bezeichnet werden.

### 2.2.2. Erdgas

Bei Erdgas wird nur nach dem oben beschriebenen ökonomisch/technischen Ansatz zwischen konventionellem und unkonventionellem Erdgas unterschieden. Somit werden zum jetzigen Zeitpunkt wirtschaftlich förderbare Erdgasvorkommen als konventionelles, alle anderen als unkonventionelles Erdgas bezeichnet.

Eine besondere Rolle bei Erdgas spielt das sogenannte „*stranded gas*“. Dieser Begriff bezeichnet Gasvorkommen, deren Ausbeutung vom technisch Gesichtspunkt her sehr einfach möglich wäre, deren Anschluss an die zur Verteilung nötige Infrastruktur jedoch mit derart hohen Kosten verbunden ist, dass eine Ausbeutung nicht zu konkurrenzfähigen Preisen möglich ist.

### 2.2.3. Kohle

Kohle wird üblicherweise nach ihrem Energieinhalt klassifiziert. Allerdings sind bei der genauen Einteilung sehr grosse Unterschiede zwischen den Kohle produzierenden Ländern vorhanden. Aus diesem Grund wird auf internationaler Ebene versucht, eine einheitliche Klassifikation nach dem Standard der UN/ECE (United Nations Economic Commission for Europe) mit insgesamt sechs Untergruppen einzuführen. Da diese Einteilung für den vorliegenden Bericht sehr viel detaillierter ist als nötig, wird hier nur kurz auf die sehr übersichtlichen Hauptgruppen nach DIN eingegangen:

- Als *Weichbraunkohle* wird Kohle mit einem Energieinhalt zwischen 6700 und 16'500 kJ/kg bezeichnet.<sup>7</sup> Bedingt durch die daraus folgende vergleichsweise niedrige Energieausbeute erlaubt Weichbraunkohle aus wirtschaftlichen Gründen keine aufwändigen Gewinnungsverfahren oder lange Transportwege, weshalb sie meist im Tagbau abgebaut und in unmittelbarer Nähe verstromt wird.
- Zur *Hartkohle* zählen Kohlen mit einem Energiegehalt über 16'500 kJ/kg. Dies sind die Hartbraunkohlen, die Steinkohlen sowie Anthrazit. Ihr höherer Energiegehalt erlaubt auch eine grössere Belastung mit Transportkosten, weshalb Hartkohle weltweit gehandelt

---

<sup>7</sup> Bei noch geringerem Energiegehalt wird die Bezeichnung „Torf“ und nicht mehr „Kohle“ verwendet.

wird. Sogar Lager bis in eine Tiefe von 1'400 m können je nach Grösse und Qualität des Vorkommens im Tiefbau wirtschaftlich gefördert werden.

### 2.3. Substitutionsmöglichkeiten

Wie anfangs bereits gezeigt, hat Kohle seinen Rang als wichtigster Energieträger an das Erdöl abtreten müssen. In einer ersten Phase verlagerte sich die Energieerzeugung<sup>8</sup> hin zu dem viel günstiger produzierbaren Erdöl. Wie bereits erwähnt, wird Kohle heute hauptsächlich zur Stromerzeugung verwendet. Hier hat Erdgas das Potential, auf Kosten der Kohle Anteile zu gewinnen. Neue Erdgaskraftwerke zeichnen sich, neben der im Vergleich zu Kohle günstigeren Umweltbelastung, durch eine hohe Energieeffizienz aus.

Auch im von Öl dominierten Transportsektor besteht ein grosses Substitutionspotential von Erdöl durch Erdgas. Was die Ausbreitung von Erdgas bis jetzt stark behindert ist die aufwändige und kostenintensive Infrastruktur, die zum Transport und zur Lagerung von Erdgas notwendig ist. Insbesondere bei der Feinverteilung (Tankstellen) besteht noch ein sehr hoher Investitionsbedarf. Sobald dieser aber einmal getätigt ist, steht der noch stärkeren Verbreitung von Erdgas nichts im Wege.

Ein weiterer Bereich, in dem sich eine Substitution von Öl durch Erdgas insbesondere aufgrund seiner besseren Ökobilanz abzeichnet, ist der Wärmemarkt. Neue Erdgasheizungen zeichnen sich durch eine hohe Effizienz bei niedrigem Schadstoffausstoss aus. Auch hier sind jedoch die Kosten für die Infrastruktur zur Feinverteilung ein Hindernis.

### 2.4. Abgrenzung der Studie

In Absprache mit dem Auftraggeber berücksichtigt diese Studie schwergewichtig die fossilen Energieträger konventionelles Erdöl und -gas, sowie unkonventionelles Öl. Der Schwerpunkt beim unkonventionellen Öl liegt dabei auf den Ölsanden. Ölschiefer spielen eine untergeordnete Rolle, weil eine wirtschaftliche Förderung noch nicht absehbar ist. Kohle und unkonventionelles Erdgas werden nur noch bei der Frage nach der regionalen Verteilung der Vorkommen besprochen.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Diese Verschiebung betrifft den Wärme- und Strommarkt, wo Erdöl beim Bau neuer Kraftwerke der Kohle vorgezogen wurde, genauso, wie die Industrie und den Transportsektor, wo der mit Öl betriebene Verbrennungsmotor die mit Kohle betriebenen Dampfmaschinen ablöste.

<sup>9</sup> Mit nur 0,7% (vgl. [www.energie-schweiz.ch](http://www.energie-schweiz.ch), Daten für 2001) am gesamten Energieverbrauch spielt Kohle in der Schweiz eine unbedeutende Rolle. Zudem ist zur Zeit keine Technik in Sicht, die eine verstärkte Nutzung in Zukunft bei gleichzeitiger Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses ermöglichen würde. Doch auch dann liegt das grösste Potential der Kohle aufgrund ihrer Beschaffenheit in der Erzeugung von elektrischer Energie, für die in der Schweiz vor allem Wasserkraft und Kernreaktoren verantwortlich sind.

Bezüglich des Prognosehorizontes ist die zeitliche Abgrenzung aufgrund der zur Zeit erhältlichen Daten und Schätzungen das Jahr 2030. Darüber hinausgehende Prognosen sind nur möglich und sinnvoll, indem wahrscheinliche Szenarien gebildet und diskutiert werden.

Grundsätzlich gilt anzumerken, dass sich die aktuelle Diskussion um die Versorgung der Erde mit fossiler Energie hauptsächlich auf Erdöl und nur am Rande auch auf Erdgas bezieht. Wie sich weiter unten zeigen wird, sind die vorhandenen Erdgasreserven erst zu einem sehr kleinen Teil ausgebeutet, weshalb erwartet werden kann, dass die Nachfrage für die nächsten Jahrzehnte gedeckt werden wird. Beim Erdöl hingegen gehen die diesbezüglichen Meinungen sehr stark auseinander, weshalb die Diskussion der Versorgung mit Erdöl auch in dieser Studie den grössten Platz einnimmt.

### 3. Abschätzung der Reserven und Ressourcen

Bezüglich der Frage, wie lange die Erde noch mit Energie aus fossilen Energieträgern versorgt werden kann, gehen die Meinungen in Expertenkreisen weit auseinander. Während die einen eine schon demnächst auf uns zukommende Ölkrise prognostizieren, sehen andere keine Anzeichen dafür, dass der jedes Jahr steigende Gesamtenergiebedarf der Erde nicht gedeckt werden könnte, oder dass Öl in der mittelfristigen Zukunft von seinem Platz als bei weitem wichtigster Energieträger verdrängt werden könnte.

Dieses Kapitel gibt deshalb in einer ersten Einführung einen Überblick über die verschiedenen Positionen, die aufzeigt, in welcher Größenordnung die Unterschiede liegen. Um Missverständnisse in der späteren Diskussion zu vermeiden, werden in dieser Einführung zudem auch die relevanten Fachbegriffe (insb. die Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen) besprochen.

In einem nächsten Schritt werden die beiden Positionen ausführlich separat dargestellt. Darauf folgt eine Bewertung, die auf Probleme in den Argumentationen hinweist und aufzeigt, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Annahmen auf die Prognosen haben. Einem ausführlicheren Überblick über verschiedene neuere Abschätzungen der noch ausschöpfbaren Vorkommen folgt eine Zusammenfassung mit Zwischenfazit.

#### 3.1. Einführung

##### 3.1.1. Die Frage nach dem Ende des Kohlenwasserstoffzeitalters

Alle Experten sagen voraus, dass noch weit über das Jahr 2100 hinaus prinzipiell abbaubare Erdölvorkommen vorhanden sein werden. Wichtiger als die Frage, *wie lange* noch fossile Energieträger – und insbesondere Erdöl – abgebaut werden können, ist daher die Frage, wie lange sie noch *in genügenden Mengen* vorhanden sein werden. Eine Möglichkeit der Mengenangabe, die gleichzeitig auch den Bedarf berücksichtigt, ist das Ausdrücken der Reserven und Ressourcen in der sogenannten statischen Reichweite, bei der die Menge in Anzahl aktuellen Jahresproduktionen angegeben wird.<sup>10</sup> Je nach Quelle variiert diese zwischen 36<sup>11</sup> und 187<sup>12</sup> Jahren.<sup>13</sup>

Experten des pessimistischen Lagers lehnen diese Form der Mengenangabe jedoch ab, da sie betonen, dass die Erdölproduktion nicht plötzlich von einem hohen Niveau auf Null

---

<sup>10</sup> Vgl. hierzu den folgenden Kasten, insb. zu den Grenzen dieses Masses. In der Regel werden nur die Reserven zu der aktuellen Jahresproduktion in Beziehung gesetzt.

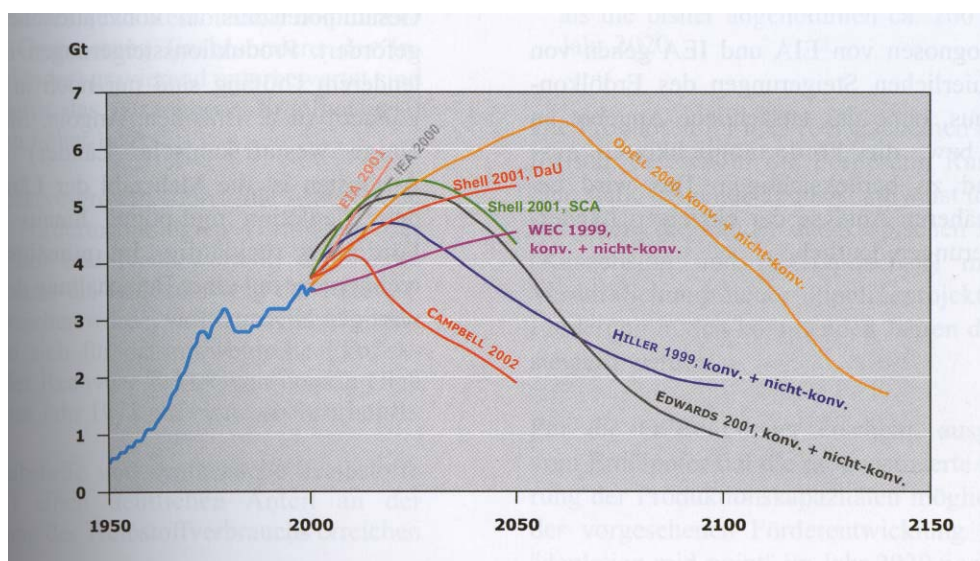
<sup>11</sup> Campbell (2000).

<sup>12</sup> Odell (1998) in BGR (2003).

<sup>13</sup> Referenzwert: Jahresproduktion des Jahres 2000 von ca. 27 Gb.

abfallen, sondern – nach einem Höhepunkt, dem sogenannten Peak – über viele Jahrzehnte hinweg abnehmen und ausklingen wird. Prognosen zu diesem Verlaufsmuster des Erdölangebotes aus verschiedenen Studien neueren Datums (ab 1995) zeigt Abbildung 3. Dabei wird deutlich, dass auch hier zwischen den einzelnen Positionen beträchtliche Unterschiede bestehen. Von besonderer Relevanz ist der bereits erwähnte Punkt der maximalen Produktion, der Peak, da spätestens mit der Abnahme der Produktionsrate damit gerechnet muss, dass die Nachfrage das Angebot übersteigen wird. Die pessimistischste Prognose in Abbildung 3 erwartet ihn zu Beginn dieses Jahrzehnts, die optimistischste erst nach dem Jahr 2060.

Abbildung 3: Vergleich verschiedener Prognosen für den Verlauf des Erlangebotes



Quelle: BGR (2003), 1 Mrd. t Öl entspricht 7,35 Gb Öl

Entsprechend diesen Prognoseunterschieden werden die verschiedenen Experten in zwei Lager eingeteilt:

- Das Lager der Pessimisten erwartete bis vor Kurzem eine *noch in diesem Jahr* beginnende Verknappung des Erdöls,<sup>14</sup> da sich die Produktion nicht mehr weiter steigern lässt, um die Nachfrage befriedigen zu können. Die Pessimisten stützen sich dabei vor allem auf Prognosen Campbells (vgl. Kurve (4) in Abbildung 3). Nach neuesten Berechnungen geht diese Gruppe von Experten nun von einer Verknappung im Jahr 2010 aus.<sup>15</sup>
- Das Lager der Optimisten sieht keinen Grund zur Beunruhigung und erwartet, dass die steigende Nachfrage nach Energie – und insbesondere nach Erdöl – mindestens bis zum Jahr 2030 problemlos befriedigt werden kann.<sup>16</sup> Sehr optimistischen Prognosen wie Odell

<sup>14</sup> Prognose aus dem Jahr 1999; vgl.: [www.oilcrisis.com/campbell/assessments.htm](http://www.oilcrisis.com/campbell/assessments.htm).

<sup>15</sup> vgl. z.B. ASPO (2002)

<sup>16</sup> vgl. z.B. IEA (2002), S.25.

(vgl. Kurve (2) in Abbildung 3) zufolge, hat das Erdölzeitalter im Prinzip gerade erst begonnen und ist noch weit von seinem Höhepunkt entfernt.

Bereits im letzten Kapitel wurde darauf hingewiesen, dass sich die von den Pessimisten angeregte Diskussion hauptsächlich auf Erdöl und nur am Rande auch auf Erdgas bezieht. Die hier beschriebenen Positionen beziehen sich deshalb ebenfalls zur Hauptsache auf Erdöl.

### 3.1.2. Definitionen

Der folgende Kasten erklärt die in der Literatur verwendeten Fachbegriffe, die zum Verständnis der Aussagen von pessimistischer und optimistischer Seite grundlegend sind.

#### Reserven und Ressourcen – Eine Begriffsabgrenzung

- Zu den *Reserven* werden bekannte Vorkommen gerechnet, die mit der heutigen Technik wirtschaftlich förderbar sind.
- *Ressourcen* hingegen sind bekannte oder vermutete Vorkommen, die sich wegen technischer oder wirtschaftlicher Grenzen zum jetzigen Zeitpunkt nicht fördern lassen. *Alle* Vorkommen, die nicht zu den Reserven zählen, sind somit Ressourcen.<sup>17</sup>

Als *Gesamtressourcen* bezeichnet man die Summe der Reserven und Ressourcen.

- Soll die gesamte Menge eines fossilen Rohstoffs, die nach heutigen Abschätzungen im Laufe der Zeit gefördert werden kann, beschrieben werden, so spricht man von der *EUR*, der *Estimated Ultimate Recovery*, dem geschätzten Gesamtpotential. Hierzu zählen die bisher geförderte Menge<sup>18</sup>, die Reserven und die Ressourcen.
- Ein weiterer in der Fachliteratur sehr viel verwendeter Begriff, wenn es um die Mengenabschätzung fossiler Energieträger geht, ist die *statische Reichweite* oder auf Englisch das *reserve/production ratio*. Wie der englische Begriff deutlich macht, werden hierfür die Reserven durch die aktuelle Jahresproduktion geteilt. Die Menge wird also nicht in wenig intuitiven Tonnen, Millionen Barrel oder Trillionen Kubikfuß, sondern in Anzahl Jahresproduktionen angegeben. Der Begriff „statisch“ weist darauf hin, dass im Gegensatz zu einer dynamischen Betrachtung keine Rücksicht darauf genommen wird, wie realistisch die Annahme einer in Zukunft auf heutigem Niveau konstanten Produktionsmenge ist. Die statische Reichweite ist also nie als Zeit- sondern vielmehr als eine intuitive Form der Mengenangabe zu verstehen.<sup>19</sup>

### 3.1.3. Die Messtechnik

In untenstehendem Kasten wird eine kurze Übersicht darüber geboten, wie Abschätzungen des Volumens eines Ölfeldes entstehen und welche Technik dabei benötigt wird.

<sup>17</sup> Achtung: Die Reserven sind *nie* Teil der Ressourcen.

<sup>18</sup> Eine gängige Bezeichnung ist auch „kumulierte Förderung“.

<sup>19</sup> vgl. Kap 3.2.3. und Kap 5.1.

### Messtechniken für die Bestimmung der Ölvolumen in einem Feld

#### *Erste Volumenberechnung*

Das Volumen einer Struktur (sog. Ölfalle) wird aus dem Produkt der effektiven Porosität zwischen dem Dach der Struktur und dem Öl-Wasserkontakt, dem Sättigungsgrad und einem Expansionsfaktor berechnet. Die Verhältnisse im unmittelbaren Umfeld der Testbohrung werden dabei über das ganze Gebiet der Struktur extrapoliert. Zur Bestimmung der tatsächlichen Ergiebigkeit des Reservoirs sind Produktionstests unumgänglich.

#### *Produktionstests*

In einem Reservoir, aus dem über eine kurze Zeit eine bestimmte Menge Öl fließt, senkt sich der ursprüngliche Druck. Sobald der Fluss durch das Bohrloch gestoppt wird, gleicht sich dieser wieder aus. Die Produktionsrate, die Dauer und die Art und Weise, wie sich der Druck wieder aufbaut, sind neben den Eigenschaften des Öls die wichtigsten Faktoren, die in die Volumenberechnung eingehen. Je länger die Versuchsdauer, umso tiefer der Blick ins Reservoir. Das Öl, das während der ersten Tests produziert wird, geht nicht in die Statistiken der Produktion ein.

#### *Unsicherheiten*

Die Produktionstests ermöglichen relativ genaue Volumenvorhersagen (+-20%) falls die Reservoirgeologie dem zur Berechnung angewendeten Modell entspricht. Oft aber beeinflussen Brüche und Änderungen in der Porosität, Permeabilität oder dem Wassergehalt die Vorhersagen. Solche Unstetigkeiten werden oft im ersten Produktionsjahr entdeckt und der Feldentwicklungsplan sowie die Reservevolumen werden dementsprechend neu festgelegt.

## 3.2. Die Sichtweise des pessimistischen Lagers

Zur Beschreibung der Position der Pessimisten wird vor allem auf die beiden Autoren Colin J. Campbell und Jean H. Laherrère, die prominentesten Vertreter des Lagers, eingegangen, da sie direkten Zugang zu statistischen Daten haben und sich andere Autoren dieses Lagers deshalb immer wieder auf sie berufen, ohne selber Analysen durchzuführen.

### 3.2.1. Die Datenqualität

Der erste grosse Kritikpunkt der Pessimisten an optimistischen Prognosen betrifft die verwendeten Daten. Hier unterscheiden die Pessimisten zwischen technischen und

politischen beziehungsweise finanziellen Daten.<sup>20</sup> Die beiden Autoren Campbell und Laherrère haben Zugang zu technischen Daten, die entweder nicht öffentlich oder nur zu sehr hohen Kosten erhältlich sind. Diese sind gemäss ihrer Aussage die einzig verlässlichen, da sie den Ölfirmen als Grundlage für Investitionsentscheide dienen. Im Gegensatz dazu lehnen sie Daten generell ab, die gemäss Börsenrichtlinien erstellt wurden oder von politischen, öffentlich oder kommerziellen Stellen<sup>21</sup> publiziert werden. Diese Daten sind nach Auffassung der Pessimisten zu stark von anderen Anreizen (Politik, Aktienkurs usw.) beeinflusst. Im folgenden sind die Schwerpunkte der Argumentation der Pessimisten dargestellt.

### *Politische Daten: Der OPEC-Sprung*

Als Beweis für den Einfluss der Politik auf Daten wird immer wieder auf die in OPEC-Ländern staatlich kontrollierten Zahlen verwiesen. So zum Beispiel auf den sogenannten OPEC-Sprung, als nacheinander alle OPEC-Länder die Angaben zu ihren Ölreserven um insgesamt 300 Milliarden Barrels erhöhten. Venezuela hatte 1987 neu seine Schwerstölreserven miteingeschlossen, was eine Verdoppelung der Reserven verursachte und eine Erhöhung der Förderquote auf Kosten anderer Länder bedeutet hätte. Diese sahen sich also gezwungen, die Angaben über ihre Reserven ebenfalls zu erhöhen, um ihre Quote halten zu können. Wegen ihrer ‚politischen‘ Entstehung schliessen Pessimisten diese 300 Milliarden Barrels in ihren Berechnungen aus. Tabelle 1 zeigt die Entwicklung der Reservezahlen von sechs OPEC-Ländern, mit den massiven Sprüngen (hinterlegt) von 1987 auf 1988 (Saudi Arabien hat erst 1989 nachgezogen).

---

<sup>20</sup> vgl. z.B. Laherrère (2001) – Anmerkung: Da sich die grundsätzlichen Argumente in den einzelnen Veröffentlichungen nicht wesentlich unterscheiden, werden lediglich einzelne Beispiele zitiert, anstatt jeweils mehrere Quellen angegeben, die sich entweder aufeinander beziehen oder vom gleichen Autor stammen.

<sup>21</sup> z.B.: OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries, EIA – Energy Information Agency, USGS – United States Geological Survey, IEA – International Energy Agency, BP

Tabelle 1: Entwicklung der Reservezahlen ausgewählter OPEC-Länder 1980-1998 (in Gb)

	<b>Abu Dhabi</b>	<b>Iran</b>	<b>Irak</b>	<b>Saudi Arabien</b>	<b>Venezuela</b>
<b>1980</b>	28.0	58.0	31.0	163.4	17.9
<b>1981</b>	29.0	57.5	30.0	165.0	18.0
<b>1982</b>	30.6	57.0	29.7	164.6	20.3
<b>1983</b>	30.5	55.3	41.0	162.4	21.5
<b>1984</b>	30.4	51.0	43.0	166.0	24.9
<b>1985</b>	30.5	48.5	44.5	169.0	25.9
<b>1986</b>	30.0	47.9	44.1	168.8	25.6
<b>1987</b>	31.0	48.8	47.1	166.6	25.0
<b>1988</b>	<b>90.2</b>	<b>92.9</b>	<b>100.0</b>	167.0	<b>56.3</b>
<b>1989</b>	92.2	92.9	100.0	170.0	58.1
<b>1990</b>	92.2	92.9	100.0	<b>257.5</b>	59.1
<b>1991</b>	92.2	92.9	100.0	257.5	59.1
<b>1992</b>	92.2	92.9	100.0	257.9	62.7
<b>1993</b>	92.2	92.9	100.0	258.7	63.3
<b>1994</b>	92.2	89.3	100.0	258.7	64.5
<b>1995</b>	92.2	88.2	100.0	258.7	64.9
<b>1996</b>	92.2	93.0	112.0	259.0	64.9
<b>1997</b>	92.2	93.0	112.5	259.0	71.7
<b>1998</b>	92.2	89.7	112.5	259.0	72.6

Quelle: eigene Darstellung, Campbell (1999)

### *Uneinheitliche Umrechnungsfaktoren*

Weiter verweisen die Pessimisten auf uneinheitliche Umrechnungsfaktoren zwischen Volumen-, Gewichts-, und Energieeinheiten sowie den unterschiedlichen Öl- und Gassorten. Diese variieren je nach erhebender Organisation. Hinter diesen Unterschieden vermuten die Pessimisten vor allem politische Interessen. Die dadurch entstehenden Verzerrungen stufen sie als erheblich ein.<sup>22</sup>

### *Grundsätzliche Datenprobleme der industrialisierten Welt*

Laherrère<sup>23</sup> weist zudem auf Datenprobleme in anderen Industrien und Sektoren hin, von denen er dann auch auf die Ölindustrie schliesst. So erwähnt er die Schwierigkeiten bei der länderübergreifenden Kommunikation der NASA bezüglich Masseinheiten, die zum Absturz einer Marssonde führten und weist weiter auf den Millenniums-Bug in der

<sup>22</sup> vgl. Laherrère (2001).

<sup>23</sup> Laherrère (2001).

Softwareindustrie, die letzten Präsidentschaftswahlen, sowie die Stromausfälle in Kalifornien hin.<sup>24</sup>

### 3.2.2. Reservenwachstum und Neufunde

#### *Die Wahrscheinlichkeit der Reservenangaben*

Da der Inhalt eines Öl- oder Gasfeldes nicht gemessen sondern nur geschätzt werden kann, beruhen die Angaben dazu auf mehr oder weniger grossen Wahrscheinlichkeiten. Je höher die geforderte Wahrscheinlichkeit der Reservenabschätzung eines Öl- oder Gasfeldes, umso kleiner werden die Angaben zu dessen Reserven ausfallen. Der folgende Kasten bietet einen Überblick über die verwendeten Wahrscheinlichkeiten und ihre Nomenklatur und die speziellen Regeln der amerikanischen Börsenaufsicht SEC (Securities and Exchange Commission).

#### **Proved, probable und possible – Angaben zu den Wahrscheinlichkeiten der Reservenabschätzungen**

Zur Beschreibung der Wahrscheinlichkeiten, mit der man annimmt, dass die angegebenen Reserven auch tatsächlich gefördert werden können, werden oft die Begriffe proved, probable und possible verwendet. Als „proved“ (abgekürzt „P“) gelten Reserven mit mindestens 90%iger Förder-Wahrscheinlichkeit, als „proved and probable“ (abgekürzt „2P“ oder „PP“) solche mit mindestens 50%iger Wahrscheinlichkeit und als „proved, probable and possible“ (abgekürzt „3P“ oder „PPP“) solche mit mindestens 10% Wahrscheinlichkeit.

Werden andere Wahrscheinlichkeiten verwendet, werden diese mit einem grossen P und der entsprechenden Prozentzahl dargestellt. Üblich sind ausser den oben bereits erwähnten (v.a. in den USA) noch P5 und P95.

Die in dieser Studie verwendeten Angaben beziehen sich auf „proved and probable“ Reserven.

---

<sup>24</sup> Einen noch weiteren Bogen spannt Winter (1996), der die Öldaten als Desinformationskampagne bezeichnet und mit dem Vietnamkrieg, der Überschätzung der wirtschaftlichen Macht der UdSSR, dem Antisemitismus des 20. Jahrhunderts (insb. A. Hitler) sowie den Gräueltaten ehemaliger Kolonialmächten in ihren Kolonien in Beziehung setzt.

### **Bestimmungen der SEC zu den Reserveangaben für an der amerikanischen Börse kotierte Ölfirmen**

Als mit der Entdeckung des Erdöls in den USA immer mehr Erdölfirmen an die Börse drängten, bestimmte die amerikanische Börsenaufsicht (SEC – Securities and Exchange Commission), dass zum Schutz der Investoren als Reserven nur Vorkommen angegeben werden dürfen, die mit 95%iger Wahrscheinlichkeit auch gefördert werden können und die zudem bereits angebohrt sind.

Die strengen Vorschriften der SEC haben zwei bedeutende Auswirkungen auf die Angaben der Reserven:

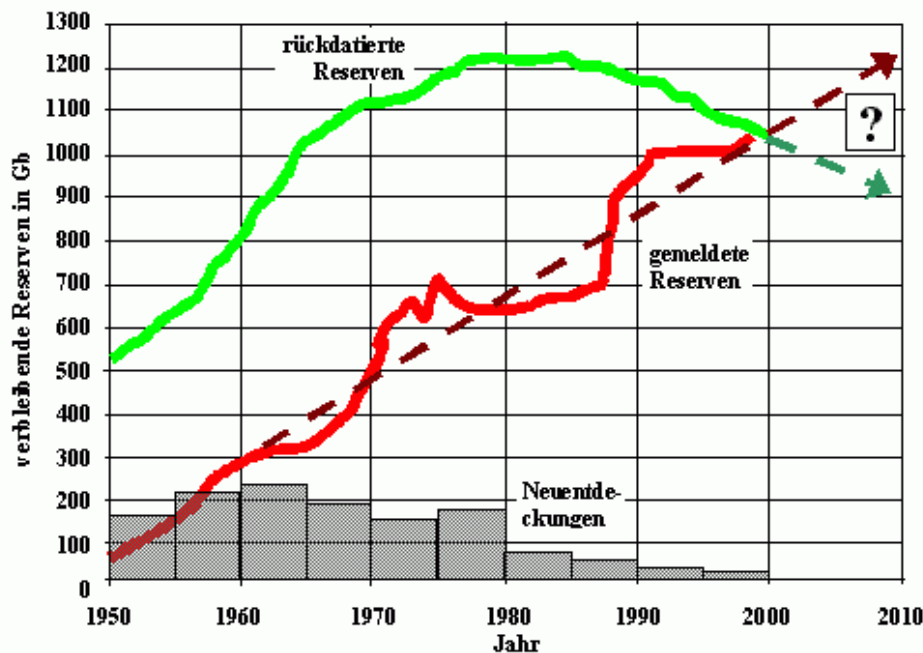
- Da zu Beginn der Ausbeutung eines Öl- oder Gasfeldes dessen Eigenschaften noch sehr wenig bekannt sind, wird eine Schätzung der mit 95%iger Wahrscheinlichkeit förderbaren Reserven sehr konservativ ausfallen müssen. Dies hat zur Folge, dass die angegebenen Reserven im Verlaufe der Förderung und der dadurch zunehmenden Kenntnisse des Feldes immer wieder nach oben korrigiert werden müssen.
- In der näheren Umgebung grösserer Öl- und Gasfelder befinden sich immer auch kleinere Vorkommen. Werden diese aus ökonomischen Gründen aber erst später angebohrt, dürfen sie nach SEC erst zu diesem Zeitpunkt in die Reserven aufgenommen werden, auch wenn ihre Existenz schon viel früher als sicher erachtet wurde.<sup>25</sup>

Je höher die Wahrscheinlichkeit ist, mit der eine Reserveangabe gemacht wird, umso grösser ist meist auch die Wahrscheinlichkeit, mit der die effektiv geförderte Menge grösser ausfallen wird, als ursprünglich angegeben. In der Literatur wird dieser Effekt als Reservenwachstum bezeichnet.

---

<sup>25</sup> Zudem sind aufgrund dieser Regelung Angaben für amerikanische Reserven meist als Zahlen mit 95%iger Wahrscheinlichkeit angegeben und müssen zum Vergleich mit anderen Angaben mithilfe statistischer Methoden zuerst auf eine Wahrscheinlichkeit von 50% umgerechnet werden. Die dazu üblicherweise verwendeten Methoden werden von den Pessimisten als mangelhaft eingestuft (vgl. Laherrère (2001)).

Abbildung 4: Gegenüberstellung von Reservenangaben nach Meldezeitpunkt und rückdatiert auf den Entdeckungszeitpunkt des entsprechenden Vorkommens weltweit



Quelle: eigene Darstellung nach <http://www.oilcrisis.com/laherrere> und Campbell et al. (1998).

Die Tatsache, dass Reservenwachstum und Neuentdeckungen von Ölvorkommen oft nicht unterschieden werden, ist ein wichtiger Kritikpunkt der Pessimisten. Diese weisen darauf hin, dass eine Vergrößerung der Reserven, die nur auf einer Neueinschätzung beruht, konsequenterweise auf das Datum der Entdeckung des Feldes zurückdatiert werden muss. Die Zunahme der Reserven, die durch Reservenwachstum und Neufunde entsteht, wird sonst zur Gegenwart hin verzerrt und von Optimisten oft allgemein als Entdeckungsrate gedeutet. Trendberechnungen aufgrund dieser Daten, die eine stetige und weiter anhaltende Zunahme der Reserven suggerieren, sind problematisch.

Abbildung 4 zeigt den Effekt einer Rückdatierung. Insbesondere wird so deutlich, dass die Entdeckung neuer Vorkommen seit den 60er Jahren abnimmt und die Reserven als Ganzes (ohne den OPEC-Sprung, der in der Kurve der rückdatierten Reserven ausgeschlossen ist) seit Mitte der 80er Jahre abnehmen. Ebenfalls eingezeichnet ist, wie unterschiedlich Trends verlaufen, je nachdem aufgrund welcher Kurve sie berechnet wurden.

In der stetigen Abnahme der Neuentdeckungen bei gleichzeitiger Zunahme der Bohraktivitäten, sehen die Pessimisten den Beweis dafür, dass die relevanten Ölvorkommen der Erde bereits alle gefunden sind.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> vgl. Campbell et al. (1998).

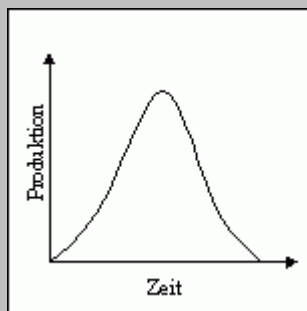
### 3.2.3. Erschöpfung der fossilen Energieressourcen oder Nachfrageüberhang

Die Pessimisten weisen darauf hin, dass in der Diskussion über die Verknappung fossiler Energieträger zwei verschiedene Fragestellungen ganz klar zu trennen sind, da sonst leicht Missverständnisse und Fehleinschätzungen entstehen können. Die eine Frage lautet, wann der letzte Tropfen Öl oder der letzte Kubikmeter Erdgas gefördert werden wird. Die andere Frage ist, wann nur noch weniger Energie aus fossilen Energieträgern als benötigt produziert werden kann; wann also die Nachfrage grösser als das Angebot ist. Als erster auf diese Frage aufmerksam gemacht hat M. King Hubbert, dessen Modell von Pessimisten oft beigezogen wird (vgl. Kasten).

#### Das Hubbert-Modell

Eine zentrale Rolle in den Prognosen der Pessimisten spielt das 1956 veröffentlichte Modell des Shell Öl-Geologen M. K. Hubbert. Hubbert beobachtete, dass die Fördermengen von Ölfeldern zuerst exponentiell anstiegen, etwa zum Zeitpunkt der Hälfte der gesamten Fördermenge nach einem oder mehreren Maxima dann aber auch wieder exponentiell abfielen. Hubbert hat betont, dass der Verlauf der Kurven nicht von vornherein feststeht. Er selbst hat aber meist eine glockenförmige Form verwendet (siehe Grafik), auf die sich die Pessimisten abstützen und die gemeinhin als Hubbert-Kurve bezeichnet wird.<sup>27</sup>

Besonders wichtig ist dabei die Tatsache, dass die Produktionsrate ungefähr zeitgleich mit der Erschöpfung der Hälfte des Vorkommens, dem sogenannten depletion mid-point, stetig abnimmt. Die höchste Produktionsrate wird als Peak-Produktion bezeichnet.

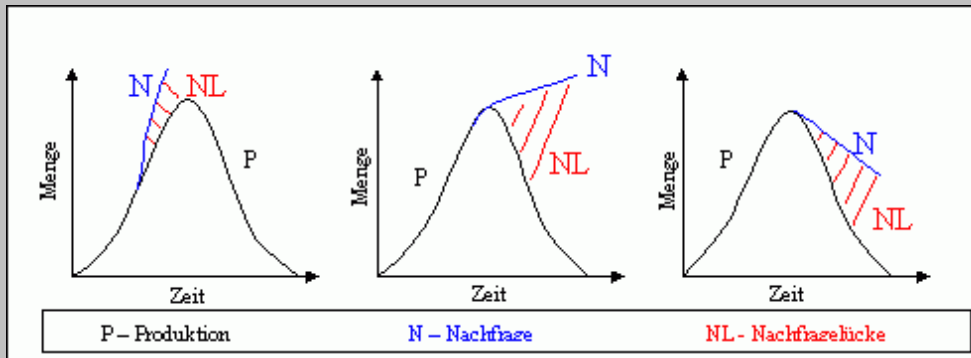


Hubbert hat darauf hingewiesen, dass nicht erst das Erschöpfen eines Rohstoffs zum Problem werden kann, sondern bereits die sinkende Produktionsrate nach dem Peak. Die Frage hat also nicht zu lauten, wann der letzte Tropfen Öl gefördert sein wird, sondern

<sup>27</sup> Gemäss Hubbert kann der Produktionsverlauf jede beliebige Form annehmen, solange die Kurve bei Null beginnt und nach mindestens einem Maximum wieder auf Null zurückfällt. Er selbst hat seine ersten Kurven von Hand gezeichnet. Dass deren Ausdrücken durch eine mathematische Formel nicht ganz einfach ist, zeigt Laherrère (2000a).

wann die Nachfrage höher ist als die maximale Produktionsrate, was insbesondere nach dem Peak sehr wahrscheinlich ist.

Untenstehende Grafiken zeigen drei Situationen, in denen die Nachfrage nicht befriedigt werden kann. Dabei wird deutlich, dass spätestens nach dem Peak eine sogenannte Nachfragerücke höchst wahrscheinlich ist.



Wächst die Nachfrage schneller als die maximal mögliche Produktionsrate, so kommt es bereits vor dem Peak zu einer Nachfragerücke.<sup>28</sup> Bei weniger steil aber insgesamt steigender Nachfrage wird der Peak der Beginn der Nachfragerücke sein. Die letzte Grafik zeigt, dass auch eine mit dem Peak extrem zurückgehende Nachfrage keine Gewähr bietet, dass keine Lücke entsteht.

Nach Aussage der Pessimisten<sup>29</sup> hat Hubbert mit diesem Modell den Verlauf der Ölproduktion in den USA und insbesondere ihren Höhepunkt (Peak) im Jahre 1970 bereits 1956 äusserst genau vorhergesagt.<sup>30</sup> Diese Tatsache wird immer wieder als Beweis für die Genauigkeit der mit diesem Modell erstellten Prognosen herangezogen.

Nicht erst die vollständige Erschöpfung der fossilen Energieträger stellt also den Engpass dar, sondern der Zeitpunkt, ab dem sich die Produktion nicht mehr im Gleichschritt mit der Nachfrage entwickeln kann (vgl. Kasten oben); insbesondere nach dem Peak, dem Zeitpunkt, an dem die Produktion nach dem Hubbert-Modell nur noch abnehmen wird.

<sup>28</sup> Dieses Szenario beschreibt die Situation in den USA in den 60er Jahren, als die heimische Produktion die Nachfrage nicht mehr befriedigen konnte. Bereits vor dem Peak im Jahre 1970 mussten die USA Öl aus dem Nahen Osten einführen.

<sup>29</sup> vgl. z.B. Duncan et al. (1999).

<sup>30</sup> Vgl. Kap. 3.3.2. , da diese Aussage im optimistischen Lager alles andere als unbestritten ist.

*Die Frage der nötigen Genauigkeit der Reservenabschätzung zur Vorhersage des Peaks*

Da eine grundsätzliche Kritik der Optimisten an den Pessimisten die zu konservative Abschätzung der Reserven ist, hat A. A. Bartlett<sup>31</sup> in einer Studie untersucht, wie stark der Zeitpunkt des Peaks von der Reservenabschätzung abhängig ist.

Abbildung 5 zeigt den bisherigen Verlauf der weltweiten Ölproduktion und drei Hubbert-Kurven mit verschiedenen Abschätzungen der möglichen Gesamtproduktion. Mit der pessimistischen Einschätzung einer EUR von 2000 Gb wurde der Peak mit den von Bartlett gewählten Kurven bereits 2002 überschritten. Vergrössert man die EUR nun um 50% auf 3000 Gb, so schiebt sich der Peak um lediglich 17 Jahre in die Zukunft. Sogar eine Verdoppelung auf 4000 Gb verschiebt den Peak nur bis 2032. Nach Bartletts Berechnungen verzögert jede zusätzlich entdeckte Milliarde Barrel Öl den Peak um lediglich 5.5 Tage.<sup>32</sup>

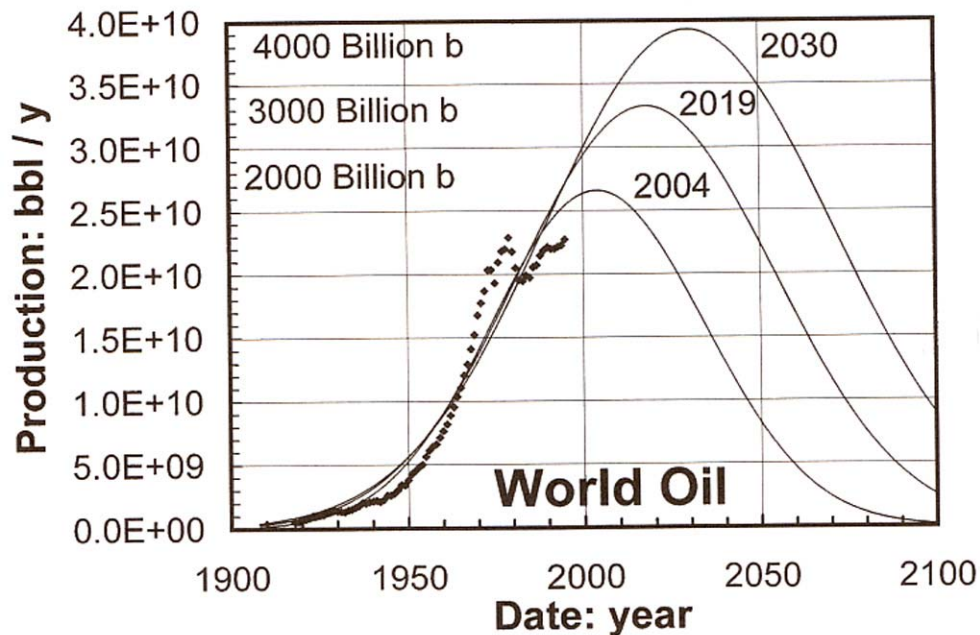
Aus Sicht der Pessimisten bekräftigt diese Studie die Notwendigkeit einer Warnung vor einem demnächst bevor stehenden Peak mit den damit verbundenen Versorgungsengpässen. Auch in dem Fall, dass ihre Abschätzungen der Reservenmenge um das Doppelte übertroffen werden, sehen sie einen Peak in den nächsten drei Jahrzehnten eintreffen.

---

<sup>31</sup> Bartlett (2000).

<sup>32</sup> Ein Grössenvergleich: Gemäss IEA (2002) hat Grossbritannien, der wichtigste Ölproduzent Europas, bis Ende 2001 insgesamt 14 Milliarden Barrel produziert. Deren Förderung haben nach Bartletts Berechnungen den Peak um lediglich zweieinhalb Monate verzögert.

Abbildung 5: Verlauf der Hubbert-Kurve und Angabe des Peak-Jahres für verschiedene Annahmen der Ölreserven



Quelle: Bartlett (2000)

#### *Kritik an der Anwendung des Modells aus den eigenen Reihen*

Allerdings ist die richtige Anwendung des Hubbert-Modells auch unter den Pessimisten nicht unumstritten. So weist Laherrère<sup>33</sup> darauf hin, dass die Anwendung dieses Modells nicht unproblematisch ist und in gewissen Situationen überhaupt nicht erfolgen sollte. So erklärt er, dass sich das Modell nicht für Prognosen eignet, wenn die Förderung durch politische oder wirtschaftliche Ereignisse beeinflusst wurde, da im Modell davon ausgegangen wird, dass immer die maximal mögliche Menge gefördert wird.<sup>34</sup> Auch die Rolle einiger OPEC-Staaten (v.a. Saudi Arabien) als so genannte ‚Swing‘-Produzenten, die nicht mit dem Maximum produzieren, sondern ihre Förderquoten der Nachfragerücke anpassen, die die Nicht-OPEC-Produktion nicht zu decken vermag, schränkt die Aussagekraft des Hubbert-Modells ein. Ein weiterer Punkt ist, dass für Anwendungen des Hubbert-Modells von nur einem Entdeckungszyklus ausgegangen werden kann. Zudem weist Laherrère darauf hin, dass genaue Berechnungen erst anhand von Daten *nach* dem Peak möglich sind.

<sup>33</sup> Laherrère (2000a).

<sup>34</sup> Dies war in den USA in den 60er Jahren, der Fall, als die amerikanischen Vorkommen stets mit maximaler Produktionskapazität ausgebeutet wurden, weshalb dort das Hubbert-Modell auch relativ gut angewendet werden kann.

### 3.2.4. Die Definition konventionellen Öls

Für ihre Prognosen, wie lange die Nachfrage nach Öl noch aus *konventionellen* Quellen befriedigt werden kann, verwenden die Pessimisten eine sehr enge Definition. So gehen zum Beispiel Campbell und Laherrère von „einfach zugänglichem Rohöl“<sup>35</sup> und Duncan und Youngquist von „Quellen, die mit primären und sekundären Ausbeutungsmethoden bewirtschaftet werden können“<sup>36</sup> aus. So werden Vorkommen an schwer zugänglichen Orten (polare Gebiete, Meerestiefen > 500m) und bei der Gasgewinnung anfallende Kondensate (NGL) ausgeschlossen.<sup>37</sup>

### 3.3. Die Sichtweise des optimistischen Lagers

Die Optimisten halten das Szenario einer baldigen Verknappung an fossilen Energieträgern und insbesondere einer solchen des Erdöls für höchst unwahrscheinlich. Diese Einschätzung beruht vor allem auf sieben Punkten:

1. Der weniger konservativen Abschätzung der Menge des noch zu fördernden konventionellen Öls.
2. Der Kritik am Hubbert-Modell.
3. Der Tatsache, dass frühere Prognosen immer zu pessimistisch waren und die heutigen immer noch auf den gleichen Grundlagen berechnet werden.
4. Der Tatsache, dass auch rückdatierte Reservedaten Verzerrungen enthalten.
5. Einem sich anbahnenden neuen Entdeckungszyklus.<sup>38</sup>
6. Dem technischen Fortschritt
7. Der so genannten Energiepyramide.

Generell ist zu bemerken, dass die Optimisten kein derart eng kooperierendes Lager darstellen wie die Pessimisten, die versuchen, durch gemeinsames Auftreten<sup>39</sup> mehr Gehör zu bekommen. Ein grosser Teil der Optimisten sieht überhaupt kein Problem und kümmert sich deshalb auch nicht um die Kritik der Pessimisten. Nur wenige Optimisten nehmen mit

---

<sup>35</sup> vgl. Campbell et al. (1998), S.78: „... readily accessible crude oil (socalled conventional oil)“.

<sup>36</sup> vgl. Duncan et al. (1999), §1: „... conventional oil (defined as oil from wells using only primary and secondary recovery methods)“ Die verschiedenen Fördermethoden und ihre Bezeichnung wird in Kap. 3.3.5. genauer beschrieben.

<sup>37</sup> vgl. Campbell (2002a).

<sup>38</sup> Es ist sogar denkbar, dass diesem noch weitere folgen könnten.

<sup>39</sup> vgl. z.B. [www.oilcrisis.com](http://www.oilcrisis.com).

konkreten (Gegen-)Argumenten Stellung zu der pessimistischen Kritik. Da aus ihrer Sicht überhaupt kein Grund zur Beunruhigung besteht, fehlt auf ihrer Seite auch der Druck zur rechtzeitigen Warnung vor einer heraufziehenden Katastrophe.<sup>40</sup>

### 3.3.1. Die EUR konventionellen Erdöls

Bei der Abschätzung der gesamten Menge noch zu fördernden Erdöls verwenden Optimisten eine weniger enge Definition als die Pessimisten (vgl. Kap. 3.2.4. ) und schliessen deshalb Tiefseevorkommen, sowie sämtliche Kondensate mit ein. Auch bei der Einschätzung noch zu findender Vorkommen und bei durch technologischem Fortschritt steigenden Ausbeutungsraten bestehender Quellen sind ihre Annahmen sehr viel grosszügiger. Während sich die Prognosen der Pessimisten also lediglich auf die einfach und günstig produzierbaren Vorkommen beziehen, prognostizieren die Optimisten die Produktion von Erdöl nach einer breiteren Definition, was konsequenterweise eine entsprechend optimistischere Einschätzung zur Folge hat.

### 3.3.2. Die Kritik am Hubbert-Modell

Die Kritik von Optimisten am Hubbert-Modell bezieht sich vor allem auf drei Punkte:

1. Die Tatsache, dass es allein auf empirischen Grundlagen beruht.
2. Die von den Pessimisten immer wieder vorgebrachte hohe Genauigkeit der damit von Hubbert selbst erstellten Prognosen.
3. Die Bestimmung der Fläche unter der Kurve.

#### *Die empirischen Grundlagen*

Das Hubbert-Modell beruht auf Beobachtungen der Produktionszyklen einzelner Ölfelder und gesamter Regionen. Hubbert selbst ging davon aus, dass der Produktionsverlauf zu Beginn exponentiell ansteigt und nach einem oder mehreren Maxima auch wieder exponentiell fällt. Eine Prognose, welche genaue Form die Kurve eines Feldes oder einer Region haben wird, lässt sich nicht im Vornherein machen (vgl. Kasten). Hubbert beobachtete allerdings, dass der Punkt, an dem die Produktionsrate nur noch sinkt, der Peak, sehr eng mit dem Punkt, an dem die Hälfte der Gesamtmenge gefördert ist, zusammenfällt.

---

<sup>40</sup> Hinzu kommt, dass optimistische Prognosen oft von Organisationen und nicht einzelnen Personen kommen. Die USGS, deren Prognose recht optimistisch ist und von Laherrère deshalb auch mit harscher Kritik bedacht wird (vgl. Laherrère (2000a&b)), veröffentlicht auf seiner Homepage zum Beispiel trotzdem ein Poster zum Ausdrucken, das Grafiken Campbells enthält, die einen Öl-Peak für das Jahr 2000 zeigen. Es ist lediglich mit dem standardisierten Hinweis versehen, dass es sich hierbei nicht um die offizielle Meinung des USGS handeln muss (vgl. Magoon (2000)).

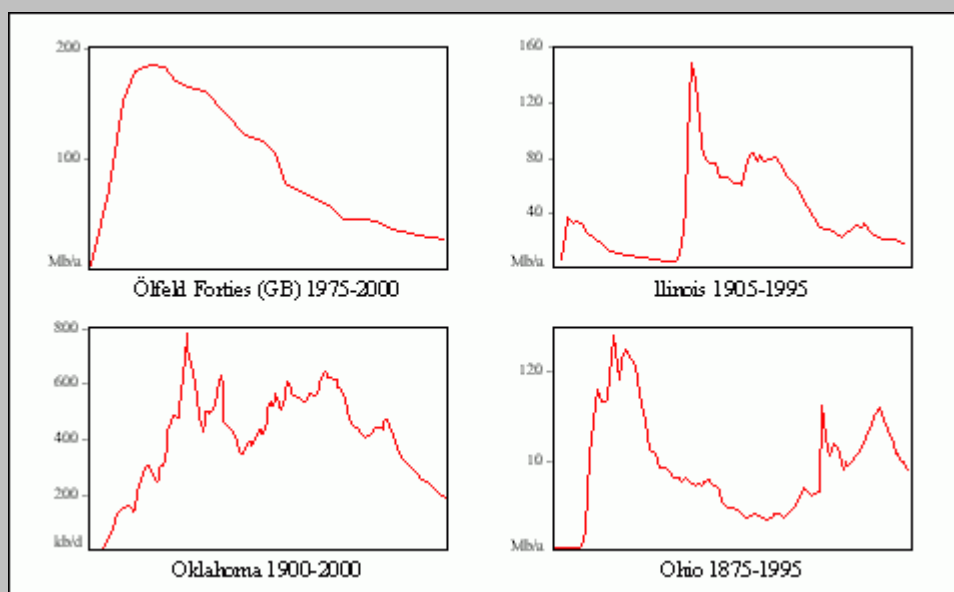
Während die grundsätzliche Tatsache eines Peaks von Optimisten nicht bestritten wird, wehren sie sich dagegen, dass auf dieser – nach ihrer Einschätzung schwachen – Grundlage sehr genaue Prognosen zustande kommen sollen. Um zu einem konkreten Resultat zu kommen, sind sehr viele Annahmen nötig, die das Ergebnis beeinflussen.

### Die Hubbert-Kurve in der Realität: verschiedene Produktionsverläufe

Abbildung 6 stellt vier verschiedene Produktionsverläufe dar. Hierbei zeigt sich, dass Produktionsverläufe in der Realität von der glockenförmigen Hubbertkurve abweichen können. Während sich der Produktionsverlauf des englischen Ölfeldes „Forties“ mit einer etwas rechtslastigen Glockenkurve sehr schön approximieren lässt, ist dies bei den anderen drei Verläufen nicht der Fall. Obwohl die Produktionsrate Illinois' nach einem extrem steilen Anstieg ebenso schnell auch wieder auf die Hälfte abfiel, konnte dieses reduzierte Niveau über eine längere Zeit gehalten werden, bevor der entgültige Ausklang einsetzte. Weniger extrem stieg die Produktion in Oklahoma, die dafür mit einem leichten Einbruch über längere Zeit auf konstantem Niveau gehalten werden konnte. Besonders interessant ist der Verlauf der Produktion in Ohio. Nach McCabe (1998) hat Hubbert 1956 den Produktionsverlauf Ohios als Beispiel für einen Fall genannt, der sich – im Gegensatz zu Illinois – gut durch eine Glockenkurve approximieren lässt. Kurz darauf begann der zweite Anstieg.

Diese Beispiele machen deutlich, warum auch Hubbert selbst betont hat, dass die Form der Kurve nicht im Vornherein zu beschreiben ist. Als einzige Charakteristik nannte er, dass sie bei Null beginnt, zu einem oder mehreren Maxima ansteigt und dann wieder auf Null zurückfällt.

Abbildung 6: Beispiele verschiedener Produktionsverläufe



Quelle: eigene Darstellung, USA nach Laherrère (2000a), Illinois nach ISGS (1999), Oklahoma nach Boyd (2002), Ohio nach McCabe (1998)

### *Die Genauigkeit des Hubbert Modells*

Pessimisten verweisen gerne darauf, dass Hubbert mit seinem Modell bereits 1956 korrekt voraussagte, dass die U.S.-Produktion 1970 ihren Peak erreichen wird.<sup>41</sup> Optimisten<sup>42</sup> weisen darauf hin, dass dies höchstens die halbe Wahrheit ist. So hat Hubbert davor etliche Fehlprognosen gemacht und die von den Pessimisten herangezogene „exakte Prognose“ selbst als *äusserstes Limit* und eine viel niedrigere als beste Schätzung bezeichnet wurde. Peter J. McCabe<sup>43</sup> weist zudem darauf hin, dass der Peak zwar 1970 erfolgte, das Produktionsniveau zu dieser Zeit aber sehr viel höher lag als von Hubbert prognostiziert. Zudem weist er auf von den Pessimisten nicht erwähnte Fehlprognosen Hubberts hin. Optimisten sehen in diesen Tatsachen den Beweis dafür, dass schon Hubberts Prognosen zu pessimistisch waren. Michael C. Lynch<sup>44</sup> reklamiert denn auch eine Tendenz des Modells hin zu pessimistischen Prognosen mit Peaks in der näheren Zukunft. McCabe<sup>45</sup> weist darauf hin, dass aufgrund der Tatsache, dass Hubberts Prognosen eintrafen, keine logische Schlussfolgerung auf die Richtigkeit seines Modells möglich ist.

Abbildung 7 zeigt beispielhaft, warum aus optimistischer Sicht auch ein Peak noch lange keine Katastrophe auslösen muss. In dieser Prognose der IEA<sup>46</sup> wird eine stetig steigende Nachfrage angenommen (World Total Liquids Demand), die auch befriedigt werden kann. Deutlich sichtbar ist ein Peak beim Rohölangebot aus konventionellen Quellen im Jahre 2013 (World Crude Oil Supply). Da die dadurch entstehende Nachfragerücke jedoch durch eine Ausdehnung des Angebots aus unkonventionellen Quellen (Non-Conventional Liquids Supply) gedeckt werden kann, entsteht insgesamt keine Verknappung. Der Energieträger konventionelles Öl wird teilweise durch unkonventionelles Öl substituiert.

---

<sup>41</sup> vgl. z.B. Duncan et al. (1999) § 12.

<sup>42</sup> vgl. z.B. Demming (2000).

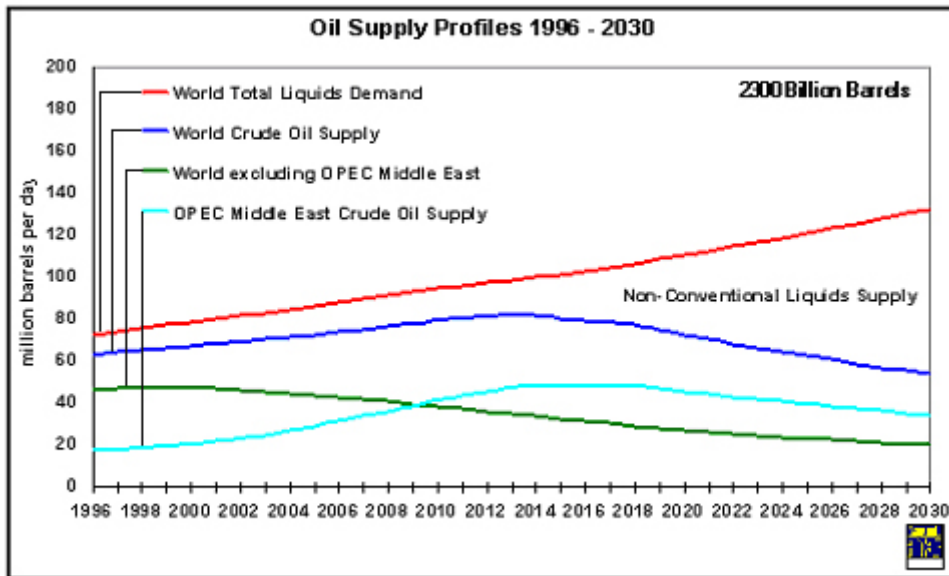
<sup>43</sup> McCabe (1998).

<sup>44</sup> in Lynch (1999).

<sup>45</sup> McCabe (1998).

<sup>46</sup> IEA (2001).

Abbildung 7: Prognose des Ölangebotes bis 2030



Quelle: IEA (2001)

### *Die Bestimmung der Fläche unter der Hubbert-Kurve*

Eine grundlegende Kritik an Hubbert ist, dass er die Fläche unter seiner Kurve als fix ansah. Dabei geht es den Optimisten nicht darum abzustreiten, dass die Vorkommen fossiler Energieträger irgendwann einmal erschöpft sein werden, sondern vielmehr darum, dass die Fläche unter der Kurve eine dynamische Grösse ist, die sich je nach technischem Fortschritt, Preisentwicklung, Entdeckung neuerer Vorkommen oder dem Einbezug andersartiger (unkonventioneller) Vorkommen verändern wird. Da heute unmöglich absehbar ist, welche Vorkommen in Zukunft ausbeutbar sein werden,<sup>47</sup> lässt sich die Fläche der Kurve und somit auch die Kurve selbst nicht fest machen. In einer stets zu klein gewählten EUR sehen Optimisten denn auch den Grund für die in der Vergangenheit meist zu pessimistischen Prognosen anhand des Hubbert-Modells.

### **3.3.3. Frühere Prognosen**

Auch wenn sie explizit bemerken, dass vergangene Fehler keine Schlussfolgerung auf die Qualität zukünftiger Arbeit zulassen,<sup>48</sup> so weisen Optimisten darauf hin, dass

<sup>47</sup> vgl. Kap. 3.3.7.

<sup>48</sup> vgl. Lynch (2001).

Ölkrisenwarnungen eine lange Geschichte haben,<sup>49</sup> und sich in der Vergangenheit immer als zu pessimistisch herausstellten. Lynch<sup>50</sup> analysiert frühere Prognosen (Ölpreis und EUR) und stellt fest, dass diese nur in ganz seltenen Fällen nicht zu pessimistisch ausfallen. Er schliesst daraus, dass ein systematischer Fehler hinter diesen Prognosen liegen muss. Von den Pessimisten kritisiert er insbesondere Campbell,<sup>51</sup> da dieser bereits 1989 einen Peak in der weltweiten Ölproduktion für eben dieses Jahr prognostiziert habe und diesen seitdem für die Jahre 1998, 2000, 2001 und 2003 immer wieder neu ankündigte.

### 3.3.4. Verzerrungen bei der Rückdatierung von Reserven

Lynch<sup>52</sup> argumentiert, dass die Rückdatierung von Reservenzahlen mindestens genauso zu Verzerrungen führt, wie die Ausweisung nach ihrem Meldezeitpunkt: Die Daten der älteren Felder werden um die Erkenntnisse, die 20 Jahre (oder mehr) jünger sind, ergänzt. Über die neueren Felder fehlen solche Informationen zur Zeit noch, was bedeutet, dass die Grösse neuerer Felder gegenüber derjenigen älterer Felder *unterschätzt* wird. Die Folge davon ist eine zu pessimistische Annahme über die Entwicklung der Reserven.

### 3.3.5. Der technische Fortschritt

Die Optimisten sehen im wesentlichen zwei Gebiete in denen der technische Fortschritt die weltweiten Ölreserven vergrössern wird.

Erstens soll es in Zukunft möglich sein, Öl- und Gasvorkommen in kleineren und komplizierten Strukturen kostengünstig ausfindig zu machen und zu produzieren, nicht nur in den bestehenden Ölprovinzen, sondern weltweit in höheren Wassertiefen an den Schelfrändern, unter dem Eis in Polarregionen und in leicht zugänglichen Gebieten wo die heutige Technologie versagt.

Zum zweiten sollen durch neue Produktionsmethoden die heute nicht förderbaren Restvolumen, die in den Feldern zurückbleiben, drastisch verringert werden (recovery efficiency).

---

<sup>49</sup> Deming (2000) nennt die erste 1916.

<sup>50</sup> Lynch (1999).

<sup>51</sup> Lynch (1999 & 2001).

<sup>52</sup> Lynch (2001).

## Die Entwicklung der Technik

### Explorations-Techniken

Seit dem zweiten Weltkrieg haben immer wieder neue Technologien dafür gesorgt, dass in bisher unergiebigem Gebieten Öl entdeckt und gefördert werden konnte. Als Beispiele seien erwähnt: Die Luftfotographie, die 2D Seismik, die Gravimetrie, die Geomagnetik, die Schnellrechner, welche die 3D Seismik und immer raffiniertere Methoden des processing und filtering der Daten ermöglichen, das Remote Sensing mittels Flugzeugen und Satelliten, die Entwicklung der Lasertechnologie und chemischen Identifizierung von kleinsten Mengen von Kohlenwasserstoffen.

Seit dem Ende des kalten Krieges hat die Privatwirtschaft Zugang zu präziseren GPS Daten und hochauflösender Satellitenfotographie, zu hochsensiblen Mikrophons, Tensometern und anderen mikrogravimetrischen Methoden sowie zu neuen Kommunikationssystemen. Der Technologiemarkt hat sich weltweit geöffnet und die Entwicklung hält an, vor allem wegen der beträchtlichen Budgets für Grundlagenforschung, Militär und Raumfahrt.

Fortschritte in Chemie, Materialwissenschaften, Medizin, Elektronik, Elementarteilchen-Physik, Informatik und anderem ermöglichen auch immer effizientere Technologien, um Öl und Gas zu finden und auf den Markt zu bringen.

### Die Produktions-Techniken

Seit bald 150 Jahren wird mit rotierenden Meisseln nach Öl gebohrt. Wenn das Bohrprinzip auch bereits sehr alt ist, sind die heutige Präzision der Steuerung und Kontrollmessungen auf lange Distanzen verblüffend. Vergleichsweise findet eine Bohrkronen, die von der Spitze des Eiffelturm gesteuert wird, ein Fenster im zweiten Stock, um dann für drei Strassenblocks weiter auf demselben Stockwerk in ein bestimmtes Zimmer vorzudringen (vgl. Abbildung 8).<sup>53</sup>

<sup>53</sup> Abbildung 8 zeigt eine Horizontalbohrung in Kombination mit der sog. Frac-Technik. Dabei werden durch hohen Druck (bis zu 600 bar) in einer gering durchlässigen Lagerstätte Risse erzeugt, die den Gas- oder Ölzufluss und damit auch Produktionsrate erhöhen.



Oberflächenspannung der Öltröpfchen zu überwinden, um das Anhaften derselben im Reservoir zu vermindern und andererseits versucht man, die Viskositätskontraste zwischen Öl und dem injizierten Wasser und die kapillaren Kräfte zu verringern. Dies geschieht mittels der Einspeisung von CO<sub>2</sub>, Wasserdampf, chemischen Lösungsmitteln und Polymeren. Ins Reservoir eingebrachte Wärme aktiviert den Fluss durch die Erhöhung der relativen Durchlässigkeit, durch die Expansion der Kohlenwasserstoffe und die Entgasung im Bohrloch. Das Erhitzen der unmittelbaren Umgebung des Bohrlochs, durch periodisch eingepressten Wasserdampf, stimuliert den Fluss zusätzlich. Weniger häufig wird Luft eingepresst und ein Teil des Öls im Reservoir verbrennt, um durch Erwärmung des Öls in den Poren den Fluss zu erhöhen. Oft wird hinter einer solchen "Feuerfront" Wasser eingespiessen. Zur Erhöhung der Durchlässigkeit des Gesteins werden mit hohem Druck künstliche Spalten im Reservoir angelegt, die mit feinen Quarzkörnern offen gehalten werden.

Auch bei der Anwendung dieser aufwändigeren Techniken bleiben in der Regel mehr als 60% des Öls im Feld zurück.

Grundsätzlich ist man bestrebt, die natürlichen "driving" Mechanismen eines Feldes optimal auszunützen, um möglichst viel Öl kostengünstig zu produzieren.

Modellrechnungen in virtuellen Reservoirs, welche die Platzierung der Produktionsbohrungen, und deren Perforationsniveaus erlauben, kommt deshalb erhöhte Bedeutung zu. Kontrollmessungen in produzierenden Feldern geben zusätzlich Aufschluss über die Migration der Öl-Wasser- und Öl-Gas-Kontakte und ermöglichen die Optimierung der Förderraten.

Hauptsächlich die Erfahrung der Amerikaner im Golf von Mexico haben die *Offshore-Technik* vorangetrieben. Wassertiefen bis zu 1.2 km, hoher Wellengang und extrem hohe Reservoirdrucke werden heute mit dem nötigen finanziellen Aufwand überwunden (Kostenaufwand für eine 4km tiefe Explorationsbohrung: 30 Mio US\$).

Schliesslich werden ökonomische Überlegungen (Logistik, Transport) wenn möglich für Cluster von Feldern angestellt, um die späte Feldentwicklung mit abnehmenden Raten und steigenden Unterhaltskosten möglichst lange gewinnbringend zu gestalten.

### 3.3.6. Eine neuer Entdeckungszyklus kündigt sich an

Abbildung 9 zeigt eine Grafik aus einem Vortrag des Vizepräsidenten von ExxonMobil Harry J. Longwell<sup>54</sup>, die die Geschichte der Ölentdeckungen im Zeitverlauf zeigt.<sup>55</sup> Deutlich

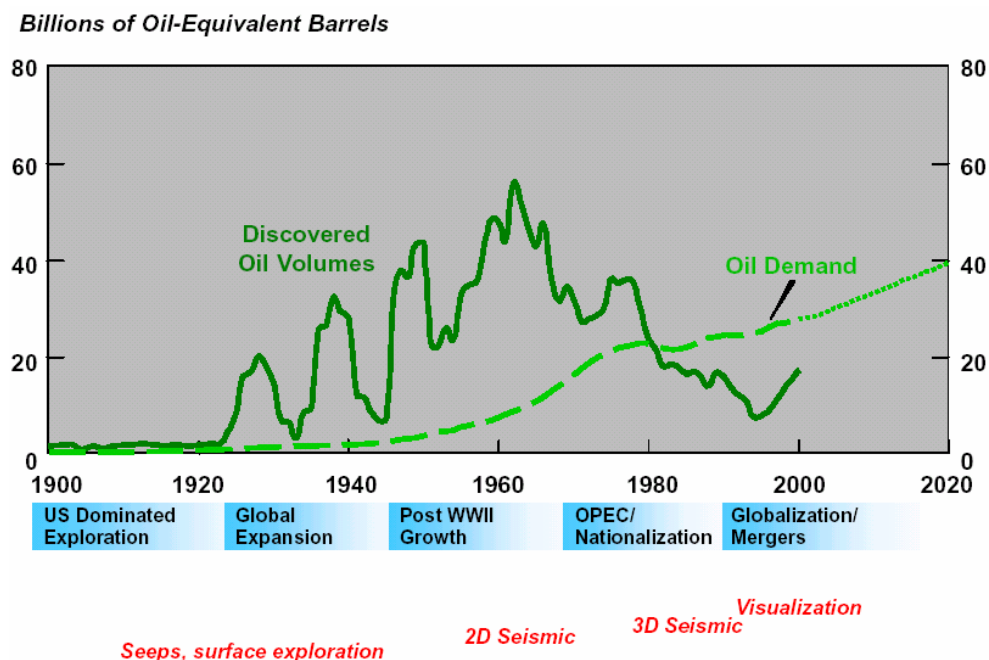
<sup>54</sup> Longwell (2002).

<sup>55</sup> Zu beachten ist, dass die Entdeckungsrate rückdatiert ist.

sichtbar ist eine erneute Zunahme der entdeckten Ölvorkommen gegen Ende der 90er Jahre, die in den älteren Grafiken der Pessimisten noch keinen Niederschlag findet.

Die Beschriftung unterhalb der Grafik zeigt deutlich, dass Longwell<sup>56</sup> die Abnahme der Entdeckungsrate im Gegensatz zu den Pessimisten<sup>57</sup> keineswegs mangelnden Vorkommen sondern Effizienzverlusten durch politische Entwicklungen wie die Gründung der OPEC und die Verstaatlichung diverser Ölgesellschaften zuschreibt. Erst Globalisierung und Fusionen vermögen die so entstandenen starren Strukturen mit den entsprechenden Effizienzverlusten allmählich aufzubrechen. Zudem erlaubt die politische Entwicklung – vor allem in den ehemaligen Ostblockstaaten – die Exploration in vorher geschlossenen Gebieten. Die parallel dazu verlaufende technologische Entwicklung ist in seinen Augen ein zusätzlicher Garant für eine weiterhin positive Entwicklung.

Abbildung 9: Entdeckte Ölvorkommen bis 2000 mit Nachfrageprognose bis 2020



Quelle: Longwell (2002)

### 3.3.7. Die Energiepyramide

Optimisten gehen davon aus, dass das Zeitalter der fossilen Energieträger nicht wegen der Erschöpfung der Ressourcen, sondern wegen einer Substitution durch andere Energieträger zu Ende gehen wird. In diesem Zusammenhang wird gerne Scheich Yamani, einer der Gründungsmitglieder der OPEC zitiert, der gesagt haben soll: „The oil age will come to an

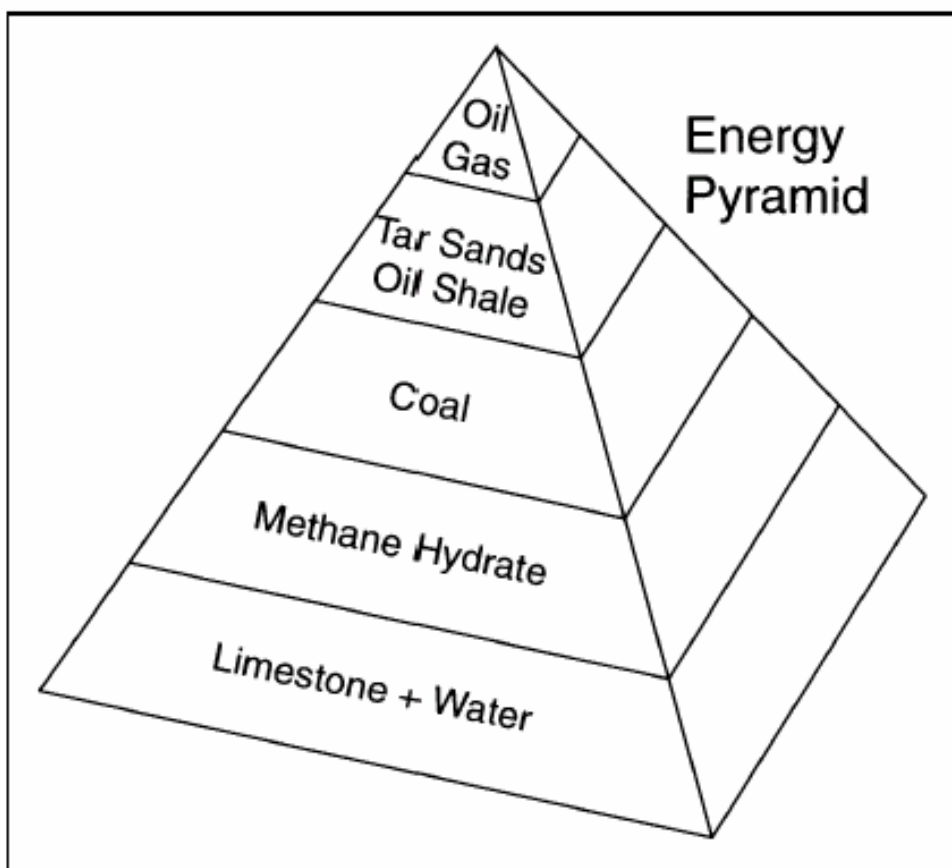
<sup>56</sup> in Einklang mit Lynch (2001).

<sup>57</sup> vgl. z.B. Campbell et al. (1998).

end, but not for lack of oil, just like the stone age came to an end, but not for lack of stones."<sup>58</sup> Dies steht ganz im Gegensatz zu Campbell<sup>59</sup>, der mit dem Ende des konventionellen Erdöls auch das Ende des „Kohlenwasserstoffmenschen“ sieht, und davon spricht, dass diese „letzte überlebende menschliche Subspezies mit Sicherheit bis Ende dieses Jahrhunderts ausgestorben sein wird“.

Zu einem grossen Teil stützen die Optimisten ihre Zuversichtlichkeit auf ein Modell der fossilen Energieträger, das sie die Energiepyramide nennen. Abbildung 10 zeigt eine Darstellung Demings.<sup>60</sup>

Abbildung 10: Die Energiepyramide fossiler Energieträger



Quelle: Deming (2000)

Die Energiepyramide berücksichtigt sämtliche Kohlenwasserstoffvorkommen, auch solche, für die die technischen Mittel zur Förderung noch nicht einmal auf dem Papier bestehen. Die Spitze der Pyramide stellt die qualitativ hoch stehenden und günstig abbaubaren Energieträger dar. Je weiter die Pyramide abgetragen wird, umso schwieriger und teurer

<sup>58</sup> „Das Ölzeitalter wird zu Ende gehen; allerdings nicht wegen eines Mangels an Öl. Genauso wenig wie die Steinzeit wegen eines Mangels an Steinen zu Ende ging.“

<sup>59</sup> Campbell (2002a).

<sup>60</sup> Deming (2000).

wird die Förderung. Optimisten gehen nun aber davon aus, dass die wirtschaftlichen Anreize dazu führen, die nächste Ebene auszubeuten, bevor es zu einer merklichen Verknappung an fossilen Energieträgern kommt. Angesichts der enormen Menge der Vorkommen, ist der einzig mögliche Grund für ein Ende des Kohlenwasserstoffzeitalter noch in diesem Jahrhundert der Wechsel hin zu anderen Energieträgern, wodurch sich der Kreis zum eingangs erwähnten Zitat schliesst: „Die Steinzeit ging auch nicht an einem Mangel an Steinen zu Ende.“

### 3.4. Eine Bewertung

Bei der Bewertung der unterschiedlichen Positionen ist es wichtig anzumerken, dass sie sich im Laufe der Zeit aneinander angenähert haben,<sup>61</sup> wie sich in der obigen Diskussion der wichtigsten Streitpunkte bereits gezeigt hat. Einerseits dadurch, dass die Pessimisten aufgrund nicht eingetretener Verknappungen ihre Prognosen nach oben korrigieren mussten, andererseits dadurch, dass im optimistischen Lager gewisse Kritikpunkte, wie die Tatsache, dass die Spitze der Entdeckungsrate in den 60er Jahren liegt, akzeptiert wurden und prognostizierte riesige technische Fortschritte nicht eingetroffen sind, was zu realistischeren Auseinandersetzungen mit dem Thema Technik geführt hat.<sup>62</sup>

Im Folgenden sollen die einzelnen Argumente noch einmal aufgegriffen, einander gegenübergestellt und bewertet werden.

#### 3.4.1. Das Objekt der Prognose und der Einfluss von Preis und Technik

Der wichtigste noch bestehende Unterschied ist das Objekt der Prognose: Da aus Sicht der *Pessimisten* billiges Öl der entscheidende Erfolgsfaktor der modernen Wirtschaft ist,<sup>63</sup> schliessen sie in ihre Prognosen nur kostengünstig bewirtschaftbare Vorkommen ein. Von technischen Fortschritten, die zu einer Reduktion der Kosten oder dem Einbezug anderer Vorkommen führen können, gehen sie nicht aus.

*Optimisten* hingegen gehen in ihren Prognosen vielmehr generell von Öl als Energieträger aus, egal aus welcher Quelle es stammt. Hierbei ziehen sie das altbekannte ökonomische Gesetz „Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis“ hinzu und gehen davon aus, dass sich Verknappungen in Preissteigerungen äussern werden, die wiederum die finanziellen Ressourcen für die Ausbeutung neuer Vorkommen bieten werden. Durch Bewährung der

<sup>61</sup> vgl. Abbildung 11 unten.

<sup>62</sup> So werden z.B. Hydrate oder Aquifere in kurz- und mittelfristige Prognosen nicht mehr einbezogen. (vgl. Kap. 4.4. ).

<sup>63</sup> vgl. dazu z.B. bereits den Titel von Campbell et al. (1998): „The End of Cheap Oil“.

neuen Technik wird sich der Preis wieder senken, weshalb die Weltwirtschaft noch lange mit günstigem Öl versorgt werden kann.

### 3.4.2. Die Datenqualität

Während die Pessimisten in der Datenqualität eine grundsätzliche Fehlerquelle für Prognosen orten, gibt es aus Sicht der Optimisten kaum einen Grund, sich zu den gemachten Vorwürfen überhaupt zu äussern. In einem persönlichen Gespräch<sup>64</sup> hat denn auch Herr Hilmar Rempel, Senior Petroleum Geologist bei der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), die sich intensiv mit Reserve- und Ressourcenabschätzungen beschäftigt, bestätigt, dass die Genauigkeit der erhältlichen Zahlen angesichts aller weiteren Unsicherheiten für Abschätzungen genügend ist.

Insbesondere die Argumentation, die verschiedenen Institutionen und Firmen hätten Anreize zur Manipulation der Zahlen, ist heikel, da sich aufgrund der gegensätzlichen Natur kaum feststellen lässt, ob die Daten deswegen eher zu grosse oder zu kleine Reserven und Ressourcen widerspiegeln. Im folgenden wird diese Problematik auf Firmen- und Länderebene kurz beleuchtet:

Publikumsfirmen haben, so die Argumentation, den Anreiz, möglichst grosse Reservezahlen anzugeben, um den Aktienkurs in die Höhe zu treiben oder neue Investoren von einer lukrativen Anlage zu überzeugen. Gleichzeitig aber müssen in vielen Ländern die Reserven als Vermögen besteuert werden, was eine möglichst kleine Reservenzahl attraktiv macht. Zudem reagieren Aktionäre insbesondere auf negative Überraschungen sehr schnell. Muss eine Firma bezüglich ihrer Reserven wieder zurückbuchstabieren, ist der Schaden mit grosser Sicherheit grösser als der Gewinn durch die Kommunikation aufgeblähter Zahlen. Aufgrund dieser Überlegungen, ist es wahrscheinlich, dass die Angaben von Firmen auf der konservativen Seite anzusiedeln sind.

Auch für Länder spielen die Anreize in beide Richtungen: Mit grossen Zahlen lassen sich Investoren einfacher anziehen. Auch hier gilt allerdings, dass die Kosten eines Vertrauensverlustes sehr hoch sind. Für ärmere Länder wird weiter das Argument vorgebracht, dass eine hohe Reservenzahl ihre Kreditwürdigkeit erhöht und sie somit einfach zu Geld kommen. Allerdings werden diese Zahlen auch beim Sprechen von Entwicklungshilfegeldern berücksichtigt, weshalb Länder den Anreiz haben werden, möglichst niedrige Zahlen auszuweisen. Die Spiegelbildlichkeit der Anreize lässt einen Schluss auf einen systematischen Fehler in die eine oder andere Richtung nicht zu.

Einen auf den ersten Blick sehr deutlichen Anreiz zur Überbewertung lässt sich innerhalb der OPEC feststellen, wo die individuelle Förderquote direkt an die Reserven gebunden ist. Allerdings hat auch diese Medaille wieder eine Kehrseite: Eine zu hohe Gesamtförderquote

---

<sup>64</sup> am 30.1.2003 in Stuttgart (D).

der OPEC führt auf dem Ölmarkt zu Preissenkungen, wodurch den OPEC-Staaten insgesamt Einnahmen entgehen. Um die Grössenordnung dieser Einnahmeverluste aufzuzeigen, sei der Ölpreiserfall auf unter US\$ 10 pro Barrel zwischen Dezember 1998 und Februar 1999 erwähnt, der in den OPEC-Ländern zu Mindereinnahmen in der Höhe von ca. 50 Mrd. US\$ führte.<sup>65</sup> Dieser Verlust hatte zur Folge, dass die OPEC zu ihrer früheren Quotendisziplin zurückfand und der Ölpreis seitdem nur noch vereinzelt unter die untere Grenze des Zielpreisbandes von US\$ 22 bis 28 fiel.

Die Argumentation, dass generelle Anreize zu eine Aufblähung der Reservezahlen beständen, lässt sich also kaum schlüssig darlegen.

### 3.4.3. Das Hubbert-Modell

Beim Hubbert-Modell müssen sich die Pessimisten die Kritik der Optimisten gefallen lassen, die Prognosen Hubberts in einem einseitig positiven Licht darzustellen. Vor allem lassen sich aus diesen beschönigenden Darstellungen sicherlich keine Belege für die Validität des Modells ableiten. An dieser Stelle sei noch einmal auf die aus dem *eigenen* Lager stammenden Hinweise von Laherrère bezüglich des Modells verwiesen: Demnach sollte es nicht angewendet werden, wenn folgende Punkte zutreffen:

1. Die Daten sind durch politische oder wirtschaftliche Ereignisse stark beeinflusst.
2. Es ist mehr als ein Entdeckungszyklus vorhanden.
3. Die Nachfrage ist nicht so gross, als dass eine ständige Produktion an der Produktionsgrenze nötig wäre.

Zudem weist Laherrère darauf hin, dass gute Abschätzungen erst *nach* dem Peak möglich sind.

Betrachtet man die oben stehenden Punkte, so fällt auf, dass sie allesamt auf die weltweite Ölproduktion zutreffen:

- Die Ölkrisen, sowie die darauf folgenden Wirtschaftskrisen, bewirken einen äusserst deutlich sichtbaren Bruch in der Entwicklung der Ölproduktion.
- Gemäss den neusten Entdeckungsraten ist ein weiterer Entdeckungszyklus möglich.
- Die Produktion erfolgt nicht an der Kapazitätsgrenze. Insbesondere die OPEC passt ihr Angebot jeweils der durch die Nicht-OPEC-Länder nicht befriedigten Nachfrage an. Der Nachfrageeinbruch nach der ersten Ölkrise macht eine Bestimmung der

---

<sup>65</sup> vgl. BGR (2003), S.72.

maximalen Förderkapazität mithilfe einer Hubbertkurve zudem sehr schwierig, da sich die Nachfrage seitdem nicht mehr exponentiell entwickelt.

- Es gibt keine Anzeichen, dass der Peak bereits überschritten wäre.

Diese Punkte und die Tatsache, dass die sehr relevante Form der Hubbertkurve im Voraus nicht prognostiziert werden kann und die in der Vergangenheit aufgrund des Hubbert-Modells aufgestellten, stets zu pessimistischen Prognosen, stellen die Qualität des Hubbert-Modells in Frage. Vor allem die Tatsache, dass die oben genannten Einschränkungen aus dem pessimistischen Lager selbst stammen, mahnt zur Vorsicht.

#### **3.4.4. Die Rückdatierung der Reserven**

Nicht rückdatierte Reservenzahlen verschleiern die Tatsache, dass die grössten Ölfunde in den 60er Jahren gemacht wurden. Dies ist eine ernst zu nehmende Kritik der Pessimisten. Hierzu sei allerdings auf die zitierte Grafik von Longwell, als Vizepräsident von ExxonMobil definitiv dem optimistischen Lager zuzuordnen, hingewiesen, der diesen Sachverhalt deutlich ausweist.<sup>66</sup> Zudem weist Lynch, ebenfalls ein überzeugter Optimist, darauf hin, dass auch die rückdatierten Reserven keineswegs frei von Verzerrungen sind. Während die gemeldeten Reserven die Entdeckungen zur Gegenwart hin verzerren, verzerrt die Rückdatierung diese in die Vergangenheit. Welche Methode zu einer stärkeren Verzerrung führt, wird sich erst retrospektiv beurteilen lassen. Insbesondere wird entscheidend sein, wie stark die Korrekturen der Reservenangaben jüngerer Felder ausfallen werden. Deutlich ist allerdings, dass sich keine der beiden Datenreihen für Trendfortschreibungen eignen.

#### **3.4.5. Vergleich der Erdölprognosen**

Eine interessante Auswertung der verschiedenen Prognosen durch die BGR zeigt Abbildung 11. Darin werden die prognostizierten Mengen der Reserven, der Ressourcen sowie die kumulative Förderung von Erdöl im Zeitablauf dargestellt.

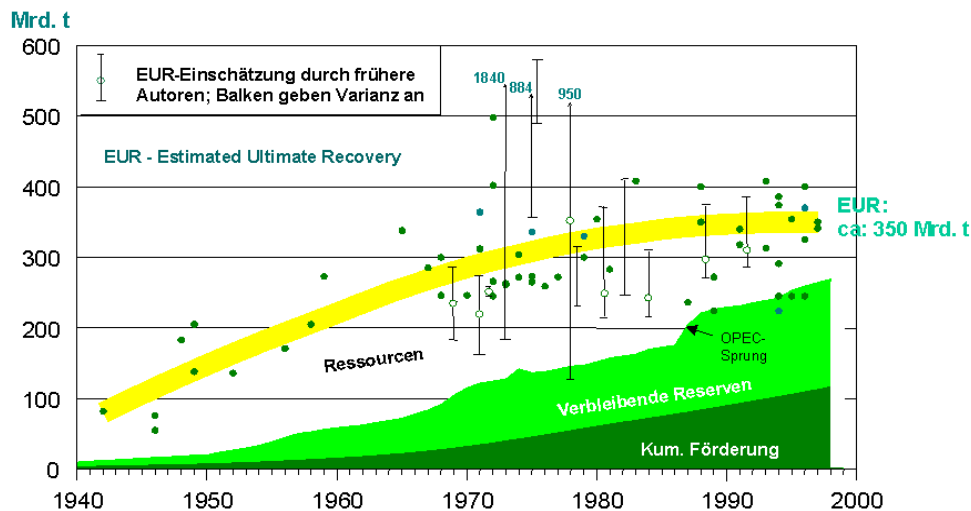
Dabei zeigt sich, dass die Unterschiede zwischen den Prognosen in den letzten Jahrzehnten nach einer Zeit der grossen Differenzen in den 70er Jahren kleiner wurden und sich seit Ende der 80er auf einem Grenzwert von ca. 350 Milliarden Tonnen, was 2575 Gb entspricht, zu stabilisieren scheinen. Die Frage, bis wann die immer noch jedes Jahr steigende Nachfrage befriedigt werden kann, bleibt dennoch schwer zu beantworten. Wie auch in Abbildung 11 erkennbar, nähert sich der depletion mid-point, an dem die Hälfte der Ressourcen gefördert ist und damit auch der mögliche Peak. Genauso relevant wie die

---

<sup>66</sup> vgl. Abbildung 9.

Frage nach seinem Zeitpunkt ist auch die Frage nach seiner Ausgestaltung: Handelt es sich um eine relativ ausgeprägte Spitze mit danach steil abfallenden Produktionsraten oder beginnen sie nach einem längeren Plateau langsam zu sinken? Ob daraus ein Schock entsteht oder lediglich ein Übergang zu anderen Energieträgern stattfinden wird, hängt zudem stark von der Entwicklung der Technik und der Frage, wie viel Reaktionszeit bleibt, ab. Siehe in diesem Zusammenhang auch Kapitel 5, das weitere Verknappungsszenarien aufzeigt.

Abbildung 11: Vergleich verschiedener Schätzungen der EUR mit verbleibenden Reserven und kumulativer Förderung



Quelle: BGR (2003), 350 Mrd. t entsprechen 2575 Gb

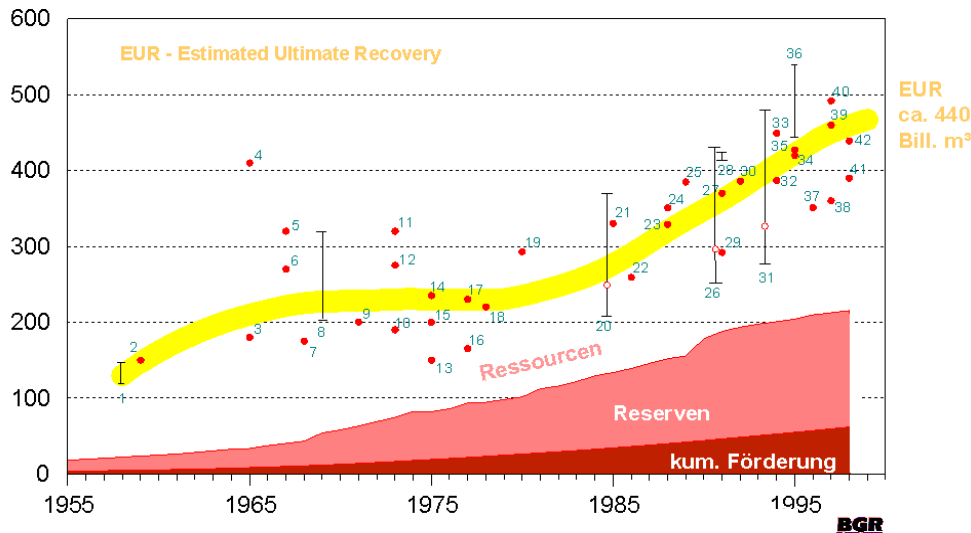
### 3.4.6. Vergleich der Erdgasprognosen

Wie bereits erwähnt, findet um die Erdgasreserven noch keine dermassen intensive Diskussion statt. Die Nutzung von Erdgas und damit deren Produktion ist noch um einiges jünger als die des Öls. Während es früher nur als für die Kohlearbeiter lebensbedrohende Gefahr gesehen oder als leidiges Nebenprodukt der Erdölförderung abgefackelt wurde, kommt ihm heute angesichts seiner im Vergleich zu Öl günstigeren Umweltverträglichkeit eine zunehmende Bedeutung zu. Wurden Gasvorkommen in der Vergangenheit lediglich zufällig bei Bohrungen nach Öl angestochen, wird in den letzten Jahren spezifisch nach ihnen gesucht, was zu neuen Entdeckungen und zur Verbesserung der Kenntnisse der Erdgasgeologie sowie technischen Neu- und Weiterentwicklungen geführt hat.

Die Erdgasexploration ist dennoch ein relativ junges Tätigkeitsfeld mit entsprechend vielen offenen Fragen, die eine Prognose über die Gesamtressourcen erschweren. Abbildung 12 der BGR, die wie oben bereits für Öl, die verschiedenen Schätzungen im Zeitablauf darstellt, zeigt denn auch ein anderes Bild. Mit zunehmender Erfahrung nehmen bisher die Entdeckungen und somit auch die Annahmen zur EUR des Erdgases ständig zu. Es scheint

also sehr wahrscheinlich, dass auch die heutigen Schätzungen von ca. 440 Billionen Kubikmetern in Zukunft noch weiter nach oben korrigiert werden. Eine genaue Abschätzung ist zum heutigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Klar ist allerdings, dass es sich um eine sehr breite Ressourcenbasis handelt, die noch kaum ausgeschöpft ist.

Abbildung 12: Vergleich verschiedener Prognosen für den Verlauf des Erdgasangebotes



Quelle: BGR (2003)

### 3.5. Die Prognosen im dynamischen Vergleich

Abbildung 13 stellt verschiedene Prognosen in direkten Vergleich zueinander und zeigt die Auswirkungen der Unterschiede für verschiedene Wachstumsszenarien bis zum Jahr 2030.

Die linke Hälfte der Abbildung vergleicht die Angaben verschiedener Abschätzungen zu den Reserven und – wo vorhanden – zu den Ressourcen und der kumulierten Förderung von konventionellem Öl. Dabei zeigt sich deutlich, dass die grossen Abweichungen vor allem auf eine unterschiedliche Einschätzung der Ressourcen, die unter den heutigen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen nicht gefördert werden können, zurückzuführen sind.

Wo Angaben zu der kumulativen Förderung, den Reserven und den Ressourcen vorhanden sind, ist zudem der depletion mid-point<sup>67</sup> mit einer dicken Linie eingezeichnet. An diesem Punkt ist die Hälfte des Gesamtpotentials, der EUR, gefördert. Nach dem Hubbert-Modell wird davon ausgegangen, dass der depletion mid-point und der Peak, also der Zeitpunkt

<sup>67</sup> vgl. Kasten zum Hubbert-Modell auf S. 21.

der maximalen Förderrate, eng beieinander liegen. Ist die Hälfte der EUR erschöpft, muss also mit abnehmenden Produktionsraten gerechnet werden.<sup>68</sup>

Die rechte Hälfte der Abbildung zeigt den Verbrauch bis zu den Jahren 2010, 2020 und 2030. Dabei werden verschiedene Wachstumsszenarien berücksichtigt. Die Höhe der Balken gibt für jeweils verschiedene jährliche Wachstumsraten die benötigte kumulierte Förderung für 2010, 2020 respektive 2030 an.<sup>69</sup>

Vergleiche zwischen den beiden Seiten der Abbildung lassen nun verschiedene Beobachtungen zu. So zeigt sich, dass im Jahre 2030 bei einer jährlichen Wachstumsrate von 2% die heute bekannten Reserven gemäss sämtlichen dargestellten Abschätzungen bereits vollständig ausgeschöpft sind oder zumindest ganz knapp vor ihrem Ende stehen. Bereits bei einem Wachstum von nur 1% werden die Reserven bis zum Jahre 2030 entsprechend den Abschätzungen der IEA und Campbells beinahe vollständig aufgebraucht sein. Zu beachten ist zudem, dass auch ein Rückgang der Wachstumsrate um 1% pro Jahr nicht verhindern kann, dass der depletion mid-point gemäss allen Studien, die eine entsprechende Berechnung zulassen, bereits vor dem Jahr 2030 überschritten wird.

Bereits bei einer jährlichen Wachstumsrate von lediglich 1% geht alleine die Schätzung der IEA davon aus, dass der depletion mid-point vor dem Jahr 2020 noch nicht überschritten wird.<sup>70</sup> Betrachtet man die Einschätzung Campbells, so zeigt sich, dass aus seiner Sicht auch bei einem jedes Jahr drastisch sinkenden Ölkonsum das Erreichen des depletion mid-points vor dem Jahr 2010 unvermeidlich ist.

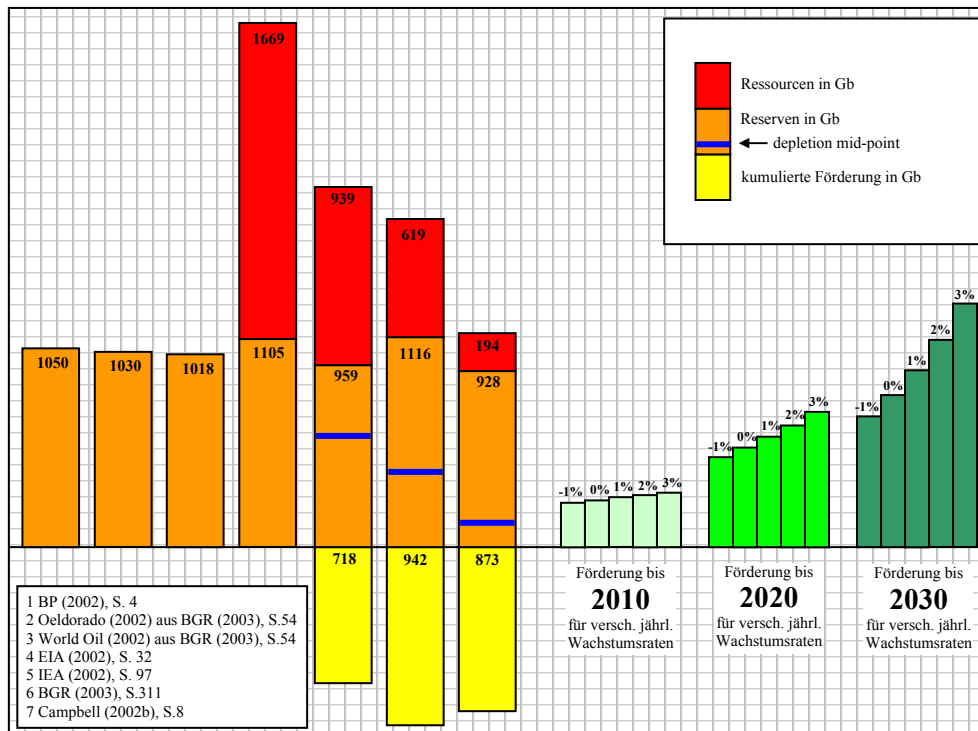
---

<sup>68</sup> Zu beachten ist, dass dieser Zusammenhang nur dann zutrifft, wenn ein symmetrischer eingipfliger Verlauf der Hubbertkurve angenommen wird und sich die Schätzungen der EUR auch tatsächlich bewahrheiten. Wie bereits an früherer Stelle gezeigt, stören auch politische und wirtschaftliche Einflüsse diesen Zusammenhang.

<sup>69</sup> Berechnungsgrundlage ist die Jahresproduktion des Jahres 2001 von 27.7 Gb/a.

<sup>70</sup> Dies wird dann allerdings bereits in den ersten Monaten des Jahres 2021 der Fall sein.

Abbildung 13: Ölprognosen im dynamischen Vergleich



Quelle: eigene Darstellung, eigene Berechnungen, Datenquellen angegeben

### 3.6. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit

Das vorliegende Kapitel hat aufgezeigt, dass zum Thema der ausreichenden Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern und insbesondere Erdöl ursprünglich enorme Unterschiede in den Auffassungen der Experten bestanden. In jüngster Zeit ist jedoch eine gewisse Konvergenz der Ansichten zu verzeichnen. Während die sogenannten Pessimisten noch bis vor Kurzem davon ausgingen, dass die Nachfrage schon demnächst grösser sein wird als das Angebot, prognostizieren sie nun den Peak für das Jahr 2010. Nur noch wenige extreme Optimisten erwarten vor dem Jahr 2030 keine Engpässe, obwohl sie eine stetig steigende Nachfrage prognostizieren. Zurzeit formiert sich ein „Mittelfeld“ von Experten. Darunter befinden sich auch Mitarbeiter von Erdölmultis, die – im Gegensatz zu anderen Experten – Zugang zu den neusten Daten haben. Die Experten dieses „Mittelfeldes“ erwarten einen Peak bei konventionellem Erdöl (d.h. ohne kanadische und venezolanische Ölsande) zwischen 2015 und 2020.

Gezeigt hat sich, dass es vor allem die sehr konservativen Einschätzungen bezüglich der Gesamtressourcen sind, die die Pessimisten dazu führen, ein Verknappungsszenario bereits in nächster Zukunft zu erwarten. So gehen sie davon aus, dass die Angaben zu den Reserven und Ressourcen eine grössere Menge angeben als tatsächlich vorhanden ist. Zudem schliessen die Pessimisten mit neuerer Technologie produzierte Vorkommen aus, da

sie annehmen, dass die industrialisierte Wirtschaft nur mit sehr günstiger Energie funktionieren kann.

Nach gründlicher Untersuchung der verschiedenen Positionen kommen die Autoren der vorliegenden Studie zum Schluss, dass eine Verknappung fossiler Energieträger aufgrund Rohstoffmangels in naher Zukunft, wie dies die Pessimisten vertreten, nicht zu erwarten ist.

Nicht zu bestreiten ist allerdings die Tatsache, dass fossile Energieträger endliche Rohstoffe sind. Bedingt durch das anhaltende Wachstum der Weltbevölkerung und die zunehmende Industrialisierung der Entwicklungsländer, muss davon ausgegangen werden, dass die Nachfrage nach Energie auch in Zukunft stetig steigen wird. Zur Zeit wird der Energiebedarf zum grössten Teil aus Erdöl gedeckt. Das vorliegende Kapitel hat gezeigt, dass es sich hierbei um den bereits am stärksten ausgebeuteten fossilen Energieträger handelt. Insbesondere bei *konventionellem* Erdöl muss davon ausgegangen werden, dass dessen Anteil am weltweiten Energie-Mix schrumpfen wird. Ein Peak bei konventionellem Erdöl in den nächsten 15-20 Jahren ist wahrscheinlich.

Inwieweit diese Tatsache problematisch sein kann, hängt im Wesentlichen von drei Punkten ab, von denen zwei mit schwer prognostizierbaren technischen Entwicklungen zusammenhängen.

- Je grösser die Fortschritte bei der Ausbeutung unkonventioneller Reserven zum Zeitpunkt des Peaks sind, umso weniger wird eine abnehmende Produktionsrate beim konventionellen Erdöl ins Gewicht fallen.
- Der technische Fortschritt betrifft auch die Frage, zu welchem Zeitpunkt wirtschaftliche Alternativen zu fossilen Energieträgern auf den Markt kommen. Insbesondere bei Marktreife von Erdöl-Alternativen vor dessen Peak, wird letzterer eher unbemerkt vorübergehen.
- Eine weitere Möglichkeit der Entwicklung bei steigender Nachfrage nach Energie aus fossilen Energieträgern ist die Substitution untereinander. Insbesondere Erdgas hat ein grosses Potential zur Verdrängung des Erdöls vom Rang als wichtigster Energieträger. Je stärker eine solche Substitution stattfindet, umso weniger wird ein Peak beim konventionellen Erdöl ins Gewicht fallen.

Es zeigt sich also, dass ein Peak beim konventionellen Erdöl nicht zwingend auch zu Problemen führen muss. Nötig ist dazu eine Reduktion der Abhängigkeit von konventionellem Erdöl; sei dies durch die Bereitstellung von Erdöl aus unkonventionellen Quellen, die Substitution durch einen anderen fossilen Energieträger oder durch die Substitution durch eine alternative Energiequelle.

In Kapitel 6 wird ausführlicher auf die Frage eingegangen, welche Auswirkungen das Eintreten einer Verknappung, bevor Alternativen bereit stehen, hat. Es wird dann gezeigt, dass diese Auswirkungen in erster Linie die wenig industrialisierten Länder treffen.



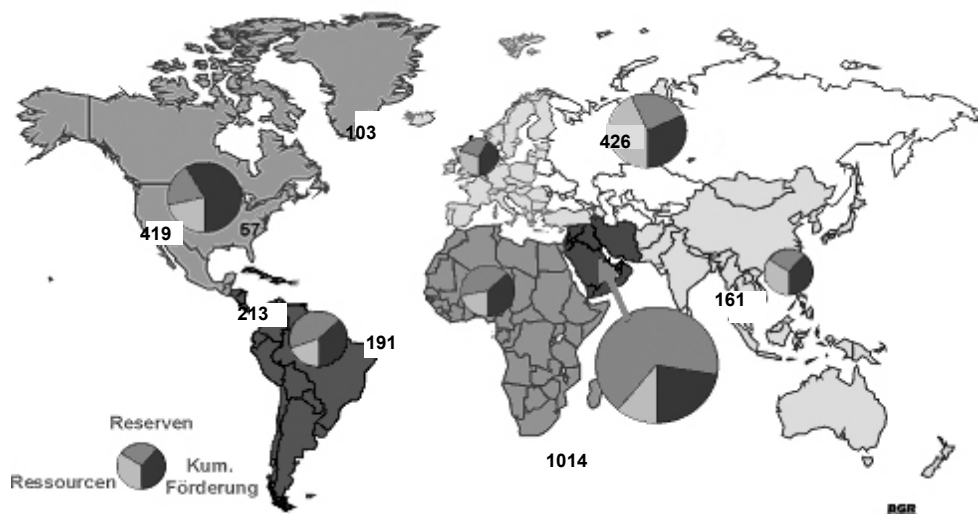
## 4. Die geographische Verteilung der Reserven und Ressourcen

Eine genauso wichtige Frage wie das *Wieviel* ist das *Wo*, neben der Gesamtsumme der noch zu fördernden Mengen an fossilen Energieträgern also auch deren regionale Verteilung und die Entwicklung derselben im Zeitablauf. Für konventionelles und unkonventionelles Erdöl und -gas gibt dieses Kapitel darauf eine Antwort und beschreibt, was sich daraus für regionale Abhängigkeiten für die importierenden Länder ergeben und wie sich diese bis 2030 entwickeln werden.

### 4.1. Konventionelles Erdöl

Abbildung 14 zeigt die EUR (estimated ultimate recovery) von konventionellem Erdöl für die verschiedenen Erdteile.

Abbildung 14: Schätzungen der EUR für konventionelles Erdöl und ihre regionale Verteilung in Gb



Quelle: BGR (2003), umgerechnet von Mrd. t in Gb

Die Angaben zur förderbaren Gesamtmenge sind jeweils in die kumulierte Förderung, die Reserven und die Ressourcen unterteilt.

Hierbei zeigen sich deutliche Unterschiede: Vergleicht man zum Beispiel Nordamerika mit der früheren Sowjetunion, so fällt auf, dass die beiden Erdteile eine fast identische Grundausrüstung mit konventionellem Erdöl aufweisen. Dies ist allerdings bereits die einzige Gemeinsamkeit. Der Anteil der Ressourcen in Amerika ist relativ klein, was zeigt, dass der grösste Teil der Vorkommen bereits entdeckt wurde und bewirtschaftet wird, während in der ehemaligen Sowjetunion noch 40% der EUR zu den Ressourcen zählen, zu deren Förderung also noch beträchtliche Investitionen nötig sind.

Ein Blick auf die kumulierte Förderung zeigt sehr schnell die Kehrseite dieser Tatsache: Während Nordamerika bereits etwa zwei Drittel seiner Vorkommen ausgebeutet hat, haben die Länder der ehemaligen Sowjetunion erst ein Drittel produziert.

Ins Auge stechen insbesondere die riesigen Vorkommen im Nahen Osten. Sie sind nicht nur die mit Abstand grössten der Welt, sondern weisen auch die grösste noch zu fördernde Menge auf. Der Anteil der Ressourcen, die zuerst noch erschlossen werden müssen, ist dabei relativ klein.<sup>71</sup>

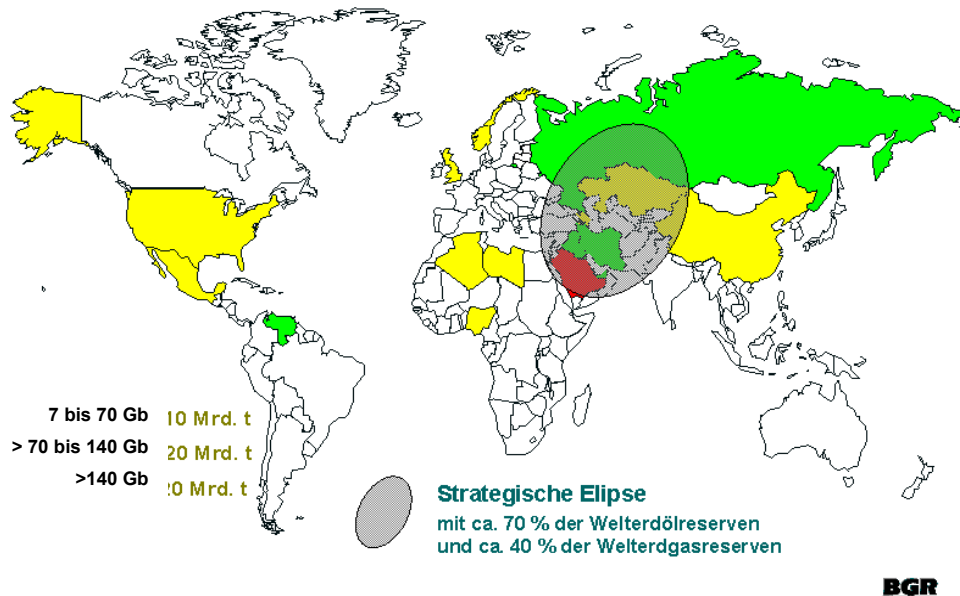
Im zeitlichen Verlauf wird folgende Entwicklung stattfinden: Als erstes werden die schon zum grössten Teil ausgeschöpften nordamerikanischen Vorräte zu Neige gehen, denen die um ein Vielfaches kleineren europäischen folgen werden. Die Abhängigkeit vor allem der industrialisierten Welt wird sich also sehr stark Richtung Naher Osten/ehemalige Sowjetunion verschieben.

---

<sup>71</sup> Andere Quellen rechnen hier mit einem grösseren Anteil. Bedingt durch die sehr grossen Vorkommen, die mit einem äusserst geringen Aufwand entdeckt wurden, konzentrierten sich die Länder des Nahen Ostens auf die Förderung der bekannten Lagerstätten und nicht auf die Suche nach weiteren Vorkommen. Die Nationalisierungen in den 70er Jahren haben zudem dazu geführt, dass der Einsatz modernster Technologien stark gehemmt wurde. Man spricht in diesem Zusammenhang davon, dass diese Länder „unter-exploriert“ sind. In IEA (2002), S. 97 wird aus diesem Grund der Anteil der Ressourcen an der EUR für die Ländergruppe Saudi Arabien, Irak, Iran, Vereinigte Arabische Emirate und Kuwait auf knapp 30% geschätzt.

Abbildung 15 macht diese Verteilung deutlicher: Sie zeigt die Länder mit den grössten konventionellen Erdölreserven. In der eingezeichneten „strategischen Ellipse“ befinden sich 70% der gesamten konventionellen Erdölreserven der Welt.<sup>72</sup>

Abbildung 15: Lage der weltgrössten Erdölreserven in einer strategischen Ellipse



Quelle: BGR(2003), umgerechnet von Mrd. t in Gb

Bedingt durch diese Verteilung ist eine immer weiter zunehmende Abhängigkeit von den Regionen innerhalb der strategischen Ellipse unausweichlich. Dadurch, dass der steigende Binnenkonsum trotz dem enormen Effizienzsteigerungspotential in der ehemaligen Sowjetunion die Exportkapazität dieser Region beschränkt und die wichtigsten Exporteure des Nahen Ostens ihren steigenden Binnenbedarf zum Teil mit dem vermehrten Einsatz von Erdgas decken können, gelangt vor allem Öl aus den Nahen Osten (insbesondere Saudi Arabien) auf den Weltmarkt. Abbildung 16 macht die Dimensionen dieser regionalen Abhängigkeit deutlich. Sie stellt eine Prognose der Nettoimporte beziehungsweise -exporte für verschiedene Regionen im Jahre 2030 dar. Von der Nettoexport-Gesamtsumme von 66.1 Mb/d bestreitet der Nahe Osten mit 46 Mb/d alleine mehr als zwei Drittel. Der zweitgrösste Nettoexporteur ist der gesamte afrikanische Kontinent mit im Vergleich verschwindend kleinen 8 Mb/d.

<sup>72</sup> Bemerkenswert ist, dass in diese Ellipse gleichzeitig auch 40% der Welterdgasreserven fallen.

Abbildung 16: Prognose des interregionalen Netto-Ölhandels im Jahre 2030 (Mb/d)

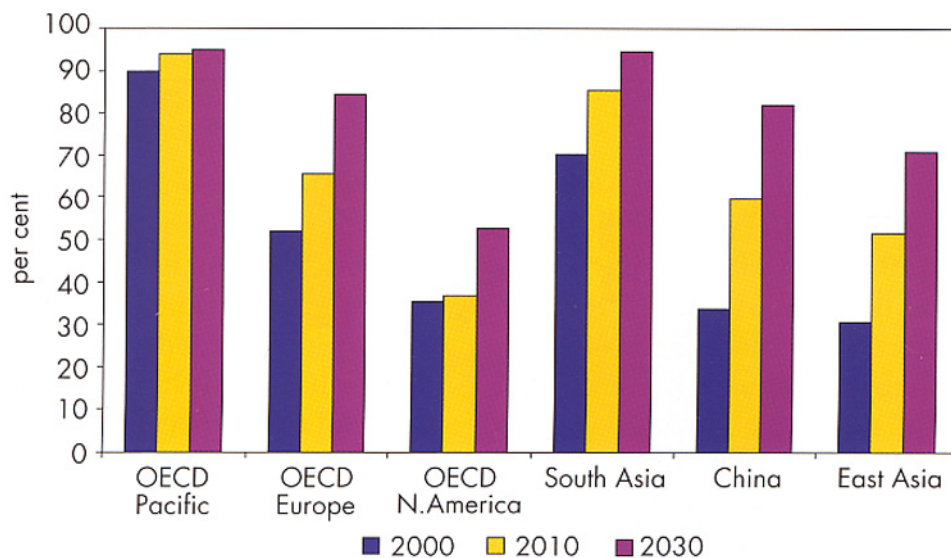


Quelle: IEA (2002), ergänzt

Wie sich die relative Abhängigkeit von Ölimporten für einzelne Regionen entwickeln wird, zeigt

Abbildung 17. Im Jahre 2000 haben die europäischen Mitgliedsstaaten der OECD<sup>73</sup> etwa die Hälfte ihres Ölbedarfs durch Importe gedeckt. 2010 wird dieser Anteil bereits bei zwei Dritteln liegen, bis 2030 bei zirka 85%. Wie oben dargelegt, werden diese Importe zu einem grossen Teil aus dem Nahen Osten kommen.

Abbildung 17: Ölimport-Abhängigkeit nach Regionen



Quelle: IEA (2002)

Diese Verschiebung der regionalen Abhängigkeiten wird vor allem die Politik beeinflussen. Der für sein fragiles politisches Gleichgewicht bekannte Nahe Osten wird der grösste Lieferant des auch in den nächsten beiden Jahrzehnten wichtigsten Energieträgers Öl sein. Zur Sicherstellung der Versorgung werden sich die immer stärker in Abhängigkeit geratenden Länder um gute Beziehungen zu den Förderländern bemühen müssen, da ein Ausweichen auf andere Lieferregionen, was konventionelles Öl angeht, nicht möglich ist. Zu erwarten sind zudem vermehrte Anstrengungen, die Erdöllastigkeit des Energiekonsums zu verringern.

<sup>73</sup> Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Grossbritannien, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweiz, Schweden, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn.

## 4.2. Unkonventionelles Erdöl

Einen Ausgleich zu diesem regionalen Ungleichgewicht bringt der Einbezug der unkonventionellen Erdölvorkommen, deren Einfluss vor allem mittelfristig zunehmen wird, eben gerade auch weil sie als alternative Bezugsquelle die oben beschriebene Abhängigkeit von den Förderländern des Nahen Ostens zumindest teilweise – und insbesondere für die USA – verringern können.

Die wichtigste Rolle spielen dabei Ölsandvorkommen in Kanada und Schwerstöl in Venezuela.<sup>74</sup> Diese mit heutiger Technik bereits förderbaren Vorkommen befinden sich an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Mit dem prognostizierten Anstieg des Ölpreises<sup>75</sup> und technischem Fortschritt, werden diese Vorkommen durch ihre geographische Nähe zu den USA vor allem dort andere Öllieferanten dank einer geringeren Transportkostenbelastung konkurrenzieren können. Die International Energy Agency IEA prognostiziert ein Wachstum der Produktion aus unkonventionellen Quellen von 1.1 Mb/d im Jahre 2000 auf 9.9 Mb/d im Jahre 2030, was 8% am prognostizierten Erdöl-Gesamtangebot ausmacht.<sup>76</sup>

Von den in Kanada geschätzten 2.5 Billionen vorhandenen Barrels an Schwerstöl gelten 300 Milliarden Barrels als förderbar. In Venezuela werden 1.2 Billionen Barrels Schwerstöl vermutet, von denen 270 Milliarden als förderbar gelten. Diese beiden Länder weisen also gemeinsam eine EUR von 570 Milliarden Barrels auf.<sup>77</sup> Der Vergleich mit der EUR Saudi Arabiens für konventionelles Erdöl von 430 Milliarden Barrels zeigt die Grössenordnung der Vorkommen Kanadas und Venezuelas. Sie alleine könnten den Jahresbedarf der Welt an Erdöl des Jahres 2000 für über 21 Jahre befriedigen.

Der zweitgrösste Beitrag an unkonventionellem Öl wird von den so genannten gas-to-liquids-Technologien (GTL) kommen. Hierbei werden durch Veränderung der Molekülstruktur aus Erdgas flüssige Treibstoffe gewonnen.<sup>78</sup> Nach Einschätzung der IEA<sup>79</sup> wird deren Produktion von heute 43 kb/d auf 300 kb/d im Jahre 2010 und 2.3 Mb/d im Jahre 2030 steigen. Um diese Erwartungen zu erfüllen sind allerdings noch beträchtliche Investitionen in die Infrastruktur (Produktionsanlagen, Pipelines) sowie technische Verbesserungen (vor allem Senkung der Kosten und Energieintensität, Reduktion der Umweltbelastung) nötig.<sup>80</sup> Troner (2001) listet 16 Anlagen in unterschiedlichen Planungsstadien auf, die bis 2010 insgesamt zwischen 800 und 855 kb/d produzieren

---

<sup>74</sup> Grössere, bis jetzt noch gar nicht bewirtschaftete Vorkommen finden sich auch in Russland (s.u.).

<sup>75</sup> vgl. Kap. 6.

<sup>76</sup> vgl. IEA (2002).

<sup>77</sup> Die erwähnten Vorkommen Russlands betragen noch einmal geschätzte 70 Milliarden Barrels.

<sup>78</sup> Im Gegensatz zur Verflüssigung von Erdgas lediglich zum Transport (LNG – Liquefied natural Gas), das am Bestimmungsort wieder vergast wird, wird bei GTL durch eine chemische Umwandlung synthetisches Erdöl gewonnen, das als flüssiger Treib- und Brennstoff eingesetzt wird.

<sup>79</sup> IEA (2002).

<sup>80</sup> vgl. hierzu IEA (2002), S. 101f.

sollen.<sup>81</sup> Im Jahre 2010 übersteigt diese Kapazität die IEA-Prognose noch bei weitem. Die zusätzlichen Investitionen, um die Prognose für 2030 erfüllen zu können, sind allerdings beträchtlich, betragen sie doch das Dreifache der bis 2010 getätigten Investitionen.

### 4.3. Konventionelles Erdgas

Abbildung 18 zeigt die EUR von konventionellem Erdgas für die verschiedenen Erdteile. Wie schon beim Erdöl fallen grosse regionale Unterschiede auf.

*Abbildung 18: Schätzungen der EUR für konventionelles Erdgas und ihre regionale Verteilung in Tm<sup>3</sup>*



Quelle: BGR (2003)

Auch beim Gas ist Nordamerika bezüglich der Ausbeutung der Vorkommen mit knapp 50% Anteil der kumulierten Förderung an der EUR wieder an erster Stelle. Mit etwa einem Drittel ist die Förderung in Europa im Vergleich zu den anderen Regionen ebenfalls weit fortgeschritten.

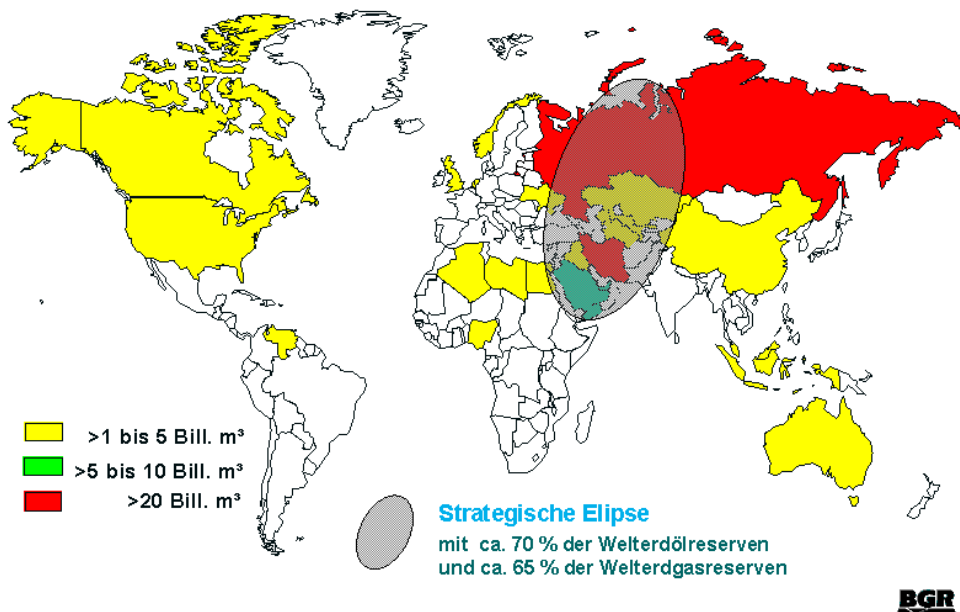
Auffallend sind die riesigen Vorkommen in der ehemaligen Sowjetunion, die beinahe doppelt so gross sind wie die weltweit zweitgrösste EUR des Nahen Ostens und fast das Dreifache derjenigen Nordamerikas betragen, die immerhin Platz drei auf der weltweiten Rangliste einnehmen.

Vergleicht man die noch vorhandenen Gesamtressourcen und die EUR der einzelnen Regionen miteinander, so zeichnet sich auch beim konventionellen Erdgas wieder eine relativ starke regionale Konzentration im Zeitverlauf ab. Zeichnet man eine zu Abbildung 19 analoge Ellipse für Ergas ein, so umschliesst diese 65% der Welterdgasreserven sowie

<sup>81</sup> Eine ähnliche Liste in IEA (2001), S. 164f geht von einer Kapazität von 606.7 kb/d bis spätestens im Jahr 2006 aus. 1999 waren davon bereits 42.7 kb/d in Betrieb.

gleichzeitig auch die gesamte strategische Ellipse für Erdöl, also 70% der Welterdölreserven. Damit zeigt sich, dass auch eine Verlagerung des Konsums an fossilen Energieträgern von Erdöl hin zu Erdgas die regionale Abhängigkeit nicht relevant zu beeinflussen vermag. Die grössten Gesamtressourcen ausserhalb der Ellipse befinden sich im Fernen Osten. Wegen ihrer grossen Distanz kommen sie für die Belieferung Europas zur Zeit nicht in Frage, da nähere Vorkommen weniger stark mit Transportkosten belastet und somit günstiger sind. Der zunehmende Einsatz von Schiffen zum Transport von Gasen wird jedoch mittelfristig eine starke Belieferung Nordamerikas erlauben (siehe unten).

Abbildung 19: Lage der weltgrössten Erdgasreserven in einer strategischen Ellipse

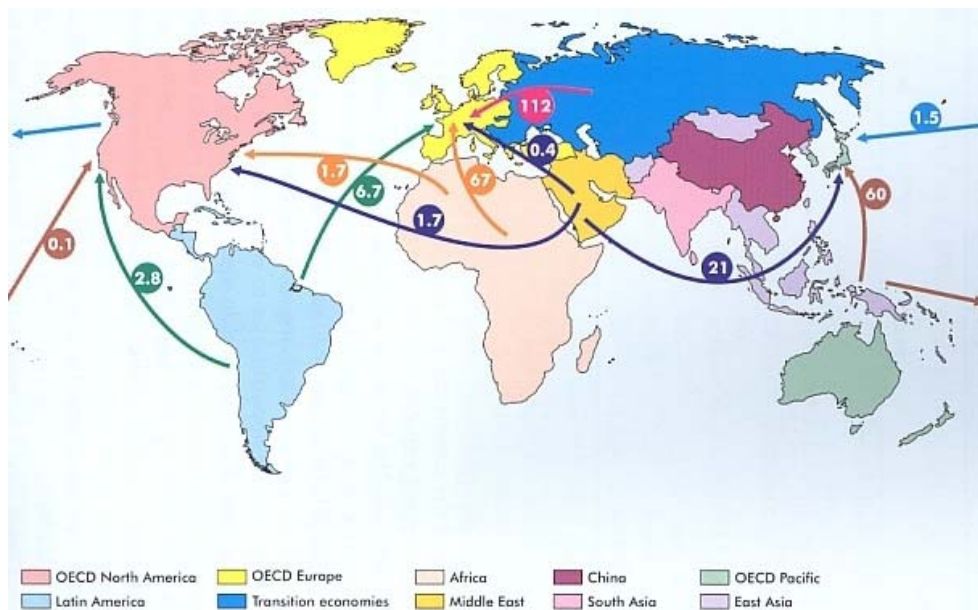


Quelle: BGR (2003)

Es wird erwartet, dass Europa einen beträchtlichen Teil seines Bedarfs aus nordafrikanischen Gasvorkommen decken wird, das mit Pipelines importiert wird. Dies wird die regionale Abhängigkeit von Lieferanten innerhalb der Ellipse reduzieren.

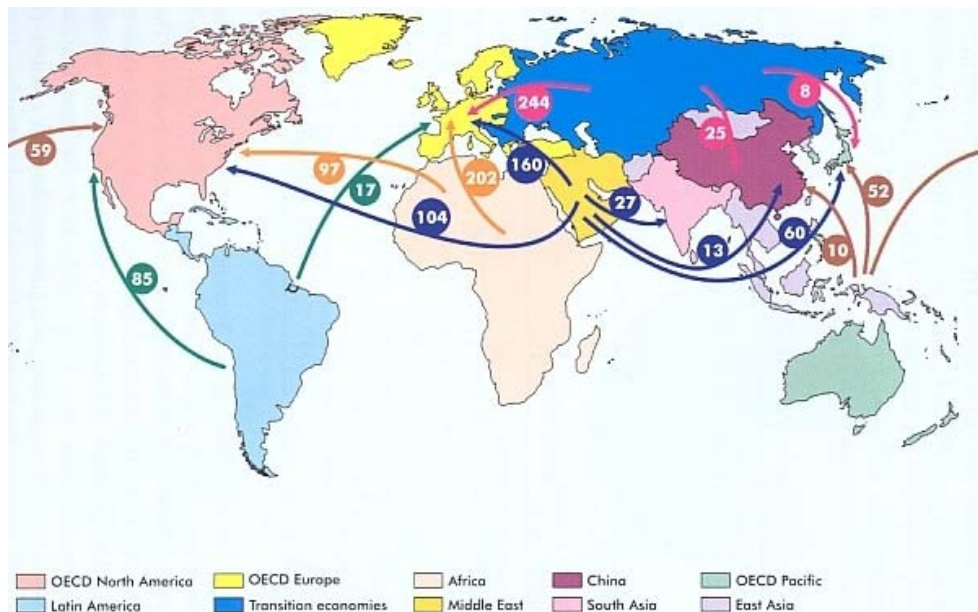
Abbildung 20 und Abbildung 21 vergleichen die regionalen Netto-Gasexporte im Jahr 2000 mit den Prognosen für das Jahr 2030. Demnach wird die ehemalige UdSSR der wichtigste Lieferant Europas bleiben, gefolgt von Nordafrika und dem Nahem Osten. Von den total 623 Mrd. importierten Kubikmetern Erdgas im Jahr 2030 werden 404, also fast zwei Drittel, aus der strategischen Ellipse stammen.

Abbildung 20: Interregionale Netto-Gasexporte im Jahr 2000 ( $Gm^3$ )



Quelle: IEA (2002)

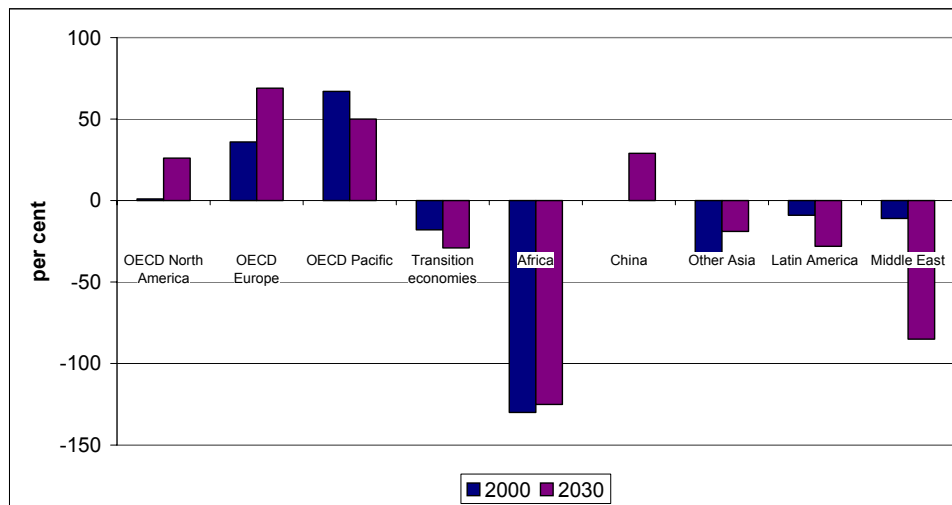
Abbildung 21: Interregionale Gasexporte im Jahr 2030 ( $Gm^3$ )



Quelle: IEA (2002)

Wie Abbildung 22 zeigt, wird erwartet, dass Europa zu diesem Zeitpunkt 31% seines Gasbedarfs aus eigenen Quellen decken kann, was bedeutet, dass knapp die Hälfte des Gesamtconsums aus der strategischen Ellipse stammen wird.

Abbildung 22: Gasimport-Abhängigkeit nach Regionen



Quelle: IEA

(2002), eigene Darstellung

Bereits bei der Betrachtung der regionalen Verteilung der Erdölvorkommen wurde auf die politisch wenig stabile Lage innerhalb jener strategischen Ellipse verwiesen. Die etwas grössere Ellipse der Betrachtung der Erdgasreserven schliesst zusätzlich die aus der Sowjetrepublik hervorgegangenen Staaten zwischen dem Schwarzen Meer und Afghanistan mit ein. Auch für diese Region ist mittelfristig keine politische Stabilität absehbar, was vor allem den für den Gastransport wichtigen Bau grenzüberschreitender Pipelines erschwert. Insbesondere das Anziehen günstigen Fremdkapitals ist in dieser Region unter den heutigen Bedingungen sehr schwierig. Verzögern sich aber die Investitionen, so ist die Befriedigung der Nachfrage trotz genügend vorhandenen Reserven aufgrund der mangelnden Leistungsfähigkeit der Infrastruktur gefährdet.<sup>82</sup>

Erwähnt werden muss in diesem Zusammenhang jedoch, dass in der Vergangenheit auch in den turbulentesten Zeiten des Kalten Krieges die Erdgaslieferungen aus der UdSSR nie unterbrochen wurden. Da die Erdgasexporte im Interesse Russlands liegen und zum grössten Teil auch von russischer Infrastruktur abhängig sind, kann erwartet werden, dass der Aufrechterhaltung der Versorgung auch in Zukunft hohe Priorität eingeräumt wird.

#### 4.3.1. „Stranded Gas“

Eine besondere Rolle beim unkonventionellen Erdgas spielt das sogenannte „stranded gas“. Dies sind Vorkommen, die bis jetzt wegen ihrer Distanz zum Markt oder zur bestehenden Infrastruktur nicht wirtschaftlich abbaubar sind, allerdings mit unkomplizierten technischen Mitteln abbaubar wären.

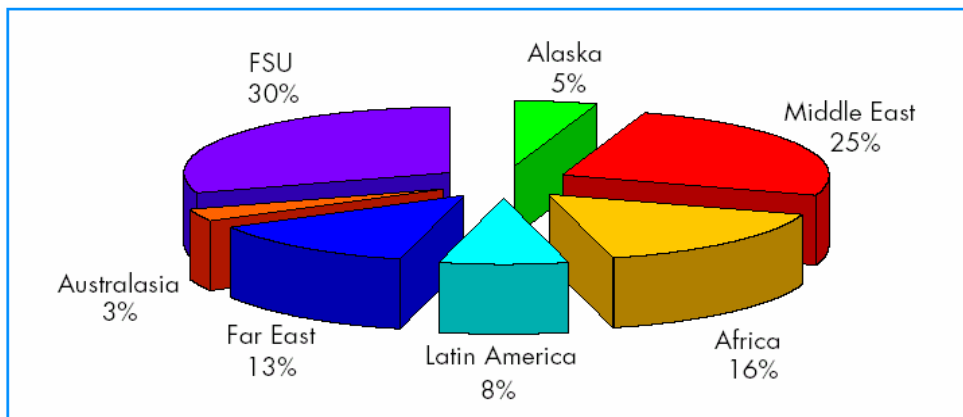
Das geografische Ungleichgewicht zwischen dem Vorkommen des Erdgases und seiner Verwendung führt zu einer ständigen Ausdehnung der Transporte von durch Kühlung

<sup>82</sup> vgl. Kap. 5.1.

verflüssigtem Erdgas (LNG – Liquefied Natural Gas) per Schiff, da sich besonders zur Versorgung Nordamerikas und der Industriestaaten Ostasiens Pipelines nicht als Option anbieten. Insbesondere neuere Tankschiffe, die Verflüssigung und Wiedervergasung an Bord erlauben, bringen „stranded gas“-Vorkommen wieder ins Blickfeld, da sie einen günstigen Anschluss an die Infrastruktur ermöglichen. Eine weitere Möglichkeit zur Ausbeutung dieser Vorkommen ist die beim unkonventionellen Erdöl vorgestellte GTL-Technologie.

Schätzungen der IEA<sup>83</sup> zufolge betragen die Reserven an „stranded gas“ zwischen 49 und 65 Tm<sup>3</sup>. Abbildung 23 zeigt deren regionale Verteilung.

Abbildung 23: Regionale Verteilung der „stranded gas“-Reserven



Quelle: IEA (2001)

## 4.4. Unkonventionelles Erdgas

### 4.4.1. „tight gas“

Als „tight gas“ wird Erdgas aus sehr dichten Speichergesteinen bezeichnet. Aufgrund der geringen Permeabilität des Gesteins ist deren Erhöhung eine Voraussetzung für die Förderung von „tight gas“.<sup>84</sup> Vor allem in den USA hat die Forschung auf diesem Gebiet bedingt durch steuerliche Vorteile starke Fortschritte gemacht. Abschätzungen sind aufgrund der uneinheitlichen Erfassung und grosser Unsicherheiten bei der Ergiebigkeit der Vorkommen nur schwer zu machen. Die BGR<sup>85</sup> schätzt die Gesamtressourcen auf zwischen 70 und 85 Tm<sup>3</sup>. Die wichtigsten Vorkommen befinden sich in der ehemaligen Sowjetunion (45.5%), im Nahen Osten (14.7%) und in Nordamerika (14.1%).

<sup>83</sup> IEA (2001), S.150.

<sup>84</sup> z.B. mithilfe der Frac-Technologie. Vgl. Kasten auf S. 32.

<sup>85</sup> BGR (2003), S. 149.

#### 4.4.2. Kohleflözgase

Unter dem Begriff Kohleflözgase werden sämtliche aus Kohlevorkommen austretenden beziehungsweise gewinnbaren Gase bezeichnet. Da Erdgas aus solchen Quellen in manchen Ländern bereits produziert<sup>86</sup> und deshalb den konventionellen Erdgasreserven zugerechnet wird, ist eine Abgrenzung schwierig. Nach Schätzungen der BGR<sup>87</sup> belaufen sich die Gesamtressourcen von Kohleflözgas auf 143.2 Tm<sup>3</sup>. Die wichtigsten Vorkommen befinden sich in Russland (35%), China (22%), Kanada (9%) und den USA (7%).

#### 4.4.3. Erdgas aus Aquiferen

Als Aquifere werden Grundwasser führende Gesteinsschichten bezeichnet. In bis zu 5 km Tiefe kann sich Erdgas in diesem Wasser lösen. Unter sehr hohem Druck sind bis zu 90 m<sup>3</sup> gelöstes Erdgas pro Kubikmeter Wasser möglich. Schätzungen beziffern das Gesamtvolumen des im Grundwasser gelösten Erdgases auf 10 Trillionen Kubikmeter, was dem Doppelten der Erdatmosphäre entspricht.<sup>88</sup> Davon kann allerdings nur ein kleiner Teil gefördert werden. Da die Erfahrungen mit der Förderung von Erdgas aus Aquiferen noch sehr klein sind und die vorhandenen Vorkommen noch kaum auf ihre Eigenschaften untersucht wurden, ist eine Abschätzung des förderbaren Anteils mit sehr grosser Unsicherheit behaftet. In den USA wurden entsprechende Experimente, weil trotz steuerlicher Begünstigung unwirtschaftlich, aufgegeben. Als theoretisch maximal gewinnbar stuft die BGR insgesamt 1500 Tm<sup>3</sup> ein. Davon befinden sich 22% in Afrika und dem Mittleren Osten, 18% in Nordamerika, 17% in Mittel- und Südamerika und 15% in Asien.

#### 4.4.4. Gashydrate

Gashydrate bilden sich bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen. Es handelt sich dabei um ein eisähnliches Gemisch aus Wasser und Erdgas. Ein Kubikmeter Hydrat setzt unter Atmosphärendruck 164 m<sup>3</sup> Methan frei,<sup>89</sup> was sie als Energieressource äusserst interessant macht. Hydratvorkommen treten an den Kontinentalrändern und in Permafrostgebieten auf. Aufgrund der erst geringen Erforschung und der mangelnden Erfahrung mit Förderungen im grossen Stil, ist auch hier eine Abschätzung der

---

<sup>86</sup> Die Gewinnung von Kohleflözgas erfolgt derzeit in den USA, Kanada, Mexiko, Australien, China, Japan, Deutschland, Grossbritannien, Polen, Frankreich, Tschechien, Bulgarien, Russland, in der Ukraine, in Kasachstan und in Südafrika. BGR (2003), S. 151.

<sup>87</sup> BGR (2003), S. 152.

<sup>88</sup> vgl. BGR (2003), S. 163.

<sup>89</sup> Vgl. BGR (2003), S. 167.

Gesamtressourcen sehr schwierig. In BGR (2003) werden Abschätzungen verschiedener Studien in der Grössenordnung zwischen 100 Billionen und 10 Trillionen m<sup>3</sup> für im Unterwasserhydrate und zwischen 10 Billionen und 100 Milliarden m<sup>3</sup> für an Land auftretende Hydrate genannt.<sup>90</sup>

#### *Zusammenfassung unkonventionelles Erdgas*

Obige Übersicht hat gezeigt, dass die Vorkommen an unkonventionellem Erdgas riesig sind. Zum heutigen Zeitpunkt ist eine Beurteilung der auch wirklich ausbeutbaren Vorkommen sehr schwierig. Bei „tight gas“ und Kohleflözgas sind Produktionssteigerungen zu erwarten. Grössere Produktionsmengen aus Aquiferen und Hydraten sind allerdings unwahrscheinlich.

### **4.5. Kohle**

Einen Ausgleich zu der regionalen Konzentration von Erdöl und -gas im Nahen Osten bieten die Kohlereserven. Aufgrund der bereits erwähnten unterschiedlichen Energiedichte mit den entsprechenden Konsequenzen für die Belastung mit Transportkosten, werden Hartkohle und Weichbraunkohle separat behandelt. Da Kohle in dieser Studie eine untergeordnete Rolle spielt, wird nur auf die Reserven eingegangen.

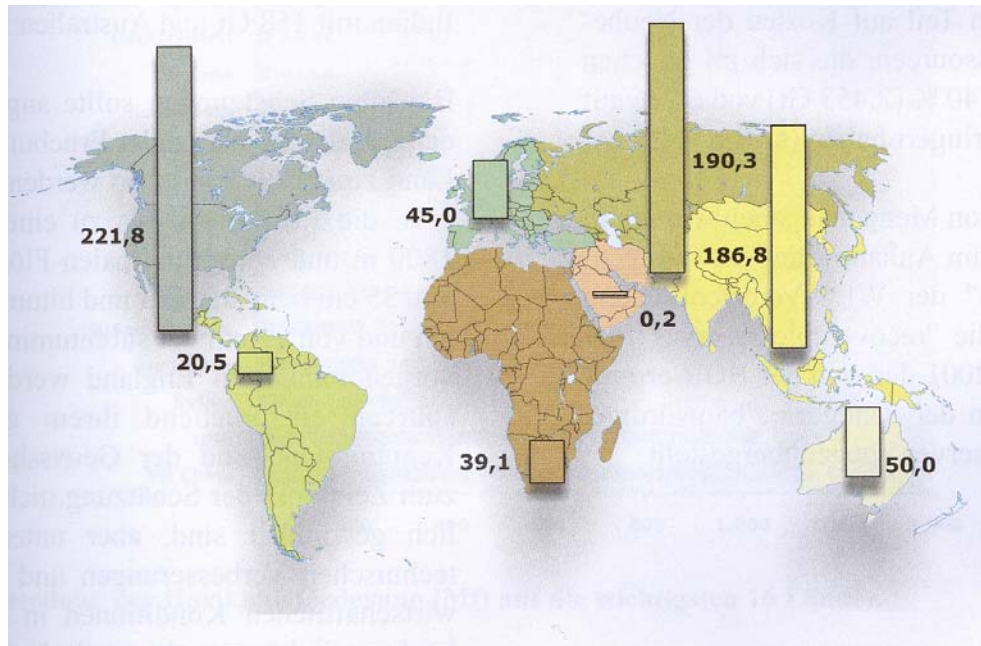
#### **4.5.1. Hartkohlereserven**

Abbildung 24 zeigt die Verteilung der Hartkohlereserven. Auffallend sind die sehr grossen Reserven in Nordamerika (insb. USA). Dies macht deutlich, warum gerade in den USA sehr viel Geld für die Erforschung von Techniken zur Reduktion oder gar Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Verbrennen von Kohle bereitgestellt wird.

---

<sup>90</sup> BGR (2003), S. 170f.

Abbildung 24: Die geografische Verteilung der Hartkohlereserven



Quelle: BGR (2003)

An zweiter Stelle der Regionen mit den grössten Hartkohlereserven folgen die ehemaligen Länder der UdSSR vor dem fernen Osten (insb. China). Im Vergleich dazu nehmen sich die Reserven Australiens und Europas als unbedeutend aus. Kaum Hartkohle findet sich im Nahen Osten.<sup>91</sup>

Die Gesamtsumme von 753.7 Gt Hartkohle entspricht ungefähr 3880 Gb Erdöl, was auch optimistische Schätzungen der EUR für konventionelles Erdöl von 3000 Gb in den Schatten stellt.<sup>92</sup>

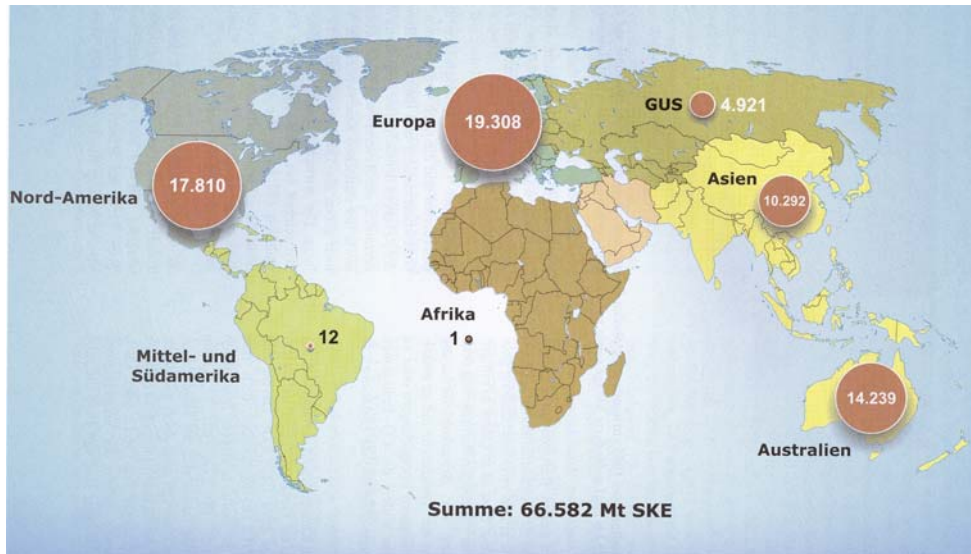
#### 4.5.2. Weichbraunkohle

Abbildung 25 zeigt die geografische Verteilung der Weichbraunkohlereserven, deren geringe Energiedichte kaum eine andere Nutzung als die Verstromung vor Ort erlaubt. Neben der Tatsache, dass auch der Nahe Osten leer ausgeht, fallen vor allem die sehr grossen Reserven Europas auf. Diese konzentrieren sich zum aller grössten Teil in Deutschland.

<sup>91</sup> Da die Unterschiede bei den Förderkosten bei Kohle sehr gross sind, sind sie bei der Frage, welche Region Kohle importiert und welche exportiert, das wichtigere Kriterium, als die Grösse der Vorkommen. In Europa z.B. rentiert der Kohleabbau zu heutigen Preisen kaum und wird deshalb eingestellt oder subventioniert. Australien hingegen ist dank tiefen Förderkosten Kohlexporteur.

<sup>92</sup> Es gilt zu beachten, dass hier lediglich die *Reserven* der Hartkohle der kumulativen Förderung *und* den Gesamtressourcen von konventionellem Erdöl gegenübergestellt werden.

Abbildung 25: Die geografische Verteilung der Weichbraunkohlereserven



Quelle: BGR (2003)

Auch in Nordamerika konzentriert sich wiederum ein beachtlicher Teil der weltweiten Reserven, gefolgt von Australien und dem Fernen Osten.

Die Gesamtsumme von 66'582 Mt SKE an Weichbraunkohle entspricht ungefähr dem Energiewert von 342 Gb Erdöl. Was im Vergleich zur Hartkohle eher wenig aussieht, entspricht immerhin zwölf Welt-Erdölproduktionen des Jahres 2001.

#### 4.6. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit

Kapitel 4 hat gezeigt, dass die zunehmende Ausbeutung von Erdöl und -gas dazu führt, dass sich die verbleibenden Reserven im Nahen Osten und in der ehemaligen UdSSR konzentrieren. Problematisch hierbei sind die geopolitischen Risiken dieser Regionen. Grössere Konflikte können dazu führen, dass die Sicherheit der Transporte nicht mehr gewährleistet werden kann, wodurch Versorgungsengpässe auch bei in genügendem Ausmass vorhandenen Rohstoffen denkbar sind.<sup>93</sup>

<sup>93</sup> Hier gilt es allerdings noch einmal darauf hinzuweisen, dass sich Russland in der Vergangenheit auch in schwierigen Zeiten als äusserst zuverlässiger Handelspartner erwiesen hat.



## 5. Zwei weitere Arten der Verknappung

Das folgende Kapitel geht auf zwei weitere Engpassfaktoren ein, die trotz ausreichend vorhandener Rohstoffmenge und politisch stabilen Bedingungen zu Angebotsverknappungen führen können: die nötige Infrastruktur und die Umwelt.

### 5.1. Die Produktionskapazität

Bevor Erdöl und -gas zur Energiegewinnung gebraucht werden können und zudem noch an den Ort der Nachfrage gelangt sind, durchlaufen sie eine komplizierte und kostspielige Infrastruktur. Reicht die Kapazität dieser Infrastruktur nicht aus, um die nachgefragte Menge an Erdöl und Erdgas zu produzieren, kommt es auch bei einer genügenden Reservenmenge zu Verknappungen.

Abbildung 26 zeigt eine Folie aus dem bereits erwähnten Vortrag des ExxonMobil Vizepräsidenten Longwell.<sup>94</sup> Sie stellt eine Prognose der Nachfrage für Öl und Gas ab dem Jahr 2000 dar. Ebenfalls eingezeichnet ist der Verlauf der Produktionskapazität der zu diesem Zeitpunkt bestehenden Anlagen. Durch Erschöpfung der jeweiligen Quelle und durch Alterung der Anlagen, nimmt sie ab. Dadurch ergibt sich eine Versorgungslücke, die mit neuer Produktion gedeckt werden muss. Bis zum Jahre 2010 beträgt sie beinahe die Hälfte der dann zur Befriedigung der Nachfrage nötigen Produktionskapazität!

Mit den Worten Longwells: „We expect that by 2010 about half the daily volume needed to meet demand is not on production today.“ Auch die IEA<sup>95</sup> weist auf diese Problem hin und schreibt: „The investment required to increase supply is considerable.“

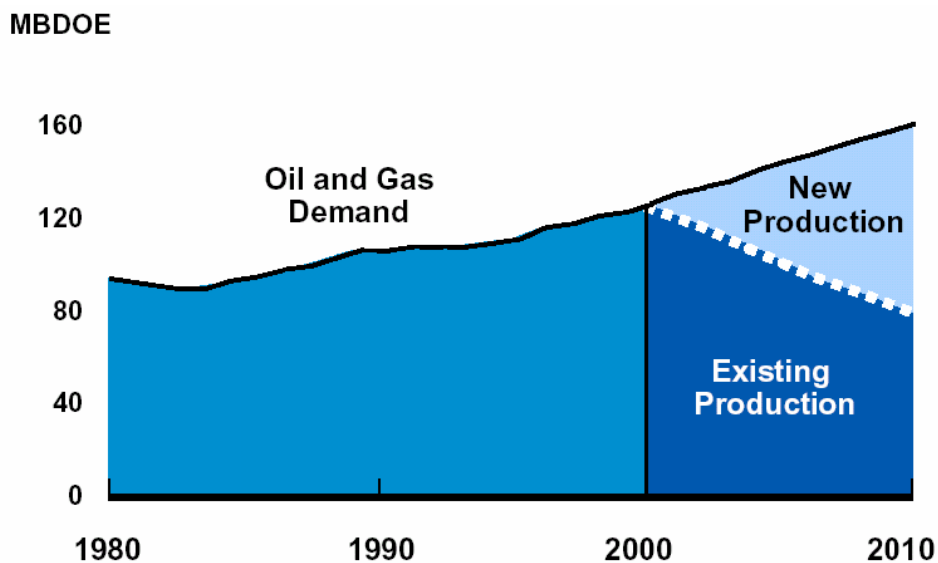
Wie bereits im vorhergehenden Kapitel gezeigt, liegen die meisten Ölreserven in wenig entwickelten Ländern, die die enormen Investitionen nicht aus eigener Kraft bestreiten können. Das Anziehen ausländischen Kapitals ist wegen politischer Unsicherheiten, diskretionärer Rechtssprechung und Regulierungen bezüglich ausländischer Beteiligungen schwierig. Die jüngsten Ereignisse in Venezuela haben beispielhaft gezeigt, wie riskant grössere Investitionen in wenig stabilen Ländern sind, da die Sicherheitslage innerhalb kürzester Zeit kippen kann.

---

<sup>94</sup> vgl. S. 33.

<sup>95</sup> IEA (2001), S. 32. Dieselbe Quelle zeigt auf S. 76 ein ähnliche Grafik wie Longwell, allerdings nur bezogen auf Öl. Der Anteil dafür neu zu errichtender Produktionskapazität im Jahre 2010 ist dabei sogar mit etwas über 60% eingezeichnet.

Abbildung 26: Prognostizierte Nachfrage für Erdöl und -gas und der zu ihrer Befriedigung nötigen Produktionskapazität



MBDOE = Million Barrels per Day Oil Equivalent

Quelle: Longwell (2002)

Die IEA<sup>96</sup> schätzt, dass in den OPEC-Staaten bis zum Jahre 2010 Investitionen von 300 Mrd. heutigen US\$ nötig sein werden, um die benötigte Produktionskapazität bereit zu stellen. Ausserhalb der OPEC ist eine weitere Billion US\$ nötig.

Gerade auch bei den unkonventionellen Quellen, die nach optimistischen Prognosen schon bald einen relevanten Beitrag zur Versorgung der Erde mit fossilen Energieträgern beitragen sollen, sind grosse Investitionen nötig, da eine Infrastruktur im grossen Stil noch nicht besteht.

Eine ähnliche Situation zeigt sich auch bei der Versorgung mit Erdgas: Der prognostizierte Konsum ist demnächst grösser als die vorhandene Produktionskapazität. In Vergleich zu Öl ist die Transportinfrastruktur für Gas unvergleichlich aufwändiger: Auf dem Landweg muss Gas über ein Pipelinenetzwerk, auf dem Seeweg in Hochdrucktankern transportiert werden. Insbesondere die Pipelines sind sehr inflexibel. Eine einmal aufgebaute Route lässt sich mehr an unvorhergesehene Ereignisse anpassen. Dieses Risiko wirkt sich gerade in politisch instabilen Regionen gleich zweifach negativ aus: Erstens wird sich das Risiko in einer höheren Risikoprämie beim Einbringen von Fremdkapital auswirken und zweitens ist mit höheren Kosten zur Gewährleistung der Sicherheit zu rechnen. Gerade in bewaffneten Konflikten sind vor allem grenzüberschreitende Pipelines ein einfaches Angriffsziel.

<sup>96</sup> IEA (2001), S. 74f.

Gesamtangaben zu den nötigen Investitionen wie für Öl, finden sich in der Literatur zur Erdgas noch keine. Alleine für Russland schätzt die IEA<sup>97</sup> den bis 2010 nötigen Aufwand jedoch auf zwischen 100 und 200 Mrd. US\$. Zusätzlich verstärkt wird das Problem dieser massiven Investitionen durch die Tatsache, dass sie vor allem in Entwicklungs- oder Schwellenländern getätigt werden müssen, die diese Mittel nicht aus eigener Kraft aufreiben können und deshalb auf enorme ausländische Kapitalzuflüsse angewiesen sind. Die oft ungenügende Ausgestaltung des Kapitalmarktes oder dessen strenge Restriktionen sowie unsichere Rechtsverhältnisse, machen solche Engagements aus Sicht des Investors aber oft wenig attraktiv. Diese Länder werden die entsprechenden Anpassungen in relativ kurzer Zeit durchführen müssen, um die finanziellen Ressourcen anziehen zu können, die ihnen wiederum dringend benötigte Einnahmen sichern.

## 5.2. Der „Rohstoff Umwelt“

Eine Besonderheit der fossilen Energieträger ist die Eigenschaft, dass ihr Gebrauch gleichzeitig und zwangsläufig einen anderen Rohstoff ausbeutet: die Umwelt. Selbst nach den pessimistischsten Schätzungen wurden bis jetzt höchstens die Hälfte der gesamten Erdölvorkommen produziert, beim Erdgas sind es weniger als ein Fünftel.

Eine Frage, die in diesem Zusammenhang nicht ungestellt bleiben darf ist, ob zum Verbrauch der Gesamtressourcen an fossilen Energieträgern der andere nötige Rohstoff, die Umwelt, in genügender „Menge“ vorhanden ist. Die Umwelt stellt einen nicht zu vernachlässigenden potentiellen Engpass für die Nutzung fossiler Energieträger dar.

Der heutige Stand der Wissenschaft hat CO<sub>2</sub> als eines der für den Treibhauseffekt verantwortlichen Gase ausfindig gemacht. Verschiedene Lebewesen entziehen der Atmosphäre CO<sub>2</sub>, allerdings bei weitem nicht in dem Mass, in dem es der Mensch produziert. International sind deshalb Bemühungen im Gang, den Ausstoss von CO<sub>2</sub> zu verringern. Solange der Verbrauch von fossilen Energieträgern aber weiterhin steigt – und wegen der grossen Mengen an Erdgas ist dies auch nach einem eventuellen Peak beim Erdöl möglich – wird zwangsläufig auch der CO<sub>2</sub>-Ausstoss und damit die Umweltbelastung zunehmen.

Eine Analyse der Umwelteinflüsse durch den Gebrauch fossiler Energieträger gehört nicht zum Auftrag dieser Studie. Bezüglich der Fragestellung der Versorgungssicherheit muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die von den verschiedenen Stellen gemachten Prognosen nicht auf in Zukunft eventuell nötige einschneidende Massnahmen zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger eingehen.<sup>98</sup> Bedenkt man allerdings die Tatsache, dass bei einer vollständigen Ausschöpfung der heute bekannten Reserven an

---

<sup>97</sup> IEA et al (2003).

<sup>98</sup> vgl die diesbezügliche explizite Erwähnung in IEA (2001), S. 3, 15 und (2002), S. 25, 335.

fossilen Energieträgern ein Vielfaches des bisherigen CO<sub>2</sub>-Ausstosses anfallen würde, so wird deutlich, dass die vorherige Einschränkung des Gebrauchs von fossilen Energieträgern kein unwahrscheinliches Szenario darstellt.

In diesem Zusammenhang gilt es auch bereits jetzt schon bestehende gesetzliche Einschränkungen zu beachten, die insbesondere die Ausbeutung unkonventioneller Reserven verhindern können. Als Beispiele seien Ölvorkommen in Alaska und den Polarregionen sowie Ölsande und -schiefer, die mindestens zum Teil im Tagebau gewonnen werden müssen, erwähnt. Bedenkt man, dass einige Prognosen diese Quellen zu einem relevanten Anteil miteinbeziehen, zeigt sich deutlich, dass bereits heutige (rechtliche) Massnahmen, die zum Schutze des Rohstoffs Umwelt nötig sind, zu möglichen Engpässen bei der Nutzung fossiler Energieträger führen können.

### 5.3. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit

Kapitel 5 zeigt, dass neben der Endlichkeit der Ressourcen und der geografischen Verteilung weitere Engpässe bestehen, die zu einer Verknappung der Versorgung mit fossilen Energieträgern führen können. Zum einen sind dies die enormen finanziellen Investitionen in die Produktions- und Transportinfrastruktur, die bereits in den nächsten Jahren nötig sein werden. Zum anderen ist es die mit dem Gebrauch fossiler Energieträger einhergehende Belastung der Umwelt.

Die Autoren der Studie erachten eine Verknappung aufgrund nicht getätigter *Investitionen* als wenig wahrscheinlich. Solange eine Abschwächung der Nachfrage nach fossilen Energieträgern nicht in Sicht ist, sind solche Investitionen mit grosser Sicherheit lukrativ.

Da in vielen Staaten – insbesondere im Nahen Osten – die Öleinnahmen zur Deckung des Staatshaushaltes verwendet werden, können diese die nötigen Investitionen nicht aus eigener Kraft bestreiten. Bisher haben diese Länder ausländische Beteiligungen stark eingeschränkt. Die Höhe der ansonsten ausfallenden Erträge dürfte aber ein überzeugendes Argument zur Anpassung dieser Politik sein.

Als grösstes Risiko bezüglich der zu tätigen Investitionen sind die bereits erwähnten geopolitischen Unsicherheiten einzustufen. Ein Land, in dem Krieg oder auch nur ein Kriegsrisiko herrscht, kann schwer Investitionen anziehen.

Grösser als nicht getätigte Investitionen sind die möglichen Risiken einer Verknappung aufgrund von *Umweltproblemen*. Mit zunehmender Besorgnis in der Bevölkerung der Industriestaaten wird der Druck auf Politiker zur Einführung umweltpolitischer Massnahmen steigen. Diese können den Einsatz von fossilen Energieträgern auf zwei Ebenen treffen:

1. Zum Schutze der Natur wird der Abbau fossiler Energieträger in gewissen Gebieten untersagt.
2. Zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Belastung können Umweltabgaben auf deren Erzeugung erhoben werden. Dabei handelt es sich nicht um eine Verknappung, sondern um eine künstliche Senkung der Nachfrage über einen höheren Preis. Die nachfragetechnischen Effekte dieser beiden Ursachen unterscheiden sich allerdings nicht.



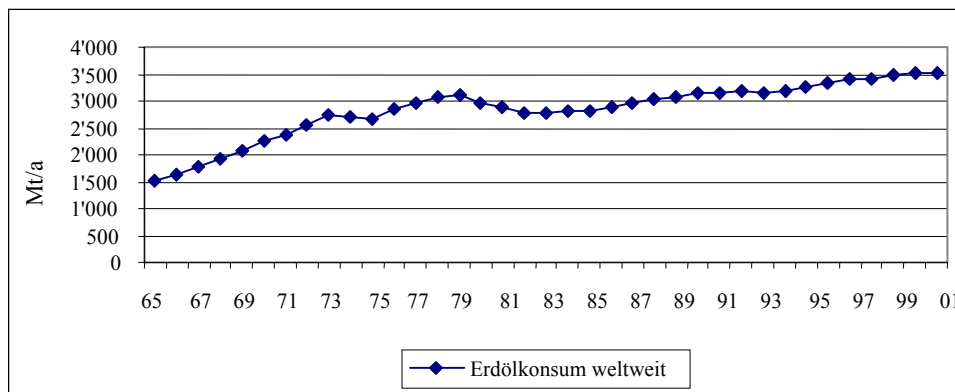
## 6. Nachfrage- und Preisprognosen von fossilen Treib- und Brennstoffen

In diesem Kapitel soll zuerst ein kurzer Blick in die Vergangenheit der bisherigen Entwicklung von Konsum und Preisen von Erdöl und Erdgas geworfen werden. Diesem folgen allgemeine Überlegungen zu Nachfrage- und Preisprognosen. Nach diesen werden die Prognosen der weltweiten Energienachfrage dargestellt, denen dann die Nachfrage- und Preisprognosen für Erdöl und -gas in separaten Unterkapiteln folgen. Das Kapitel schliesst mit einer Zusammenfassung und einem Zwischenfazit.

### 6.1. Ein Blick zurück – Konsum und Preise in der Vergangenheit

#### 6.1.1. Erdöl: Konsum und Preise

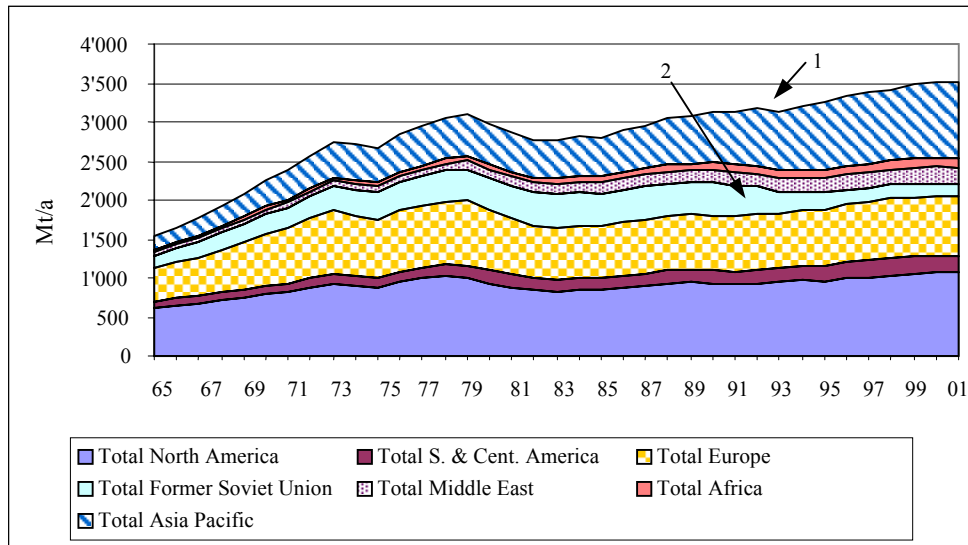
Abbildung 27: Erdöl-Konsum 1965 bis 2001 in Mt/a



Quelle: eigene Darstellung, Daten von BP (2002)

Der weltweite Konsum von Erdöl hat zwischen 1965 und 2001 um rund 130% zugenommen und erreichte Ende 2001 ca. 3'510 Mio. Tonnen pro Jahr, was 75 Mio. Barrels pro Tag entspricht (vgl. Abbildung 27). Pro Jahr ergibt dies eine durchschnittliche Zunahme von 2.3%. Es ist jedoch zu betonen, dass der grösste Zuwachs des Erdölkonsums zu Beginn der Beobachtungsperiode stattfand (rund 7.6% pro Jahr zwischen 1965 und 1973) und sich danach abgeschwächt hat, zeitweise sogar negativ war. Seit 1980 beträgt die durchschnittliche Zuwachsrate noch 0.8% pro Jahr. Im Jahr 2001 ist im Vergleich zu 2000 erstmals seit 1993 wieder ein leichter Rückgang des Konsums wegen der Ereignisse vom 11. September, kriechendem Wirtschaftsgang und relativ milden Wintern in Nordamerika zu verzeichnen (-0.2%). Mit ein Grund dafür ist die Wirtschaftskrise in Asien von 1997/98, die zu einem deutlichen Wachstumsrückgang bezüglich der Ölnachfrage führte. Auch der durch die beiden Erdölkrisen von 1974 und 1979 ausgelöste deutliche Nachfragerückgang ist im Konsumverlauf gut erkennbar.

Abbildung 28: Erdöl-Konsum 1965 bis 2001 nach Regionen in Mt/a



Quelle: eigene Darstellung, Daten von BP (2002)

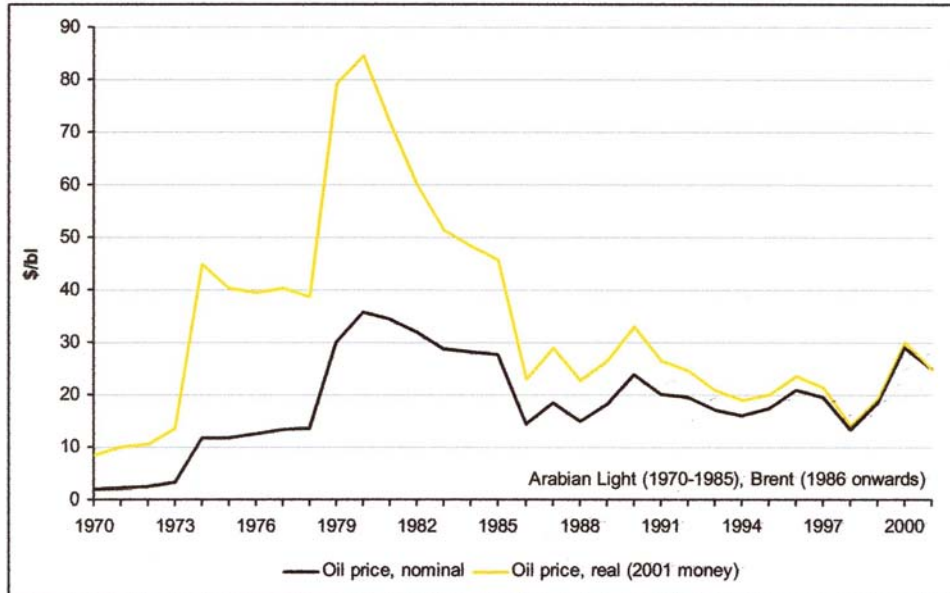
Abbildung 28 stellt den absoluten Konsum für einzelne Regionen der Welt als Schichtdiagramm dar. Beobachtet man den Konsum Asiens (Total Asia Pasific), zeigt sich der Nachfragerückgang aufgrund der Asienkrise wieder deutlich (Pfeil 1). In noch stärkerem Ausmass ist der Zusammenbruch des Ostblocks bei der ehemaligen Sowjetunion zu erkennen. Ab ca. 1990 führte die damalige Wirtschaftskrise sowie der politische Systemwechsel zu einem starken Energienachfragerückgang (vgl. Pfeil 2). So wurde 2001 ca. 60% weniger Erdöl konsumiert als noch 1990, während weltweit der Konsum in dieser Zeit um 13% zunahm. 2001 verbrauchte die ehemalige Sowjetunion gerade mal so viel Erdöl wie 1965. Nordamerika und Europa weisen für diese Zeit ein jährliches Konsumwachstum von 1.5% auf. Ein deutlich höheres jährliches Wachstum ist in den übrigen Regionen festzustellen, so beträgt es, in Prozenten ausgedrückt, in Zentral- und Südamerika 2.7%, im Mittleren Osten 4.2%, in Afrika 4.3% und in Raum Asia Pacific 5.1%.

Während Nordamerika, Europa und Asia Pacific rund 80% des Erdölkonsums auf sich vereinen, entfallen auf Zentral- und Südamerika 6.2%, auf den Mittleren Osten 5.9%, auf die ehemalige Sowjetunion 4.8% und auf Afrika noch 3.3%.

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung des Erdölpreises von 1970 bis 2001 in *realen* (Basis ist das Jahr 2001) und *nominalen* Preisen. Auffallend dabei ist die Preisentwicklung wiederum während den beiden Erdölkrisen von 1974 resp. 1979. Der durchschnittliche *reale* Preis pro Barrel hat sich zwischen 1973 und 1974 mehr als verdreifacht, während die zweite Erdölkrise noch rund eine Verdoppelung des durchschnittlichen Jahrespreises auslöste. Seit 1986 jedoch unterlag der Erdölpreis nur noch relativ geringen Schwankungen. Der in den letzten Jahren stärkste Preisanstieg war zwischen 1998 und 2000 zu verzeichnen, der

primär auf mehrere Reduktionen von Fördermengen zurückzuführen war. Nachdem die Fördermenge schrittweise wieder erhöht wurde, sank entsprechend auch der Preis.<sup>99</sup>

Abbildung 29: Preisentwicklung von Erdöl 1970 bis 2001 in US\$ pro Barrel



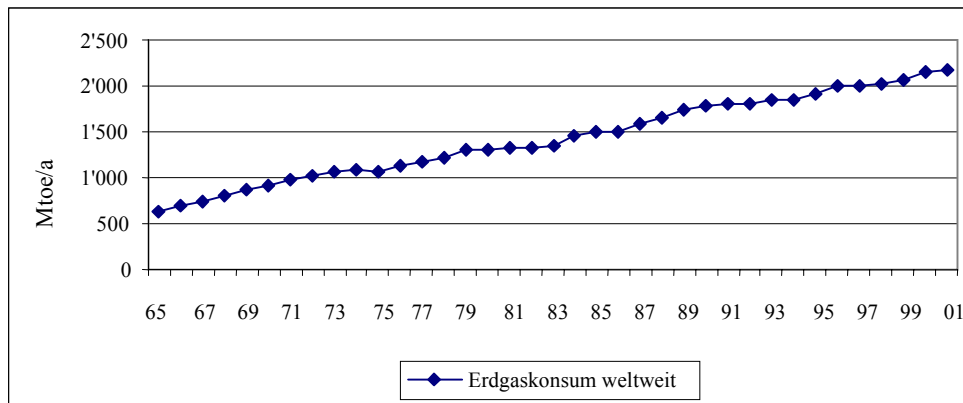
Quelle: Lehman Brothers (2002)

### 6.1.2. Erdgas: Konsum und Preise

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung des Konsums von Erdgas zwischen 1965 und 2001. Im Gegensatz zum Erdölkonsum, der relativ starke Schwankungen aufweist, entwickelte sich der Konsum von Erdgas konstanter und mit grösserer Wachstumsrate. 2001 betrug der Konsum von Erdgas rund 2'160 Mio. Tonnen Erdöläquivalente, was rund 2'440 Mrd. Kubikmetern entspricht. In der Beobachtungsperiode von 1965 bis 2001 hat der Konsum um insgesamt 240% zugenommen, was einer jährlichen Zuwachsrate von 3.5% entspricht. Wiederum ist die Nachfrage zu Beginn der Beobachtungsperiode überdurchschnittlich stark gewachsen (6.2% zwischen 1965 und 1974), während sie von 1980 bis 2001 noch 2.4% betrug.

<sup>99</sup> vgl. Lehman Brothers (2002), S. 160.

Abbildung 30: Erdgas-Konsum 1965 bis 2001 in Mt Öläquivalenten (Mtoe/a)



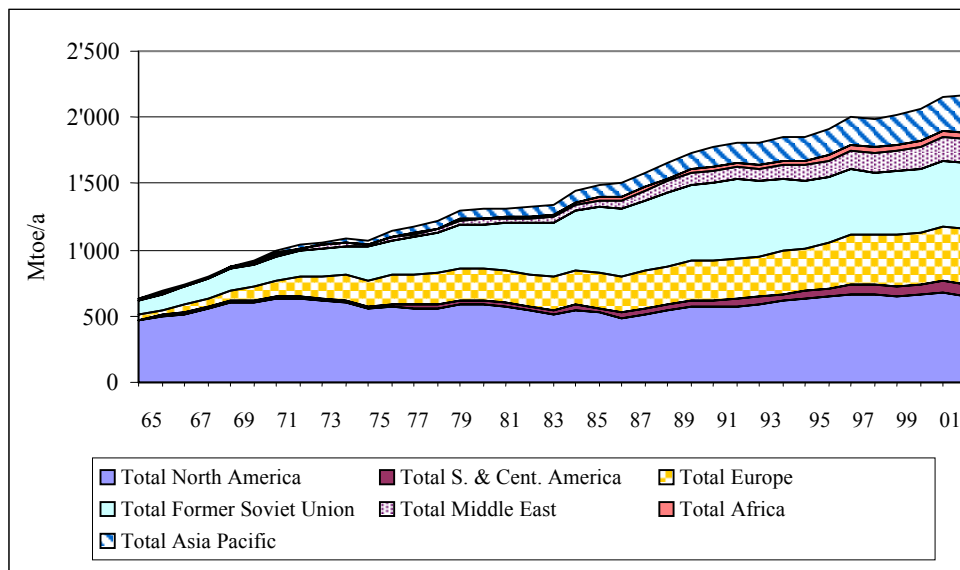
Quelle: BP (2002)

Analysiert man die Entwicklung des Verbrauchs von Erdgas nach Regionen, so wird deutlich, dass diese sehr unterschiedlich verlaufen ist. Abbildung 31 zeigt die Entwicklung des jährlichen Erdgaskonsums für verschiedene Regionen in absoluten Zahlen als Schichtdiagramm.

Die nachfolgende Beschreibung ist rein statisch und verfehlt die grundlegenden Marktentwicklungen. Gasmärkte entwickelten sich historisch dort, wo auf Grund bestehender Gasreserven, relativ dichter Wohn- und Industriebewölkerung eine Gasinfrastruktur aufgebaut wurde. Dies war der Fall in Nordamerika, der ehemaligen Sowjetunion und später in Westeuropa (Po-Ebene, NL, GB) oder Argentinien und den ostasiatischen Industrieländern (aus Diversifizierungsgründen). Afrika – abgesehen von Algerien und Nigeria als Exporteure sowie Südafrika als Importeur aus Mozambique – hat keinen Gasmarkt und wird weltweit gesehen eine Randregion bleiben. Abgesehen von Nordamerika, das – allerdings auf sehr hohem Konsumniveau – seit 1965 einen jährlichen Konsumzuwachs von nur 1% aufweist, scheinen die restlichen Regionen einen grossen *Nachholbedarf* gehabt zu haben. Das höchste jährliche Wachstum, in Prozenten ausgedrückt, ist mit 12.4% in Afrika zu finden. Danach kommen die Regionen *Asia Pacific* mit 11.6% (v.a. wegen China als künftiger Importeur), der Mittlere Osten mit 8.6% (hier muss unterschieden werden zwischen Exporteuren (heute Katar, Oman, Jemen und in geringem Masse Iran), Importeuren (VAE und Kuwait für tertiäre Erdölförderung) und Fuel-Switchern (Saudi-Arabien, das Gas zur Verstromung und Meerwasserentsalzung einsetzen will, um mehr Öl für den Export freimachen zu können), Europa mit 7.1% (v.a. für künftigen Kraftwerkbau und Wärmesektor, auch um die sinkende Produktion in Grossbritannien zu kompensieren) und Zentral- und Südamerika mit 5.5% (v.a. im südlichen „Konus“, dank Infrastrukturbauten, wobei manchmal entgegengesetzte Strom- und Gaspreisfluktuationen Probleme aufwerfen). Die ehemalige Sowjetunion weist neben Nordamerika mit 4.3% das tiefste jährliche Wachstum auf, weil die Märkte in beiden Ländern gesättigt sind (fallender Konsum nach dem Kollaps der Sowjetunion, starkes Wachstum des Anteils von subventioniertem Erdgas in Russland in den letzten 10 Jahren auf Kosten von teurerem Erdöl oder Kohle; die russische Regierung will diesen ruinösen

Trend jedoch umkehren. Liberalisierter, sehr volatiler Gasmarkt in Nordamerika mit beachtlichen Substitutionsmöglichkeiten mit Erdöl und Kohle bei der Verstromung, aber auch gegenwärtige Unsicherheit wegen der nunmehr stark fallenden Produktion in den Lower 48-Staaten der USA, ohne dass neue Reserven in Sicht wären. Pipelineprojekte aus Alaska oder Nord-Kanada sind noch in ferner Zukunft. Letzterer Befund ist wiederum grösstenteils auf die Wirtschaftskrise und den damit verbundenen Energienachfragerückgang zurückzuführen.

Abbildung 31: Erdgas-Konsum 1965 bis 2001 nach Regionen in Mtoe/a



Quelle: eigene Darstellung, Daten von BP (2002)

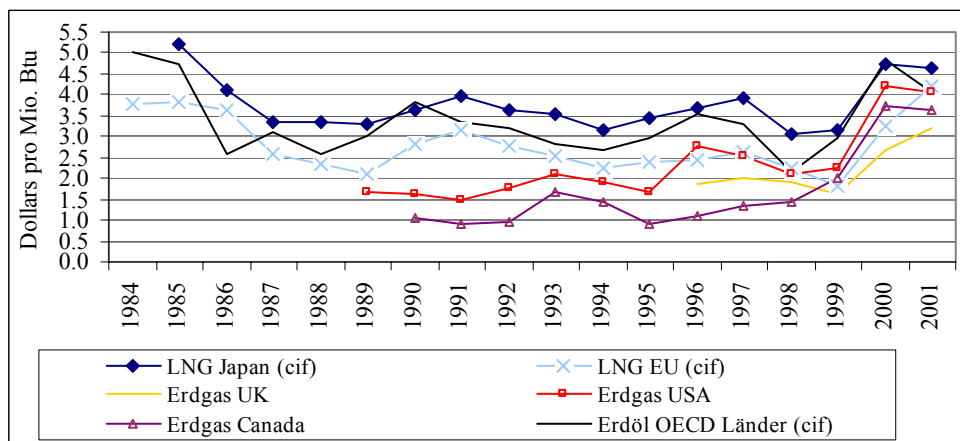
Abbildung 31 zeigt auch deutlich, dass Regionen wie Afrika und Zentral- und Südamerika zwar ein relativ starkes Wachstum im Verbrauch aufweisen, die effektiven Mengen aber noch sehr klein sind (Weltmarktanteile von 2.5% resp. 4%). Unter anderem als Folge der industriellen Entwicklung existiert in diesen Entwicklungsregionen ein grosses Potenzial für zukünftige Nachfragesteigerungen. Verschiedene Untersuchungen und Prognosen untermauern die These eines auch in Zukunft steigenden Energiebedarfs, der vor allem auf dem stark steigenden Konsum der Entwicklungsländer beruht.<sup>100</sup> Im Gegensatz dazu entfallen auf Nordamerika bereits 30% des weltweiten Erdgaskonsums im Jahr 2001. Aufgrund dieses bereits sehr hohen Niveaus der Erdgasnutzung, sind hohe Wachstumsraten für Nordamerika unwahrscheinlich. Für Europa beträgt der Anteil am weltweiten Konsum inzwischen 19.5%, während weitere 22.8% in der ehemaligen Sowjetunion konsumiert werden. Auf Asia Pacific entfallen 12.7% und auf den Mittleren Osten noch 8.4% des Erdgaskonsums.

Anders als beim Erdöl existiert für Erdgas noch kein mehr oder weniger einheitlicher Weltmarkt. Einerseits ist der Markt für Erdgas in verschiedene regionale Teilmärkte

<sup>100</sup> vgl. u.a. EIA (2002), S. 1ff.; IEA (2002), S. 57f.

gegliedert, was auf die durch den kostenintensiven Transport bedingten Vertragsstrukturen zurückzuführen ist. Der Bau von Gaspipelines oder Flüssiggasinfrastrukturen verursacht massive Kosten und muss durch vorgängige langfristige Verträge zwischen Lieferant und Abnehmer finanziell abgesichert werden. Einmal gebaut, bieten sich keine alternativen Routen mehr. Der Transport verflüssigten Gases ist zwar geografisch flexibler, dafür aber noch kostenintensiver als Pipelines. Der Preis für Erdgas variiert zwischen den verschiedenen Märkten stark. Mit ein Grund dafür ist der voll liberalisierte nordamerikanische Markt, der bisher beinahe keine ausseramerikanische Importe bedurfte, während der europäische Markt langsam liberalisiert wird und die fernöstlichen Märkte durch feste und relativ unflexible Verträge an die Lieferländer gebunden sind. Abbildung 32 zeigt dafür die Preisentwicklung von Erdgas in verschiedenen Regionen. Die grossen Preisunterschiede sind nicht nur auf die spezifischen Gegebenheiten der regionalen Märkte zurückzuführen, sondern auch auf unterschiedliche Produkteigenschaften (z.B. gasförmig oder flüssig) sowie die teilweise Mitberücksichtigung von Transport und Versicherung (cif = cost + insurance + freight). Nicht alle Preise können somit direkt miteinander verglichen werden.

Abbildung 32: Preisentwicklung von verschiedenen Erdgastypen



Quelle: BP (2002), eigene Darstellung

Auffallend ist jedoch die relativ parallele Entwicklung der Erdgaspreise mit dem Erdölpreis, der auch in Abbildung 32 dargestellt ist. Erdgaspreise basieren in Asien und Europa oft auf mittel- bis langfristigen Verträgen und sind meistens an die Entwicklung des Erdölpreises gekoppelt. Selbst in Märkten, in denen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Erdgaslieferanten existiert und die Preise nicht an den Erdölpreis gekoppelt sind, kann letzterer bei der Preisbildung von Erdgas dennoch eine Rolle spielen. Steigt nämlich plötzlich der Ölpreis, so steigen Elektrizitätsproduzenten oder grosse industrielle Nachfrager kurzfristig und temporär auf Erdgas um und treiben damit dessen Preise in die Höhe. Die Erdgaspreise werden in solchen Fällen indirekt durch den Erdölpreis beeinflusst.<sup>101</sup>

<sup>101</sup> vgl. IEA (2001), S. 167f.

## 6.2. Nachfrage- und Preisprognosen: einleitende Überlegungen

### 6.2.1. Prognosen und ihre Unsicherheiten

Bevor auf einzelne Prognosen bezüglich Preis und Nachfrage eingegangen wird, sollen einige grundsätzliche Punkte sowie Abhängigkeiten angesprochen werden.

Prognosen betreffen Aussagen über die Zukunft, und je grösser der Prognosezeitraum, desto schwieriger wird es, verlässliche Aussagen zu machen. Im Zusammenhang mit Prognosen zum Thema Öl- und Gasnachfrage handelt es sich um Zeiträume von 20, 50 oder noch mehr Jahren. In einer solchen Zeitspanne können sich die gemachten Annahmen stark verändern und auch neue Restriktionen hinzukommen. Dies ist bei der Betrachtung solcher Prognosen immer zu beachten.

Die Hauptquellen von Unsicherheit bezüglich der *Energienachfrage* sind die folgenden:<sup>102</sup>

- *Makroökonomische Rahmenbedingungen:* Die wirtschaftliche Entwicklung ist ein zentraler Treiber der Nachfrage nach Energie. Bei einem geringeren als dem prognostizierten Wirtschaftswachstum wird die Energienachfrage höchstwahrscheinlich auch geringer ausfallen. Dies hat die Asienkrise deutlich gezeigt.
- *Energieeffiziente Technologien:* Falls früher oder später als erwartet energieeffizientere resp. neue Technologien entwickelt werden, so hat dies einen entscheidenden Einfluss auf die Nachfrage nach Energie.
- *Substitutionsmöglichkeiten:* Die Nachfrage Energie wird stark davon beeinflusst, welche Substitutionsmöglichkeiten vorhanden sind. Ist es möglich, problemlos von Erdöl auf andere Energieträger umzusteigen, so wird der Preis von Erdöl kaum stark ansteigen, auch wenn das Angebot knapp wird. Je nach technischem Fortschritt werden wirtschaftliche Alternativen zu fossilen Brenn- und Treibstoffen früher oder später vorhanden sein.

Die Hauptquellen von Unsicherheit bezüglich des *Energieangebots* sind die folgenden:

- *Investitionen in Infrastruktur von Energielieferanten:* Um die in Zukunft steigende Energienachfrage befriedigen zu können, werden sehr grosse Investitionen in den Bereichen Produktion, Transformation, Transport und Distribution nötig sein.<sup>103</sup> Der Grossteil davon wird auf Entwicklungsländer fallen. Investoren werden sich jedoch nur in Ländern engagieren, die ihnen auch eine genügende Stabilität zusichern können.

---

<sup>102</sup> vgl. IEA (2002), S. 54.

<sup>103</sup> vgl. dazu auch Kapitel 5.1.

- *Produktionskosten:* Auch wenn davon ausgegangen wird, dass für die kommenden 30 Jahre genügend Energieressourcen vorhanden sind, bleiben die Kosten, die für die Bereitstellung sowie den Transport dieser Ressourcen nötig sind, ein Unsicherheitsfaktor. Schwer förderbare Energienreserven oder lange Transportwege führen automatisch zu höheren Energiepreisen.
- *Energie- und Umweltpolitik:* Veränderungen in der nationalen Technologie- und Umweltpolitik haben Konsequenzen für den Energiemarkt.
- *Politische Stabilität:* Die Vergangenheit hat gezeigt, dass politische Instabilitäten wie Kriege und Krisen das Energieangebot massiv beeinflussen können.

Oben genannte Punkte zeigen auf, wie gross die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung dieser Parameter sein kann und wie schwierig solche Entwicklungen vorherzusagen sind.

### 6.2.2. Herkunft der Prognosen und implizite Annahmen

Je nach Verfasser, sowie den damit verbundenen impliziten Annahmen, können die einzelnen Prognosen sehr unterschiedlich ausfallen. Um Missverständnisse zu vermeiden, müssen daher zu den im folgenden Kapitel dargestellten Prognosen folgende Punkte kurz angesprochen werden:

- Existierende Nachfrage- und Preisprognosen reichen maximal bis zum Jahr 2030. Weiterführende Aussichten darzustellen, ist daher nicht möglich. Zusätzlich ist diesbezüglich anzumerken, dass Prognosen mit noch längeren Zeithorizonten kaum auf seriöse Art und Weise, sowie mit einer verlässlichen Aussagekraft erstellt werden können.
- Die Verfasser der unten dargestellten Prognosen stammen von *gemässigten Vertretern des optimistischen Lagers* (vgl. dazu Kapitel 3). Den Prognosen liegt die Annahme zu Grunde, dass die zukünftige Erdöl- resp. Erdgasnachfrage prinzipiell mit dem vorhandenen Angebot befriedigt werden kann.
- Von den Vertretern des *pessimistischen Lagers* sind keine vergleichbaren Prognosen bzgl. der Entwicklung von Nachfrage und Preis erstellt worden. Sie gehen grundsätzlich davon aus, dass die Nachfrage bereits in kürzester Zeit nicht mehr gedeckt werden kann weshalb der Preis extrem steigen wird. Dieser bewirkt ein Ende der auf fossilen Energieträgern basierenden Wirtschaft, wie wir sie heute kennen. Detaillierte Prognosen sind aus dieser Sicht also wenig sinnvoll.

- Somit bestehen keine Szenarien für den Fall, dass die Nachfrage effektiv nicht mehr befriedigt werden kann. Aus diesem Grund werden eigene Überlegungen zu einer solchen Situation und deren Einfluss auf die Energiepreise angestellt.

### 6.3. Prognosen zur weltweiten Energienachfrage

Bevor im Detail auf Nachfrage- und Preisprognosen für die fossilen Energieträger Öl und Gas eingegangen werden kann, gilt es sich die generellen, weltweiten *Energienachfrageprognosen* vor Augen zu führen.

Die im Folgenden beschriebenen Prognosen beruhen auf Szenarien aus den beiden ausführlichsten Quellen zu diesem Thema:

- Der International Energy Agency (IEA), der Energieagentur der OECD,
- sowie der Energy Information Administration (EIA), einer Abteilung der U.S.-amerikanischen Energiebehörde (DOE – Department of Energy).

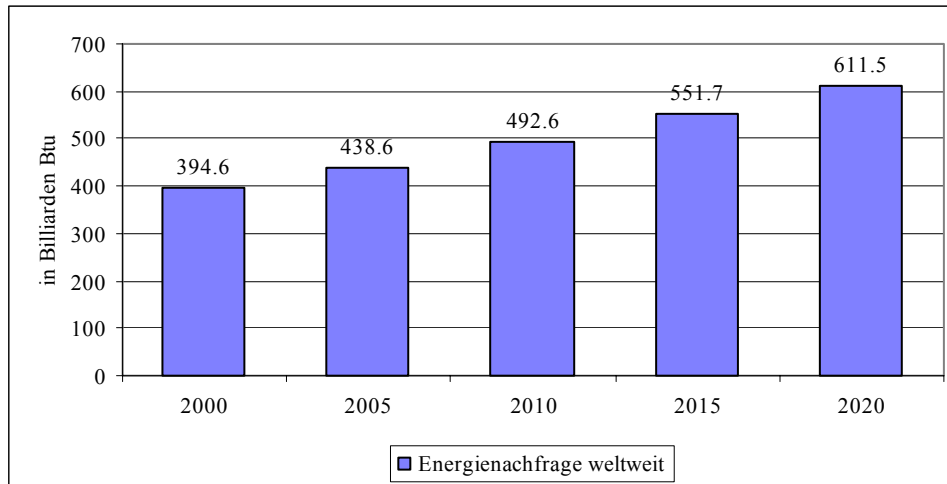
Abbildung 33 zeigt eine Prognose der EIA für den weltweiten Konsum von Primärenergie bis zum Jahr 2020.<sup>104</sup> Laut diesen Berechnungen erhöht sich der weltweite Energiebedarf bis 2020 um rund 55%, was einer jährlichen Wachstumsrate von 2.2% entspricht. Zum Vergleich: Das Wachstum des Energiekonsums in der Vergangenheit betrug von 1970 bis 2000 ebenfalls 2.2%. Zwischen 1990 und 2000 stieg der Energiekonsum noch um 1.3% pro Jahr an.<sup>105</sup>

---

<sup>104</sup> vgl. EIA (2002a), S. 7 und EIA (2002b).

<sup>105</sup> eigene Berechnungen mit Daten aus EIA (2002a), S. 1.

Abbildung 33: Weltweite Energienachfrage – Prognose für 2000 bis 2020



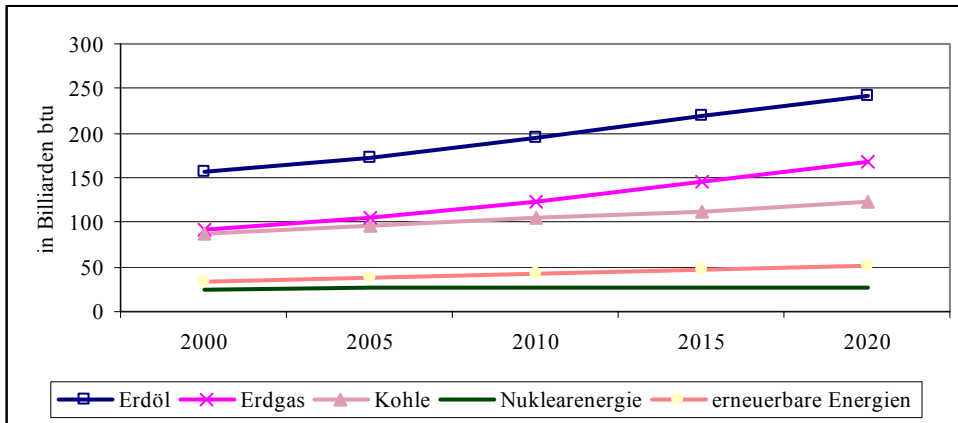
Quelle: eigene Darstellung, Daten von EIA (2002b)

Abbildung 34 zeigt das Wachstum der Nachfrage gesondert nach *Energieträger*. Dabei wird deutlich, dass ausnahmslos mit einer zunehmenden Nachfrage, d.h. *positiven* Wachstumsraten gerechnet wird. Insgesamt wird – wie oben erläutert – ein jährliches Wachstum von 2.2% erwartet. Während die Wachstumsrate der Nachfrage nach Erdöl auch auf 2.2% beziffert wird, soll die Nachfrage nach Erdgas sogar um jährlich 3.1% wachsen. Langsamer steigende Nachfragen werden für erneuerbare Energien (2.1%), Kohle (1.8%) und Nuklearenergie (0.4%) erwartet.

Es wird angenommen, dass der Grossteil dieses Wachstums (über 60%) auf den ansteigenden Energiebedarf der Entwicklungsländer zurückzuführen sein wird. Verantwortlich dafür ist das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum in diesen Ländern. Der Anteil der Entwicklungsländer am gesamten Energiekonsum soll dadurch von heute 30% auf rund 43% im Jahr 2030 steigen, während in derselben Zeitspanne sich jener der OECD-Länder von 58% auf 47% reduzieren wird. Der Anteil des Energieverbrauchs der Schwellenländer wird sich bei ca. 10% einpendeln.<sup>106</sup>

<sup>106</sup> vgl. IEA (2002), S. 62f.

Abbildung 34: Entwicklung der Energienachfrage nach Energieträger von 2000 bis 2020



Quelle: eigene Darstellung, Daten von EIA (2000b)

Zum Schluss dieses kurzen Überblicks zu weltweiten Energiekonsumprognosen zeigt

Tabelle 2 verschiedene existierende und miteinander vergleichbare Prognosen. Dabei fällt auf, dass die Abweichungen zwischen den einzelnen Ausblicken bzgl. des Gesamtenergiekonsums relativ klein sind. *Unterschiedliche* Prognosen bestehen jedoch teilweise für die einzelnen Grossregionen.<sup>107</sup> Nochmals deutlich wird bei dieser Gegenüberstellung der *Wachstumsunterschied* zwischen industrialisierten Ländern und den Entwicklungsländern.

---

<sup>107</sup> vgl. EIA (2002a), S.19.

Tabelle 2: Gegenüberstellung verschiedener Prognosen des Energiekonsums 1997 bis 2020 in % pro Jahr

Region	IEO2002	IEO2001	DRI-WEFA	IEA
Industrialisierte Länder	1.2	1.1	1.1	0.9
Osteuropa/ ehemalige Sowjetunion	1.5	1.4	1.3	1.6
Entwicklungsländer	3.3	3.4	2.7	3.4
<b>Welt</b>	<b>2.1</b>	<b>2.1</b>	<b>2.1</b>	<b>2.0</b>

Quelle: EIA (2002a), S. 19

In welchem Umfang die Nachfrage nach Energie in Zukunft wachsen wird, ist – wie weiter oben bereits beschrieben – in starkem Mass vom Wirtschaftswachstum abhängig. Die oben dargestellten Prognosen variieren dadurch mit dem jeweilig unterstellten Wirtschaftswachstum.

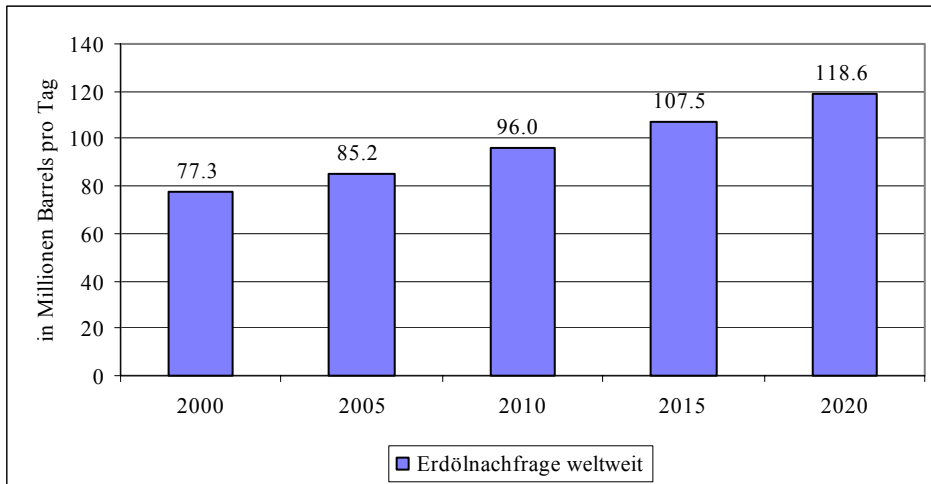
## 6.4. Nachfrage- und Preisprognosen für Erdöl

### 6.4.1. Nachfrageprognosen

Um die zukünftige Nachfrage nach Erdöl mit der in Abbildung 33 dargestellten generellen Energienachfrage vergleichen zu können, wurde für die Erstellung von Abbildung 35 dieselbe Quelle beigezogen.<sup>108</sup>

<sup>108</sup> An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass die unter Kapitel 6.2.2. gemachten Ausführungen bei der Interpretation dieser Prognosen zu berücksichtigen sind.

Abbildung 35: Prognose der Erdölnachfrage von 2000 bis 2020



Quelle: eigene Darstellung, Daten von EIA (2002b)

Im Beobachtungszeitraum soll sich auf Grund dieser Prognose die weltweite Nachfrage nach Erdöl um rund 53% erhöhen, was jährlich ca. 2.2% entspricht. Damit wird ein ähnliches Nachfragewachstum wie in der Vergangenheit erwartet. Im Vergleich zum letzten Jahrzehnt wird jedoch ein deutlich höheres Wachstum der Nachfrage vorausgesagt. Dies wird primär auf den stark steigenden Energiebedarf der Entwicklungsländer zurückzuführen sein. Daher wird, analog zur prognostizierten Entwicklung des Gesamtenergiekonsums, in den Entwicklungsländern, allen voran in Asien, mit der stärksten Zunahme des Erdölverbrauchs gerechnet (3.8% pro Jahr). Etwas langsamer soll der Konsum in Süd- und Zentralamerika (3.3%) und in Afrika (3.4%) wachsen. Die geringste Zuwachsrate bzgl. Erdölverbrauch wird für Europa erwartet (rund 0.5%), was sogar deutlich unter dem Durchschnitt der Wachstumsrate für alle entwickelten Länder von 1.2% liegt.

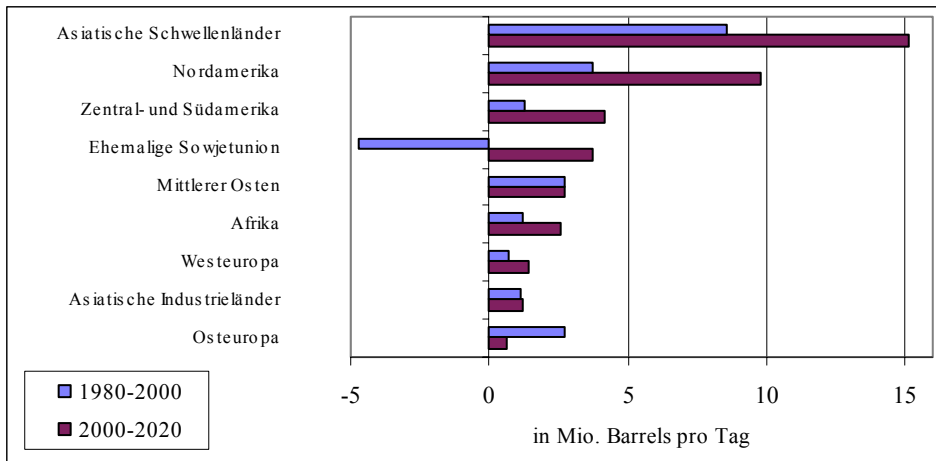
Das Referenz Szenario<sup>109</sup> der International Energy Agency (IEA) geht mit 1.9% pro Jahr von einem leicht geringeren Wachstum der Erdölnachfrage bis 2020 aus. Damit reduziert sich der geschätzte Verbrauch von 2020 um knapp 4 auf 114.7 Mb/d.<sup>110</sup> Der Grossteil der erwarteten Verbrauchszunahme während der nächsten zwei Jahrzehnte wird dabei auf den Transportsektor zurückzuführen sein. Den Prognosen der EIA zu Folge werden im Jahr 2020 ca. 55% des weltweiten Erdölverbrauchs auf den Transportsektor entfallen – unter der Annahme jedoch, dass bis zu diesem Zeitpunkt keine wirtschaftlichen Alternativen zum

<sup>109</sup> Das Referenz-Szenario für 2000 bis 2030 geht von einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 3% sowie einer mittleren Bevölkerungszunahme von 1% aus. Für regionalspezifische Annahmen vgl. IEA (2002), S. 408ff.

<sup>110</sup> vgl. IEA (2001), S. 38.

heutigen Verbrennungsmotor vorhanden sind.<sup>111</sup> Die Nachfrage in Nicht-OECD-Ländern wächst dabei drei mal so schnell wie in OECD-Ländern.<sup>112</sup>

Abbildung 36: Wachstum des Erdölkonsums nach Regionen in Mb/d



Quelle: eigene Darstellung, Daten von EIA (2002b)

Abbildung 36 zeigt die Prognosen für das Wachstum des Erdölkonsums in einzelnen Regionen in absoluten Werten und differenziert nach zwei Beobachtungsperioden. Deutlich erkennbar ist das oben angetönte starke Wachstum in den asiatischen Schwellenländern, das auch absolut gesehen alle anderen Regionen übertreffen soll.

#### 6.4.2. Mainstream-Preisprognosen

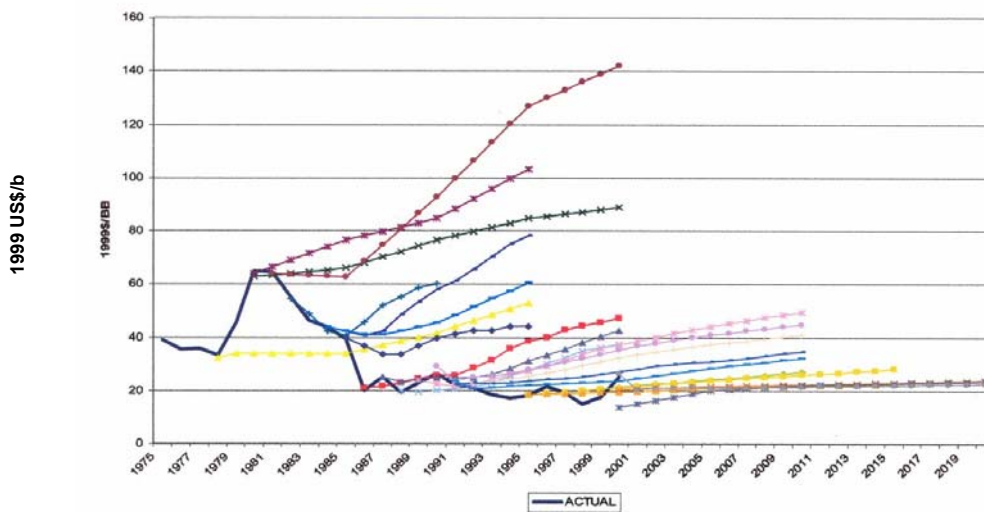
##### *Preisprognosen der Vergangenheit*

Preisprognosen zu machen ist mit noch mehr Unsicherheiten verbunden als Prognosen zur zukünftigen Nachfrage. So ist die Preisbildung sehr komplex und unterliegt verschiedenen Einflussfaktoren, wie bereits in Kapitel 6.2.1. diskutiert wurde. Den nachfolgend dargestellten Preisprognosen liegen wiederum die in Kapitel 6.2.2. festgehaltenen Annahmen zu Grunde. Diese zukünftigen Preise sind damit unter der Annahme entstanden, dass die zukünftige Nachfrage grundsätzlich mit dem vorhandenen Angebot gedeckt werden kann.

<sup>111</sup> vgl. EIA (2002a), S. 27.

<sup>112</sup> vgl. IEA (2001), S. 35f.

Abbildung 37: Preisprognosen für Erdöl vom US Department of Energy



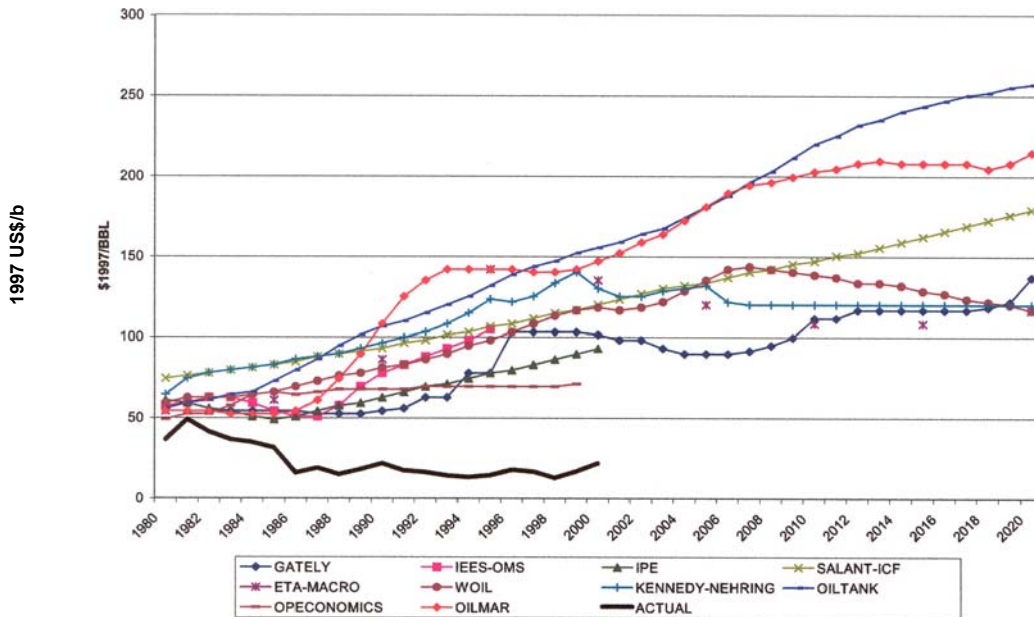
Quelle: Lynch (2002a)

Auf Grund dieser komplexen Zusammenhänge ist es nicht erstaunlich, dass beinahe sämtliche in der Vergangenheit aufgestellten Preisprognosen sich im Nachhinein als falsch erwiesen haben. So sind zum Beispiel die meisten Preisprognosen für Erdöl seit 1970 als zu hoch ausgefallen. Während längerer Zeit wurde – fälschlicherweise – angenommen, dass sich der Ölpreis in etwa mit der langfristigen Zinsrate entwickeln wird.<sup>113</sup> Abbildung 37 zeigt die Preisprognosen für Erdöl, die zu verschiedene Zeitpunkten vom US Department of Energy gemacht wurden. Unabhängig von der aktuellen Entwicklung des Preises ist dabei immer wieder ein ähnliches Vorgehensmuster zu erkennen, aus dem deutliche Fehlprognosen resultierten.

Abbildung 38 zeigt Preisprognosen, die von unterschiedlichen Institutionen im Jahre 1980 erstellt worden sind. Ausnahmslos weisen diese Prognosen eine massive Überschätzung der Entwicklung des aktuellen Erdölpreises auf. Die einzelnen Prognostiker liessen sich dabei u.a. von den aktuellen Entwicklungen in Zusammenhang mit der zweiten Erdölkrise zu stark beeinflussen.

<sup>113</sup> vgl. Lynch (2002a).

Abbildung 38: Verschiedene Preisprognosen von 1980 im Vergleich



Quelle: Lynch (2002b)

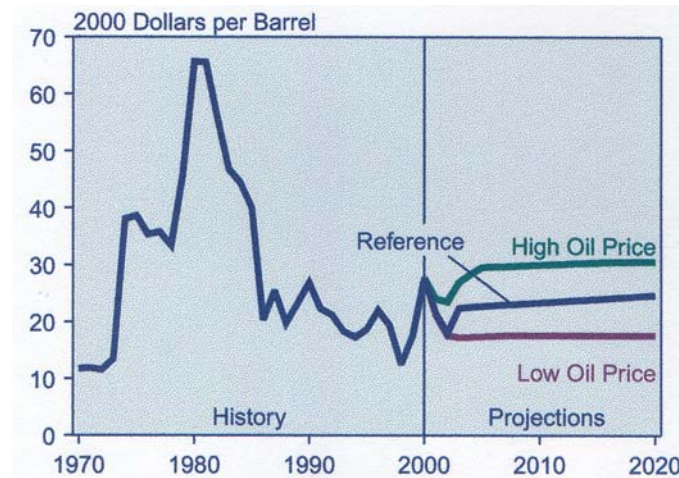
In jüngster Zeit werden bei längerfristigen Preisprognosen vermehrt konstante Preise angenommen, was allerdings durch den rasanten Preisanstieg im Jahr 2000 wieder relativiert werden könnte.<sup>114</sup>

### Preisprognosen für die Zukunft

Analog zu den Konsumprognosen erstellte die EIA für die Erdölpreise drei Szenarien – eine Referenzszenario, ein Hochpreis- sowie ein Tiefpreisszenario. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Ressourcenverfügbarkeit nicht das Haupthindernis bei der Befriedigung der Erdölnachfrage sein wird. Wichtiger scheinen politische, wirtschaftliche und umweltpolitische Umstände, die Angebot und Nachfrage stark beeinflussen können. Die Preisentwicklung für die drei Szenarien ist in Abbildung 39 dargestellt.

<sup>114</sup> vgl. Lynch (2002a).

Abbildung 39: Erdölpreis: Prognosen für drei Szenarien bis 2020



Quelle: EIA (2002a), S. 26

Den Prognosen des Referenzszenarios liegt u.a. die Annahme zu Grunde, dass sich der Preis ab 2005 mit rund 0.5% pro Jahr erhöhen wird. Im Referenzszenario ergibt dies für 2020 einen Preis von rund US\$ 25 pro Barrel (real, jeweils zu Preisen von 2000); nominal entspricht dies in etwa US\$ 42. Das Tiefpreisszenario rechnet mit einem Preis von real US\$ 17.4 um 2005, der danach bis 2020 in etwa konstant bleibt. Gemäss Hochpreisszenario steigt der Ölpreis bis 2015 auf real rund US\$ 30.5 und verbleibt bis 2020 auf diesem Niveau. Dass der Preis nicht weiter steige, habe damit zu tun, dass es bei diesem relativ hohen Preis von Erdöl wirtschaftlich werde, einen Teil der fossilen Energieträger durch alternative Energien zu ersetzen.<sup>115</sup>

Tabelle 3 zeigt einen Vergleich verschiedener Preisprognosen. Im Verhältnis zueinander betrachtet, existieren teilweise beträchtliche Unterschiede zwischen den einzelnen prognostizierten Preisen. Trotzdem bewegen sich die Preise innerhalb einer Bandbreite mit höchstens rund US\$ 10 Abweichung (die Prognose von PEL ausgenommen). Die zentrale Aussage davon ist, dass extreme, langfristige Steigerungen des Ölpreises mittelfristig nicht zu erwarten sind und der Umfang der Auswirkung auf die globale Wirtschaft damit in etwa überblickbar bleiben sollte.

<sup>115</sup> vgl. EIA (2002a), S. 26.

Tabelle 3: Vergleich von Ölpreis-Prognosen (2000 US\$/b)

Prognose	2005	2010	2015	2020
IEO 2002 Reference Case	22.73	23.36	24.00	24.68
DRI-WEFA	19.39	20.32	21.81	23.12
IEA	20.41	20.41	-	27.83
PEL	13.53	14.77	13.38	-
PIRA	24.31	24.21	27.75	-
GRI	18.70	18.70	18.70	18.70
NRCan	21.79	21.79	21.79	21.79
DBAB	17.68	17.58	17.95	18.30
Prognos	16.50	17.00	18.50	21.50

Quelle: EIA (2002a), S. 39 und Prognos (2000), S. 3 (bei Prognos Preise von 1997)

### *Erdölpreis und Benzinpreise*

Gemäss den oben skizzierten Prognosen wird in Zukunft mehr als die Hälfte des Erdölkonsums auf den Transportsektor zurückzuführen sein. Daher interessiert die Frage, wie gross die Auswirkungen von höheren Erdölpreisen auf den Benzinpreis sind.

Die Rohstoffkosten machen nur einen Teil des schlussendlich zu bezahlenden Benzinpreises an der Tanksäule aus (in der Schweiz sind dies momentan rund 15%<sup>116</sup>). Daher sind grosse Preiserhöhungen für Benzin, die einen deutlichen Nachfragerückgang zur Folge hätten, nur im Falle von extrem grossen Preisanstiegen bei Erdöl zu erwarten.

Über 60% der Kosten entfallen auf Steuern und Abgaben, der restliche Anteil auf Transport, Verarbeitung und Logistik. Die wichtigsten Faktoren, die den Benzinpreis bestimmen, sind die folgenden:

- *Produktpreis*: Benzinpreis ab Rohstoffbörse Rotterdam oder New York. Da diese Preise vermehrt durch Spekulationen an der Rohstoffbörse zustande kommen, bewegen sie sich teilweise auch gegenläufig zum Preis von Erdöl.
- *Dollarkurs*: Da die Rohstoffe in US-Dollars gehandelt werden, sind die Benzinpreise direkt vom Wechselkurs abhängig. So kann z.B. ein tiefer Dollarkurs hohe Erdölpreise wieder ausgleichen.
- *Rheinfracht*: Die Transportkosten von Rotterdam in die Schweiz unterliegen je nach Marktsituation grösseren Schwankungen und vermögen damit den Benzinpreis deutlich zu beeinflussen.

<sup>116</sup> Im langfristigen Durchschnitt kann als Richtwert für die Schweiz angenommen werden, dass die Erhöhung des Preises für ein Barrel Rohöl der Sorte Brent um US\$ 1 den Benzinpreis um knapp 1 Rp/l erhöht. Angabe von D. Furrer, Migrol AG, Email vom 22.4.2003.

Folgendes Beispiel kann schliesslich helfen, den Einfluss des Erdölpreises auf den Benzinpreis aufzuzeigen: Zwischen Herbst 1998 und Sommer 2000 stieg der Preis von Benzin in Rotterdam um das Achtfache. Die Säulenpreise in der Schweiz stiegen im selben Zeitraum gerade mal um 37% (wie auch bei Strom- und Gaspreisen muss der Vergleich zwischen kurzfristigen Wholesale- und Retailpreisfluktuationen relativiert werden).<sup>117</sup>

Diese Überlegungen zeigen, dass im Falle einer Verknappung von Erdöl für die entwickelten Länder nicht mit einschneidenden Konsequenzen zu rechnen ist. Die in diesem Szenario anziehenden Ölpreise werden vor allem in den ärmeren Ländern zu einem Nachfragerückgang führen, was einen sehr schnellen Preisanstieg für Rohöl verhindern wird.

### 6.4.3. Preise für den Fall einer Angebotsverknappung

Wie unter Punkt 6.2.2. bereits kurz dargelegt, existieren für den Fall, dass die steigende Nachfrage tatsächlich nicht mehr gedeckt werden kann, keine vergleichbaren Nachfrage- und Preisprognosen. Daher werden im Folgenden kurz einige eigene Überlegungen zu diesem Thema präsentiert.

- Wird das Erdölangebot in absehbarer Zukunft tatsächlich zu knapp, um die Nachfrage abdecken zu können, so ist mit stark steigenden Erdölpreisen zu rechnen.
- Für entwickelte Länder wird aufgrund des vorhandenen Reichtums ein erhöhter Energiepreis tragbar sein. Insbesondere auch weil der zu erwartende Nachfragerückgang in den ärmeren Ländern (vgl. nächster Punkt) zu einer Entspannung des Preisdrucks beitragen wird. Abgesehen davon wird für die industrialisierten Länder in Zukunft nur noch ein moderates Nachfragewachstum erwartet.
- Von einer Angebotsverknappung und den damit steigenden Preisen besonders stark betroffen wären die Schwellen- und Entwicklungsländer. Aufgrund des relativ tiefen Einkommens und damit einer hohen Preiselastizität der Nachfrage, wird die Nachfrage in diesen Ländern stark zurückgehen. Dies hätte eine Wachstumsverlangsamung gegenüber den Prognosen zur Folge, was wiederum die weltweite Nachfrage reduzieren würde, weshalb nicht zu erwarten ist, dass reichere Länder die Verknappung direkt spüren. Die ärmeren Länder hingegen werden starke Wachstumseinbussen hinnehmen müssen.
- Je stärker die Erdölpreise steigen, desto attraktiver werden vorher noch zu teure Substitutionsenergien. Zusätzlich steigt mit höheren Erdölpreisen der Druck, alternative

---

<sup>117</sup> Eigene Berechnungen; Daten von Shell.

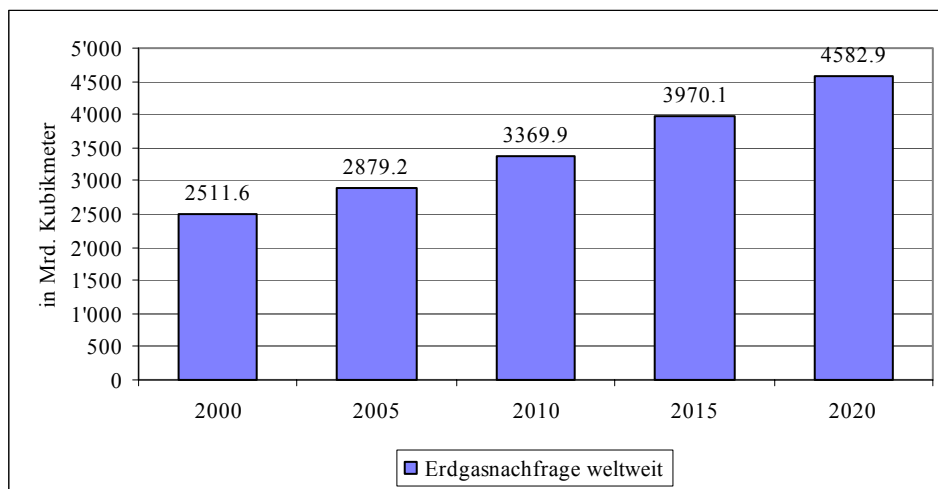
Energiequellen zu entwickeln und auch wirtschaftlich verfügbar zu machen. Je nach Möglichkeit und vorhandenen Technologien wird der Energieträger *Erdöl* teilweise substituiert werden. Vermag sich eine alternative Energieform in grossem Stil durchzusetzen, so ist zu erwarten, dass deren Preis aufgrund von Effizienzgewinnen sinkt, was eine Substitution noch attraktiver macht. Aufgrund dieser Situation wird sich die Nachfrage nach Erdöl verringern, was zu einer Entspannung dieses Marktes und somit einem wiederum etwas nachgebenden Preis führen wird.

## 6.5. Nachfrage- und Preisprognosen für Erdgas

### 6.5.1. Nachfrageprognosen

Erdgas scheint in noch sehr umfangreichen Mengen vorhanden zu sein. Obwohl die Nachfrage nach Erdgas in den letzten drei Jahrzehnten schneller gewachsen ist als jene nach Erdöl und Kohle, ist sie immer noch geringer. Im Jahr 2000 entfielen rund 22% des weltweiten Primärenergieverbrauchs auf Erdgas. Für die Zukunft wird ein weiteres, starkes Wachstum der Nachfrage nach Erdgas erwartet, wie in Abbildung 40 zu sehen ist.<sup>118</sup>

Abbildung 40: Prognose der Erdgasnachfrage von 2000 bis 2020



Quelle: eigene Darstellung, Daten von EIA (2002b)

Nach Prognosen der EIA soll die weltweite Erdgasnachfrage von heute rund 2'500 Mrd. m<sup>3</sup> gegen 4'590 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2020 anwachsen. Dies entspricht einer Zunahme von insgesamt 82% resp. 3.1% pro Jahr. Das stärkste Wachstum der Erdgasnachfrage wird wiederum in den Entwicklungsländern erwartet. Während das zukünftige Nachfragewachstum in den industrialisierten Ländern auf 2.2% pro Jahr geschätzt wird, ermittelte die Prognose für die Entwicklungsländer ein mittleres Wachstum von 5.2%. Die

<sup>118</sup> vgl. IEA (2001), S. 134f.

jährlich am stärksten wachsende Nachfrage findet sich in Zentral- und Südamerika mit 7.2%, gefolgt von Asien mit 5.2% und Osteuropa mit 4.5%.<sup>119</sup> Ein wichtiger Grund für das gesteigerte Interesse an Erdgas ist die Entdeckung von bedeutenden Gasvorkommen in diesen Regionen.

Für denselben Zeitraum prognostiziert die IEA wiederum ein leicht geringeres Wachstum. Danach beträgt die jährliche Zuwachsrate bis 2020 2.6%, bis 2030 noch 2.4%. Das grösste Wachstum findet sich auch hier in Asien und Lateinamerika. Trotzdem werden in absehbarer Zukunft Nordamerika, Russland und Europa und Fernost die grössten Absatzmärkte bleiben. Mit dieser Nachfragezunahme wird Erdgas seinen Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch von 23% im Jahr 2000 auf 28% im Jahr 2030 erhöhen.<sup>120</sup>

Im Gegensatz zum Erdöl, das hauptsächlich für den Transportsektor Verwendung findet, wird beim Erdgas ein grosser Teil der Nachfragesteigerung auf die *Produktion von Elektrizität* zurückzuführen sein. Ab 2030 wird mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasnachfrage für die Elektrizitätsgewinnung Verwendung finden.<sup>121</sup>

Das relativ starke Wachstum der Nachfrage nach Erdgas ist u.a. auf folgende Gründe zurückzuführen:<sup>122</sup>

- Es wird erwartet, dass Erdgas zu einem wirtschaftlich attraktiven Preis erhältlich ist (siehe dazu Kapitel 6.5.2. ).
- Im Vergleich mit anderen fossilen Treibstoffen ist Erdgas deutlich umweltfreundlicher und wird daher beim Bau von neuen Gaskraftwerken oft bevorzugt. Das Einführen von strengeren Abgasvorschriften könnte die Erdgasnachfrage durchaus noch weiter nach oben treiben.
- Zudem halten viele Regierungen Aktien von Erdgasunternehmen, die zur Förderung der Energiepolitik eingesetzt werden können. Es ist daher wahrscheinlich, dass in einigen Ländern der Erdgasmarkt in Zukunft vorangetrieben wird.

### 6.5.2. Preisprognosen

Wie unter Punkt 6.1.2. aufgezeigt, existiert für Erdgas kein Weltmarktpreis. Zudem ist die Datenlage bzgl. Preisprognosen schlechter als z.B. beim Erdöl. Einzig die IEA publiziert,

---

<sup>119</sup> vgl. EIA (2002b), eigene Berechnungen.

<sup>120</sup> vgl. IEA (2002), S. 110.

<sup>121</sup> vgl. IEA (2002), S. 111.

<sup>122</sup> vgl. EIA (2002a), S. 44; IEA (2002), S. 110f.

separat für drei verschiedene Produkttypen, drei Szenarien für die Preisentwicklung von Erdgas bis 2020 (vgl. Tabelle 4).

Eine grundsätzliche Annahme, die für diese Preisprognose getroffen worden ist, ist die Erwartung, dass sich die Erdgaspreise auch in Zukunft in etwa mit den Erdölpreisen entwickeln werden. Begründet wird diese Annahme mit der Substituierbarkeit der beiden Energieträger in vielen Sektoren. Das Hochpreisszenario geht davon aus, dass die im Referenzszenario für das Jahr 2020 prognostizierten leicht gestiegenen Preise bereits einige Jahre früher erzielt werden. Ursachen dafür können sein: höhere Ölpreise, geringere Exportquoten von wichtigen Förderländern zum Beispiel in Folge erhöhten Eigengebrauchs, Schwierigkeiten beim Bau von neuen Transporteinrichtungen (Pipelines), fehlende Investitionen in neue Upstream- und Transporttechnologien oder auch geopolitischen Risiken und Unsicherheiten in Förder- und Transitländern. Bezüglich der globalen Erdgasnachfrage haben Berechnungen der IEA in verschiedenen Szenarien gezeigt, dass die Nachfrage nach Erdgas durch sich ändernde Preise nicht allzu stark beeinflusst wird. Die Nachfrage nach Erdgas hat sowohl eine niedrige Preis- wie auch eine niedrige Kreuzpreiselastizität.<sup>123</sup>

Tabelle 4: Prognosen für den Erdgaspreis bis 2020 in US\$ pro Mio. Btu

	1997	2010	2020
<b>World Energy Outlook Reference Scenario</b>			
US natural gas wellhead price	2.4	3.0	4.2
European natural gas import price	2.8	2.5	4.2
Japan LNG import price	4.1	3.9	5.5
<b>High Gas-Price Scenario</b>			
US natural gas wellhead price	2.4	4.5	4.5
European natural gas import price	2.8	3.4	4.2
Japan LNG import price	4.1	5.5	5.5
<b>Low Gas-Price Scenario</b>			
US natural gas wellhead price	2.4	2.1	2.1
European natural gas import price	2.8	2.5	2.5
Japan LNG import price	4.1	3.5	3.5

Quelle: IEA (2001), S. 170

Einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Erdgaspreise wird die künftige Entwicklung des Erdgasmarktes haben. Momentan existiert zwar noch kein echter

<sup>123</sup> vgl. IEA (2001), S. 169ff. Als Kreuzpreiselastizität bezeichnet man den Einfluss von Preisveränderungen anderer Güter auf die Nachfrage des beobachteten Gutes.

Weltmarkt für Erdgas, verschiedene zu beobachtende Tendenzen deuten aber auf eine zunehmende Integration der regionalen Märkte hin, so z.B. die folgenden:<sup>124</sup>

- Der Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG) per Schiff ist stark zunehmend. Zwischen 2002 und 2005 wird die Transportkapazität um mindestens 40% ansteigen, was den weltweiten Handel von LNG deutlich vereinfachen wird.
- Insbesondere der Markt für LNG wird laufend flexibler. Dies ist mit dem wachsenden Handel und dem damit verbundenen Einzug von Wettbewerbselementen zu erklären. Die vermehrte Nachfrage der Käufer nach Spotmärkten wird dazu führen, dass die Preise verschiedener lokaler Märkte sich langsam angleichen werden.
- Verschiedene Länder haben damit begonnen, die Gasmärkte zu liberalisieren und damit Wettbewerb zu ermöglichen. Erfahrungen in Nordamerika und England haben gezeigt, dass damit nicht nur die Preise für Endkunden gesenkt werden konnten, sondern auch die Kosten der Anbieter. Andererseits ist Erdgas damit auch der direkten Konkurrenz substituierbarer Energieträger ausgesetzt worden (Kohle, Schweröl), was bei Engpässen und Erdgaspreissteigerungen zu Fuel-Umstellungen geführt hat.

## **6.6. Überlegungen zu der Preisentwicklung im pessimistischen Szenario**

Wie erwähnt, gibt es von pessimistischer Seite her keine derart ausführlichen Prognosen, da die Pessimisten davon ausgehen, dass die Nachfrage demnächst schon gar nicht mehr befriedigt werden kann, was eine Berechnung derselben für die nächsten 25 Jahren hinfällig macht. Ohne genaue Zahlen nennen zu können, soll an dieser Stelle zusammengefasst werden, welche Auswirkungen zu erwarten sind, falls sich das Angebot entsprechend der pessimistischen Prognosen demnächst verknappen sollte:

- Wie stark sich eine Verknappung insbesondere von konventionellem Erdöl auf die Energiepreise auswirken wird, hängt zu einem sehr grossen Teil davon ab, in welchem Ausmass Alternativen vorhanden sind: Dies betrifft sowohl die Möglichkeit, unkonventionelle Erdölvorkommen in grossem Stil abzubauen, wie auch die wirtschaftliche Nutzbarmachung alternativer Energiequellen.
- Gelingt dies nicht, so wird spätestens beim Erreichen der Peak-Produktion die laufend steigende Nachfrage nach Erdöl nicht mehr befriedigt werden können, was mit Preiserhöhungen und entsprechenden Nachfragerückgängen verbunden sein dürfte, die allerdings vor allem Entwicklungsländer hart treffen.

---

<sup>124</sup> vgl. IEA (2002), S. 116f. und IEA (2001), S. 174ff.

- Wendet man den im Text genannten Richtwert an, dass die Steigerung des Preises von einem Barrel Rohöl um einen US\$ den Benzinpreis an der Säule um einen Rappen in die Höhe treibt, so erreicht der Benzinpreis die 2-Franken-Marke erst bei einem Rohölpreis von US\$ 86/b.<sup>125</sup> Hohe Benzinpreise erhöhen auch das Risiko, dass durch politischen Druck Steuersenkungen ausgelöst werden könnten.
- Steigende Preise begünstigen die Entwicklung von neuen, effizienteren Technologien. Als Folge davon reduziert sich der Energiebedarf für die Bereitstellung der gleichen Leistung. Bei grossen Preisveränderungen wird somit eine Verschiebung der Verbraucherreaktion weg von kurzfristigen Verhaltensänderungen hin zu stärkeren Effizienzverbesserungen zu erwarten sein.<sup>126</sup>
- Eine entscheidende Rolle für die zukünftige Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen wird die Investitionsbereitschaft spielen. Es werden sehr umfangreiche Investitionen in Technologien, Infrastruktur und Transportkapazitäten notwendig sein, um einen Grossteil der noch vorhandenen Energieressourcen überhaupt nutzen zu können.
- Mit schwindenden Erdölressourcen wird Erdgas eine wichtige Rolle zur Überbrückung der Zeit zwischen dem fossilen Energiezeitalter und jenem von alternativen Energien zukommen. Wie schnell diese neuen Technologien schlussendlich zur Marktreife gebracht werden (können), hängt nicht zuletzt vom Druck und vom Preis der knapper werdenden Ressourcen ab.

Die aufgeführten Punkte verdeutlichen Folgendes: Auch wenn eine Verknappung früher als von den meisten Experten erwartet eintritt, sind einschneidende Engpässe in den industrialisierten Ländern nicht wahrscheinlich. Die Hauptfrage bleibt, welche technischen Möglichkeiten zum Zeitpunkt einer Angebotsverknappung vorhanden sind. Wenn es bis dann möglich ist, ohne grössere Kosten auf andere Energieformen auszuweichen, wird die Zeit des Erdöls genauso unbemerkt zu Ende gehen, wie die der Kohle. Ansonsten ist anzunehmen, dass primär die weniger entwickelten Länder die Lasten zu tragen haben.

## 6.7. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit

Die in diesem Kapitel dargestellten Nachfrage- und Preisprognosen lassen bis 2030 bei sehr moderat steigenden Preisen keine grossen Veränderungen auf den Märkten für Öl und Gas erwarten. Allerdings wurden diese Prognosen unter der Annahme erstellt, dass in dieser Zeit keine Verknappung des Angebotes auftritt.

---

<sup>125</sup> Annahmen: Benzinpreis CHF 1.40; Rohöl 26 US\$/b.

<sup>126</sup> vgl. Rentsch/Wietschel/Dreher (1999), S. 69f.

Eigene Überlegungen zur Frage der Preisentwicklung beim Eintreffen der pessimistischen Prognosen haben gezeigt, dass für die entwickelten Länder nicht mit einschneidenden Konsequenzen zu rechnen ist. Die in diesem Szenario anziehenden Ölpreise werden vor allem in den ärmeren Ländern zu einem Nachfragerückgang führen, was global einen sehr schnellen Preisanstieg für Rohöl verhindern wird.

Wie bereits in anderem Zusammenhang erwähnt, spielt auch hier der technische Fortschritt eine entscheidende Rolle. Je günstiger Substitute erhältlich sind, umso weniger wird eine Verknappung ins Gewicht fallen.



## 7. Zukünftige Energiepreise und ihre Implikationen

In diesem letzten Kapitel wird untersucht, welche Implikationen die künftige Verfügbarkeit und insbesondere der künftige Preis fossiler Energie für die Wirtschaft und für heutige Investitionsentscheidungen haben kann. Es muss an dieser Stelle betont werden, dass diese sehr umfassende Thematik im Rahmen dieser Studie nur ansatzweise im Sinne eines Ausblicks diskutiert werden kann. Kapitel 6 hat Prognosen für Preistrends für die nächsten 30 Jahre zusammengefasst. Wir fragen nun in diesem Kapitel erstens, ob und in wie weit sich Verfügbarkeit und Preise fossiler Energie auf einen *Zeitraum von bis zu 50 Jahren* abschätzen lassen. Zweitens diskutieren wir die *Preisvolatilität* fossiler Energie und drittens die *Implikationen* der Preistrends. Mögliche Implikationen werden exemplarisch anhand des Transportsektors und der Wärmeerzeugung im Gebäudebereich skizziert.

### 7.1. Langfristige Szenarien für Energieverfügbarkeit

Wie sich die Energiepreise in Zukunft entwickeln werden, kann insbesondere für langfristige Investitionsvorhaben, wie z.B. Immobilien, von Bedeutung sein. So lässt sich die bei der Planung und dem Bau von Immobilien gefällte Materialwahl und Bauweise im Nachhinein nicht mehr oder nur mit sehr grossem Aufwand ändern. Die Amortisationsrechnungen der SIA gehen von 40 bis 60 Jahren aus. Damit wäre theoretisch wichtig zu wissen, in welche Richtung und in welchem Ausmass sich die Energiepreise in diesem Zeitraum entwickeln werden.

Trotz der grossen Ungewissheit bezüglich der längerfristigen Entwicklung soll im Folgenden ein kurzer Energie-Ausblick für die nächsten 50 bis 60 Jahre gewagt werden. Die in der heutigen Literatur nur sehr spärlich vorhandenen Langzeitausblicke sind ausdrücklich nicht als Prognosen, sondern eher als *in sich konsistente Bilder möglicher Entwicklungspfade* zu verstehen.<sup>127</sup>

Solche Szenarien hat z.B. der Weltenergierat (World Energy Council) zusammen mit der IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) 1998 erarbeitet.<sup>128</sup> Die darin aufgezeigten sechs alternativen Szenarien unterscheiden sich durch die Annahmen zum Wirtschaftswachstum, dem technischen Fortschritt, der Verfügbarkeit von Öl und Gas sowie weiterer Parameter. Alle Szenarien gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 die fossilen Treib- und Brennstoffe die wichtigsten Energieträger bleiben werden. Der Verbrauch von fossilen Energien soll 2050 höher sein als 1990, allerdings bei niedrigeren Marktanteilen – der Verbrauch anderer Energieträger wird also wesentlich schneller wachsen als der Verbrauch fossiler Energie.

---

<sup>127</sup> vgl. RWE (2001), S. 30

<sup>128</sup> WEC/IIASA (1998): Global Energy Perspectives, University Press, Cambridge.

Die zentralen Ergebnisse des WEC/IIASA Berichtes sind:<sup>129</sup>

- Der weltweite Energieverbrauch wird stark ansteigen, obwohl sich die Energieeffizienz pro Jahr zwischen 0.8% und 1.4% verbessern wird.
- Regionale Knappheiten und Preiserhöhungen für Energie sind möglich. Die wirtschaftliche Entwicklung wird in den nächsten Jahrzehnten jedoch nicht durch die vorhandenen Energieressourcen beschränkt. Künftige Grenzen des Wachstums werden eher in den Bereichen Umwelt, Finanzierungserfordernisse oder technologische Anforderungen gesehen.
- Trotz einer Verlagerung hin zu erneuerbaren Energieträgern werden die fossilen Energien noch bis weit in dieses Jahrhundert eine dominierende Rolle spielen.
- Auf Grund eines Lebenszyklus von Energietechnologien auf der Angebotsseite von fünf oder mehr Jahrzehnten, wird der Wandel bei den Energieversorgungsstrukturen langsam verlaufen.

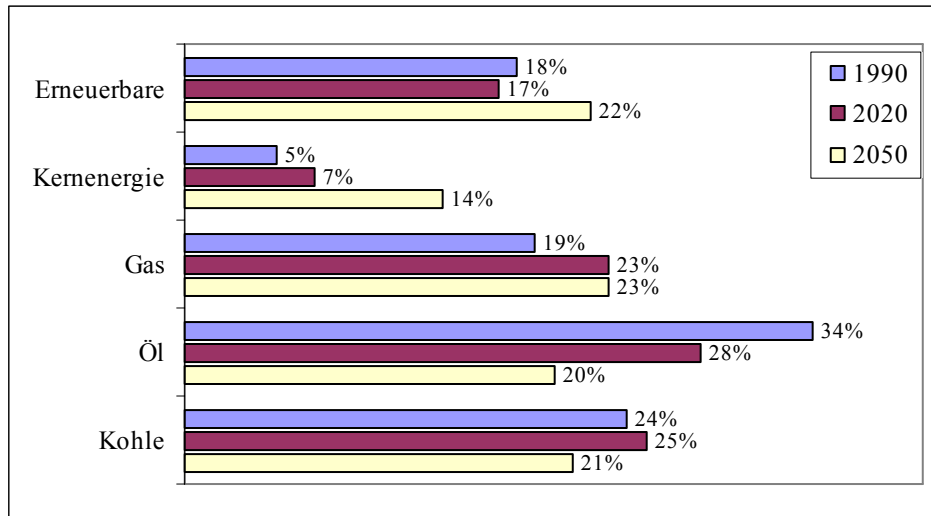
Die Studie macht quantitative Prognosen zum erwarteten Energiemix bis ins Jahr 2050. Danach werden die Marktanteile von Öl und Kohle bis 2050 zurückgehen, während jene von Gas, Kernenergie und erneuerbaren Energien wachsen werden (siehe auch Abbildung 41).<sup>130</sup> Allerdings werden keine Preisprognosen angegeben. Anzumerken ist, dass alle Prognosen der Studie von einer prognostizierten Weltbevölkerung von knapp über 10 Mrd. Menschen im Jahr 2050 ausgehen – eine Prognose, die heute allgemein als zu hoch erachtet wird. Auch erscheinen die den Szenarien zugrunde liegenden Wachstumsprognosen des globalen Bruttosozialproduktes in heutigem Licht als eher optimistisch.

---

<sup>129</sup> Zusammengefasst nach RWE (2001), S. 33; 88-90

<sup>130</sup> vgl. RWE (2001), S. 33; Der Marktanteil von Öl wird gemäss Szenario Mittelkurs von 1990 34% auf 20% im Jahre 2050 zurückgehen, jener von Kohle von 24% auf 21%. Der Marktanteil von Gas nimmt von 19% auf 23%, jener von Kernenergie von 5% auf 14% zu, während erneuerbare Energien von 18% auf 22% zulegen können.

Abbildung 41: Entwicklung des Energiemix



Quelle: eigene Darstellung, Daten aus RWE (2001), S.33

Während die viel zitierte Langzeitprognose des WEC/IIASA aus dem Jahr 1998 datiert, hat Shell im Jahr 2001 Prognosen zur Energieversorgung bis ins Jahr 2050 erarbeitet (Shell 2001). Shell hat zwei verschiedene mögliche Szenarien ausgearbeitet, um mögliche Entwicklungen des weltweiten Energiesystems bis 2050 zu skizzieren.<sup>131</sup> Die Szenarien sind nicht als Prognosen, sondern als glaubwürdige, relevante und herausfordernde Alternativen zu verstehen, die helfen sollen, zukünftigen Entwicklungen zu erforschen.

Das erste Shell Szenario („Dynamics as Usual“) geht davon aus, dass die OECD Länder in den nächsten Jahren eine deutliche Ausweitung der Nutzung von erneuerbarer Energie erleben, forciert durch staatliche Unterstützung. Auch die Nutzung von Erdgas nimmt zu. Allerdings sieht Shell in diesem Szenario zunächst ein Höhepunkt der Nutzung von erneuerbarer Energien im Jahr 2020, zumal die Bevölkerung sich zunehmend gegen die externen Kosten (z.B. von Windenergieparks) ausspricht. Eventuell könnte daher sogar Nuklearenergie eine Renaissance erleben. Der eigentliche Durchbruch der erneuerbaren Energie würde nach diesem Szenario erst im Jahr 2040 zu erwarten sein, wenn sich die Erschöpfung von Öl und Gasvorkommen abzeichnet.

Das zweite Szenario („Spirit of the Coming Age“) beschreibt eine Entwicklung, die von rasanter technologischer Entwicklung im Bereich der Brennstoffzelle getrieben wird. Dadurch entsteht eine stetig wachsende Nachfrage nach Wasserstoff, unabhängig von einer möglichen Reduktion der Erdölverfügbarkeit. Wasserstoff wird zunächst mit Kohle, Öl und Gas produziert, erneuerbare Energie spielt in diesem Szenario zunächst keine grosse Rolle. Erst ca. im Jahr 2030, wenn die Nachfrage nach Wasserstoff zu gross ist, um durch

<sup>131</sup> vgl. Shell (2001): Energy Needs, Choices and Possibilities: Scenarios to 2050

auf Gas, Öl und Kohle basierte Produktion gedeckt zu werden, steigt der Druck, erneuerbare Ressourcen zu entwickeln.

Beide Szenarien gehen davon aus, dass in den nächsten Jahren die Bedeutung von Erdgas weiter zunimmt und dass die Abhängigkeit von Öl langsam reduziert wird. Eine eigentliche Ölkrise wird nicht prognostiziert. Insbesondere beim zweiten Szenario sieht Shell eine Verschiebung von Öl zu Wasserstoff lange vor einer Erschöpfung der Erdölreserven.

Bezüglich der künftigen Ölpreise hält sich Shell, wie auch die WEC/IASA Studie, bedeckt. Allerdings wird angemerkt, dass im nächsten Jahrzehnt noch kein deutlicher Anstieg des Ölpreises zu erwarten ist (siehe auch Kapitel 6), und dass bereits in zwei Jahrzehnten die Produktion von Biogas in den Bereich von 20\$/Barrel Öläquivalent<sup>132</sup> fallen könnte und damit preislich kompetitiv wird. Wenn sich diese Prognose bewahrheiten sollte, dann wird der künftige Preis des Öls auch langfristig kaum deutlich ansteigen können.

Wenn im Transportsektor Öl durch Wasserstoff ersetzt wird, wie im zweiten Shell Szenario beschrieben, dann wird sich der Preis der Energie weitgehend abgekoppelt von der (limitierten) Verfügbarkeit des Öls entwickeln, da Wasserstoff auch durch Methan, Erdgas, Kohle oder Nuklearenergie produziert werden kann. Insbesondere die für viele Jahrzehnte praktisch unlimitierte Verfügbarkeit von Kohle wird damit sicherstellen, dass Energie nicht deutlich teurer wird als sie heute ist.

## 7.2. Preisvolatilität

Neben dem durchschnittlich erwarteten Preisniveau ist die künftige Preisvolatilität ein weiteres mögliches Entscheidungskriterium für Investoren. Wir zeigen daher das erwartete Ausmass der Preisschwankungen fossiler Energieträger auf. Bezüglich der Energiepreise besitzt der Erdölpreis eine Leitfunktion. Daher wird im Folgenden auch primär die Preisentwicklung von Erdöl genauer betrachtet.

### 7.2.1. Erdölpreisvolatilität – geschichtlicher Abriss

Zunächst einmal wird die geschichtliche Entwicklung der Erdölpreisvolatilität dargestellt, wobei insbesondere erläutert wird, welche Faktoren zu Preisschwankungen geführt haben.

Zu Beginn des Erdölzeitalters (2. Hälfte des 19. Jahrhunderts) war die Volatilität des Ölpreises sehr hoch. Dies war durch die noch sehr *geringe Grösse* der damaligen Industrie bedingt. Kleinste Änderungen bei Nachfrage und/oder Angebot führten zu grossen

---

<sup>132</sup> Shell (2001), S. 18.

Schwankungen im Preis. So konnte bereits der Fund einer neuen resp. das Versiegen einer alten Ölquelle, die Konstruktion einer Raffinerie oder die Öffnung eines neuen Marktes grosse Preiseffekte nach sich ziehen.

Durch die *Monopolisierung* des Downstream Marktes Ende des 19. Jahrhunderts resultierte eine gewisse Preisstabilität. Die *Entdeckung von Öl* in Osttexas (1901), die Auflösung des staatlichen Standard Oil Trust 1911, gefolgt von den *Boom Jahren* des ersten *Weltkriegs* und einer *Rezession* begründete einen neuen sogenannten *boom and bust cycle*. Es waren dann die Texas Railroad Commission und die grossen Ölunternehmen, die bereit waren, die *Produktion zu regulieren* sowie die internationalen Märkte zu stabilisieren. Die in den 30er- und 40er-Jahren relativ stabilen Preise waren das Resultat dieser Anstrengungen. Freiwillige *Importquoten* für Öl der USA ab den 50er-Jahren führten zunächst zu einer Preissteigerung, hielten die Preise danach jedoch für rund zwei Jahrzehnte relativ stabil.<sup>133</sup> Ein weiterer Grund für diese Preisstabilität beim Erdöl war die Kohle. Der Preis für Kohle lag zur damaligen Zeit höher als für Erdöl und war sehr volatil. Dies entfaltete eine dämpfende Wirkung auf den Preis von Erdöl.

Der *Verbrauch* von Erdöl stieg in den 60er- und 70er-Jahren stark an. Gleichzeitig nahm der Anteil der *OPEC* an der Welterdölförderung stetig zu und erreichte über 50%. Diese *strategische Position* ermöglichte es der OPEC, die Preise *autonom* festzusetzen. Als die OPEC 1973/74 den Ölpreis innerhalb eines halben Jahres von \$ 2.59 pro Barrel auf \$ 11.56 erhöhte, resultierte daraus die erste *Erdölkrise*. Grund dafür war u.a. das arabische *Ölembargo* gegenüber den USA und den Niederlanden sowie die *Reduktion* der Ölproduktion durch die OPEC. Nachdem die Preise kontinuierlich stiegen, kam es 1979 auf Grund von verschiedenen Ereignissen zu einem zweiten Preissprung (zweiter Erdölkrise). Bedingt war diese Entwicklung durch den Beginn der *iranischen Revolution* und dem damit in diesem Land einhergehenden *Produktions- und Exportrückgang* von Erdöl. Als Irak 1980 mit Iran in den Krieg trat und damit die Erdölindustrie beider Staaten schwächte, verschlimmerte dies die damalige Situation zusätzlich. Die OPEC erhöhten die Produktion nicht, wodurch die Preise 1981 auf \$ 34 stiegen. Dieser beträchtliche Preisanstieg und die relativ lange Dauer des Schocks hatte grosse Auswirkungen auf die *Weltwirtschaft*. Die *Inflation*, ausgelöst durch die hohen Ölpreise, führte zu nachlassendem Wirtschaftswachstum und schlussendlich zu einer *Rezession*.<sup>134</sup>

Die hohen Erdölpreise stimulierten ab 1980 die *vermehrte Investition* in die Exploration. Dies führte zu grösserer Produktion in *Nicht-OPEC* Ländern. Das dadurch produzierte Öl wurde – im Gegensatz zu früheren *Langzeitverträgen* – vermehrt auf *Spotmärkten* abgesetzt. *Unstimmigkeiten* innerhalb der OPEC sowie der Verlust von Marktanteilen führten dazu, dass Saudia Arabien 1985 die Produktion erhöhte. Zusätzlich kam hinzu, dass Industrieländer den Erdölverbrauch durch eine höhere *Energieeffizienz* optimieren

---

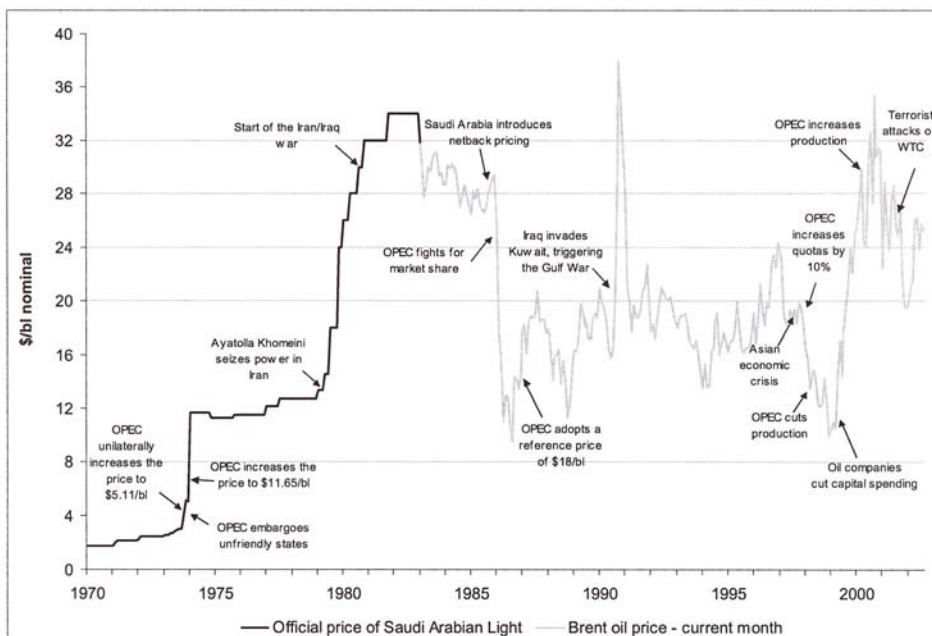
<sup>133</sup> vgl. Lynch, M. (2002c), S. 5ff.

<sup>134</sup> vgl. Labys, W. (2001), S. 16f.

konnten. Als Folge dieser Entwicklungen sank der Preis zwischen 1985 und 1986 von \$ 28 pro Barrel auf \$ 13. Die OPEC verfolgte anscheinend nicht mehr das Ziel der Preisstabilität sondern jenes der Verteidigung ihres Marktanteils.<sup>135</sup>

Anfang der 90er Jahre war zunächst vor dem ersten Golfkrieg 1991 ein kurzfristiger aber sehr deutlicher Ausschlag des Ölpreises zu verzeichnen. Ein starker Ölpreiserfall bis unter \$ 10 pro Barrel war 1997/98 die Folge der *Finanzkrise* in Asien und dem damit deutlich *geringeren Verbrauch* sowie einer *mangelhaften Quotendisziplin* der OPEC. In der Folge einigte sich die OPEC auf *Förderkürzungen*, die auch eingehalten wurden und auf einen *Preiskorridor* zwischen \$22 und \$28 pro Barrel Rohöl. Nach starken Preisschwankungen – ausgelöst durch mehrmalige Kürzungen der Produktionsraten, den *Terroranschlägen* des 11. Septembers 2001 oder auch die Anzapfung der *strategischen Erdölreserven* der USA – gelang es Anfang 2002, den Preis wieder zu stabilisieren. Untenstehende Abbildung 42 zeigt die Geschichte des Erdölpreises und einzelne Einflussfaktoren für die Periode von 1970 bis Anfang 2002.

Abbildung 42: Geschichte des Erdölpreises (nominal)



Quelle: Lehmann Brothers (2002), S. 150

Obiger Abriss der historischen Entwicklung der Erdölpreises zeigt deutlich, wie viele verschiedene Faktoren den Ölpreis zu beeinflussen vermögen und wie sensibel dieser Markt reagiert.

<sup>135</sup> vgl. Labys, W. (2001), S. 17 und BGR (2003), S. 71

### 7.2.2. Weitere Einflussfaktoren

Im oben skizzierten geschichtlichen Abriss wird vor allem die Bedeutung folgender Einflussfaktoren auf den Erdölpreis deutlich:

- Grösse des Marktes (Anfang des 20. Jahrhunderts)
- Politik und Strategie der OPEC
- Nachfrageentwicklung
- Förderpolitik in Nicht-OPEC Ländern

Neben den oben dargestellten Einflussfaktoren sind noch zu nennen:

- *Produktionskapazitäten:* Seit 1986 haben die Überkapazitäten in der Erdölindustrie stark abgenommen. Dies ist mit ein Grund dafür, dass der Erdölmarkt in den letzten Jahren viel volatil geworden ist. Damit ist es auch schwieriger geworden, kurzfristige Nachfrageschwankungen abzufedern.
- *Strategische Lagerhaltung:* Generell hat die Höhe der gehaltenen Landesvorräte abgenommen. In Zukunft werden somit Nachfrageschwankungen vermehrt über den Preis gesteuert. Das damit verbundene kurzfristigere Reagieren hat zur Folge, dass sich die Preise schneller und unerwarteter bewegen werden. Dieser Effekt wird teilweise durch den Aufbau von Lagern in Nicht-OECD-Ländern kompensiert.
- *Spekulation:* Mit der zunehmenden Bedeutung von Spot-Märkten fanden auch die spekulativen Elemente im Ölhandel mehr Verbreitung. So wird ein grosser Teil des heutigen Rohstoffgeschäfts durch so genannte Termingeschäfte abgewickelt. Dies führt dazu, dass sich die Preise für Energieträger (z.B. Benzin) *kurzfristig* eher an Erwartungen als an der realen Verfügbarkeit und der realen Nachfrage orientieren. Dies kann zu grossen kurzfristigen Preisschwankungen führen. Gleichzeitig erlauben Derivate aber auch, sich gegen Preisschwankungen adäquat abzusichern.
- *Wetter:* Die globale Erdölnachfrage schwankt deutlich in Abhängigkeit der herrschenden Jahreszeit. Zwischen Winter und Sommer beläuft sich dieser Unterschied in der Nachfrage auf rund 6 Mio. Barrels pro Tag, was ca. 8.5% der durchschnittlichen jährlichen Nachfrage entspricht. Auslöser dieser unterschiedlichen Nachfrage ist primär die verstärkte Nachfrage nach Heizöl in den entwickelten Ländern der nördlichen Hemisphäre während des Winterhalbjahres. Da Raffinerien versuchen, ihre Kapazität in etwa konstant zu halten, werden solche Nachfrageschwankungen mittels dem Auf- bzw. Abbau von Lagern ausgeglichen. Obwohl der Trend aus Effizienzgründen in Richtung kleinere Lager geht (just-in-time inventory management), hat der Einfluss der saisonalen Nachfrageschwankungen auf die Preise abgenommen. Erklären lässt sich dies mit der verstärkten Verbreitung von Derivativen an den Rohstoffbörsen

(Termingeschäfte). Zukünftige (Wetter-) Risiken lassen sich somit absichern, wodurch ein effizienterer Markt entsteht.<sup>136</sup>

Von Land zu Land unterschiedlich und v.a. für den Endkunden von Bedeutung sind die auf fossilen Energieträgern erhobenen Steuern, die im folgenden Punkt angesprochen werden:

- *Steuern:* Die Mineralölsteuer ist eine Verbrauchssteuer und wird in der Schweiz auf Erdöl, andere Mineralöle, Erdgas, die bei ihrer Verarbeitung gewonnen Produkte sowie auf Treibstoffe erhoben. Bei Treibstoffen kommt zusätzlich ein Mineralölsteuerzuschlag hinzu. Momentan beträgt diese Steuer je Liter: Benzin 73.1 Rappen, Dieselöl 75.9 Rappen, Heizöl extraleicht 0.3 Rappen. Wird auch noch die Mehrwertsteuer berücksichtigt, so kommt die steuerliche Gesamtbelastung für Treibstoffe in der Schweiz auf rund 60% zu stehen. Damit kommt den Steuern ein weitaus grösserer Einfluss bei der Preisgestaltung von Treibstoffen zu als dem eigentlichen Rohstoff Erdöl.

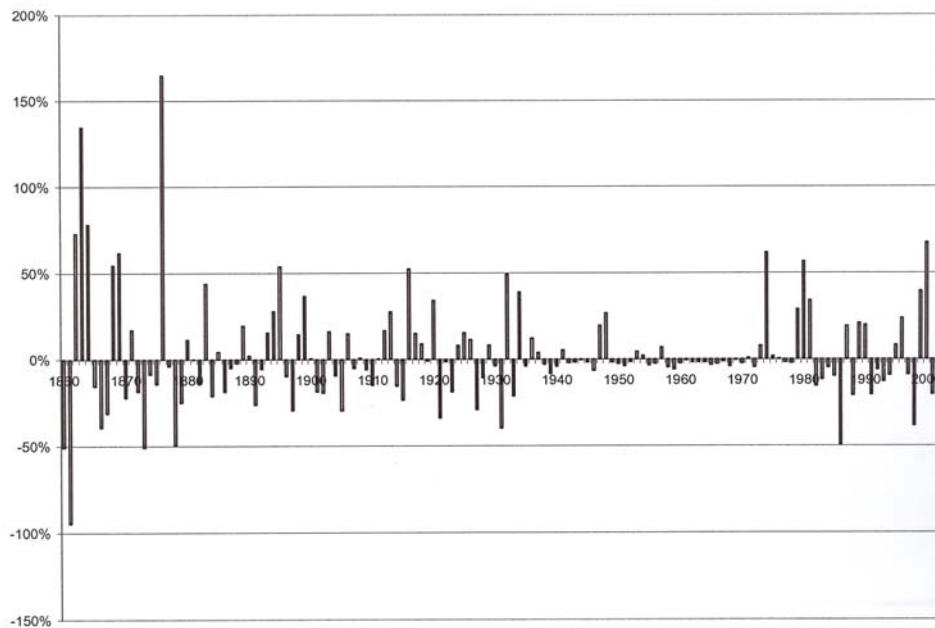
### **7.2.3. Ausmass, Dauer und Wahrscheinlichkeit von Preisschwankungen**

Wie stark die Erdölpreise in der Vergangenheit geschwankt haben, kann mittels der Volatilität dargestellt werden. Abbildung 43 zeigt die jährliche Volatilität des US Wellhead Preises. Wie weiter oben angetönt, waren die Preisausschläge zu Beginn des Erdölzeitalters weitaus grösser als heute. Allerdings kann ab den 70er-Jahren im Vergleich zur Periode von 1940 bis 1970 wieder eine erhöhte Volatilität festgestellt werden. Jährliche Preisschwankungen von rund 50% stellen also keinen Sonderfall dar und werden höchstwahrscheinlich auch in Zukunft zu beobachten sein. Als extremes Beispiel sei der erste Golfkrieg genannt, als der Preis von Erdöl sich innert kürzester Zeit von rund \$ 16 auf ca. \$ 38 pro Barrel mehr als verdoppelte. Allerdings war dieser Preisausschlag nur von sehr kurzer Dauer. So schnell die Preise in die Höhe geschossen sind, so schnell waren sie auch wieder auf das vorherige Niveau zurückgekehrt.

---

<sup>136</sup> vgl. Wallin, T. (2001), S. 1-3

Abbildung 43: Jährliche Volatilität des US Wellhead Preises



Quelle: Lynch (2002c), S. 7

Zwar können Preisveränderungen auch langsam über längere Zeitperioden erfolgen. So sank der Erdölpreis zwischen Ende 1997 und Anfang 1999 erst von \$ 24 auf unter \$ 10 pro Barrel, um danach bis September 2000 – inklusive einiger kleiner Rückschläge – wieder auf \$ 36 pro Barrel zu klettern. Vergleicht man die Preisabweichungen der letzten 15 Jahre mit den zwei Erdölkrisen der 70er-Jahre, so sind die heutigen Preisschwankungen jedoch von kürzerer Dauer.<sup>137</sup>

Der Energiemarkt scheint in den letzten Jahren nervöser resp. spekulativer geworden zu sein. Kommt die labile geopolitische Lage hinzu, so ist die Wahrscheinlichkeit für in Zukunft grössere Preisausschläge als hoch einzuschätzen. Ein effizienter gewordener Energiemarkt kann einen Teil dieses Risiko jedoch kompensieren.

### 7.3. Implikationen der erwarteten Ölpreistrends

Von den Kapiteln 6, 7.1. und 7.2. ist zusammenfassend festzuhalten:

- Die Preise fossiler Energie werden sich in den nächsten 30 Jahren durchschnittlich nur relativ marginal erhöhen – ein Trend, der eventuell sogar über die nächsten 50 Jahre anhalten wird.

<sup>137</sup> vgl. IMF (2000), S. 4

- Kurzfristig ist hingegen in den nächsten Jahrzehnten mit deutlichen Preisschwankungen zu rechnen.

Im Folgenden wird kurz skizziert, wie sich Energiepreiserhöhungen und Energiepreisschwankungen auf die Wirtschaft und auf Investitionsentscheidungen auswirken.

### 7.3.1. Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen von Energiepreisänderungen

Steigen die Preise für z.B. Erdöl, so hat dies bei genereller Betrachtung grundsätzliche folgende Auswirkungen auf die globale Wirtschaft:<sup>138</sup>

- Es findet ein Einkommenstransfer von Ölkonsumenten hin zu Ölproduzenten, also von Öl-Importierenden zu Öl-exportierenden Ländern statt.
- Höhere Energiepreise führen zu höheren Produktionskosten, was den Druck auf die Gewinnmargen erhöht. Dieser Effekt trifft die entwickelten Länder, in denen die Ölintensität der Produktion während den vergangenen Jahrzehnten gesunken ist, weniger hart als zu früheren Zeiten. In Entwicklungsländern ist die Ölintensität der Produktion weniger stark gesunken, womit diese Länder von obigem Effekt stärker betroffen sind.
- Höhere Energiepreise haben einen Einfluss auf das Preisniveau und die Inflation und dadurch auch auf die Finanzmärkte.
- Werden die höheren Energiepreise für längere Zeit erwartet, so entsteht durch die veränderten relativen Preise für die Energielieferanten der Anreiz, mehr Energie zu produzieren und zu investieren. Konsumenten hingegen haben den Anreiz, vermehrt Energie einzusparen.

Bei den heutigen, relativ gemässigten Preisprognosen für Erdöl fallen obige Effekte in Realität jedoch eher moderat aus.

- Statistische Untersuchungen schätzen die Ölpreiselastizität des Bruttoinlandsprodukt auf zwischen -0.02 und -0.08. Die Mehrheit der Schätzungen gruppiert sich dabei um -0.05.<sup>139</sup> Diese Elastizität beziffert den kumulierten Effekt über eine zweijährige Periode auf Grund eines Preisschocks während einer Periode. Eine Ölpreissteigerung von z.B. 2% während des ersten Jahres hätte damit über zwei Jahre kumuliert ein um ca. 0.1% reduziertes BIP zur Folge. Beträgt die Preissteigerung 30%, so beläuft sich der oben beschriebene Effekt auf rund 1.5%. Obwohl es sich dabei, absolut gesehen, immer

---

<sup>138</sup> IMF (2000), S. 10ff.

<sup>139</sup> vgl. Brown, S., Yücel, M. (2001), S. 2 oder Jones, D., Leiby, P. (1996), S. 26

noch um sehr grosse Beträge handelt, verlieren diese jedoch bei relativer Betrachtung deutlich an Gewicht. Ein Sinken des Ölpreises würde die Wirtschaft in etwa ähnlichem Ausmass begünstigen. Bezüglich dieser Aussage konnte jedoch eine gewisse Asymmetrie beobachtet werden. So vermögen steigende Ölpreise die Wirtschaft stärker zu bremsen, als dass sinkende Preise in der Lage sind, sie zu stimulieren. So folgte z.B. in den USA nach starken Ölpreissteigerungen in den meisten Fällen eine Rezession, während ein Sinken der Energiepreise keinen wirtschaftlichen Aufschwung auslöste.<sup>140</sup> Eine kürzlich von der Konjunkturforschungsstelle der ETH Zürich (KOF) erarbeitete Studie kommt zum Schluss, dass der Einfluss von sogar relativ grossen Erdölpreissteigerungen auf das Schweizer BIP relativ klein ist.<sup>141</sup>

### 7.3.2. Auswirkungen des Ölpreises auf Konsumverhalten und Investitionen

#### *Auswirkungen des tendenziell steigenden Preises*

Im Sinne einer einleitenden Diskussion zeigen wir die historische Entwicklung des Benzinpreisniveaus und die Entwicklung des Individualverkehrs in der Schweiz auf. Abbildung 44 zeigt die Entwicklung von Benzinpreisen in nominalen und realen Werten (zu Preisen von 2002). Dabei lässt sich beobachten, dass die Benzinpreise von 1970 bis 2002 nominal zwar gestiegen, in realen Werten jedoch abgenommen haben. Real betrachtet, d.h. mit Berücksichtigung der Inflation und damit zu Preisen von heute, hätte der Preis für einen Liter Benzin zu Beginn der 80er-Jahre sogar über Sfr. 2 betragen. Selbst nominal betrachtet, liegen die Benzinpreise heute kaum höher als noch Mitte der 80er-Jahre.

Aktuelle Studien zum Zusammenhang zwischen Verkehr und Energiepreis zeigen, dass heute die Nachfrage nach Verkehrsleistungen in bescheidenem Mass von dem Energiepreis beeinflusst wird, sie ist also nicht sehr elastisch. Selbst bei sehr starken Preisanstiegen ist nur ein geringer Einfluss auf die Verkehrsnachfrage zu beobachten. Im Zusammenhang mit der ökologischen Steuerreform in Deutschland wurden maximale Preiselastizitäten der Personenverkehrsleistung von  $-0.16$  berechnet.<sup>142</sup> Die Preiselastizitäten der Kraftstoffnachfrage liegen in etwa im Bereich von  $-0.15$  und  $-0.25$ .<sup>143</sup> Diesbezüglich konnte auch beobachtet werden, dass starke Benzinpreisaufschläge zu intensiver Forschung und der Entwicklung von effizienteren Technologien resp. Motoren führten. Dadurch kann die Nachfrage nach Treibstoff reduziert werden, ohne dass die Verkehrsnachfrage im gleichen Umfang zurückgehen muss.<sup>144</sup> Allerdings beeinflusst der *relative* Energiepreis, d.h. der Preis

---

<sup>140</sup> vgl. Brown, S., Yücel, M. (2001), S. 9f

<sup>141</sup> vgl. Atukeren, E. (2003), 9f.

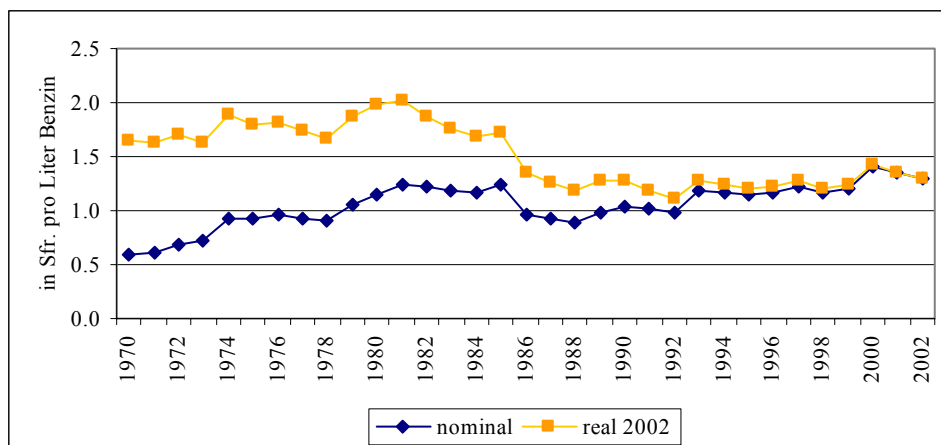
<sup>142</sup> vgl. zum Beispiel Rentz, Wietschel und Dreher (1999), S. 46ff. und 69ff.

<sup>143</sup> vgl. z.B. Meyer, B. et al (1997) oder

<sup>144</sup> vgl. zum Beispiel Rentz, Wietschel und Dreher (1999), S. 46ff. und 69ff.

eines Energieträgers im Vergleich zum Preis eines alternativen Energieträgers, das Konsumverhalten und teilweise auch die verwendete Technologie.<sup>145</sup>

Abbildung 44: Entwicklung von Benzinpreisen<sup>146</sup> (nominal und real zu Preisen von 2002)



Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen; Daten vom BFS

Zusammenfassend kann daher gesagt werden, dass die für die nächsten Jahre erwarteten moderaten Preissteigerungen bei Öl und Gas den Energiekonsum generell kaum verändern werden. Insbesondere beim Verkehr ist auf Grundlage der Ölpreisveränderungen keine Trendwende zu erwarten. Ein Trend hin zu erneuerbaren Energien ist höchstens durch eine deutliche Verbilligung dieser Alternativen denkbar – oder natürlich durch eine Veränderung der (relativen) Besteuerung verschiedener Energieträger.

### *Bedeutung und Folgen von Preisschwankungen*

Die Frage ist schliesslich, ob auch ohne die Erwartung langfristiger Preiserhöhungen beim Öl und Gas alternative Energien (und Energiesparmassnahmen) auf Grund potenzieller *Preisschwankungen fossiler Energie* attraktiver werden könnten. Zwar kann ein heutiger Investor davon ausgehen, dass er in den nächsten 20 bis 30 Jahren gemäss heutigen Prognosen (vgl. Kapitel 6.4.) durchschnittlich zu nur moderat höheren Preisen wird Öl oder Gas beziehen können,<sup>147</sup> aber er sieht sich doch mit dem Risiko konfrontiert, dass in einzelnen Monaten oder Jahren die Energierechnung deutlich höher sein kann als im Durchschnitt.

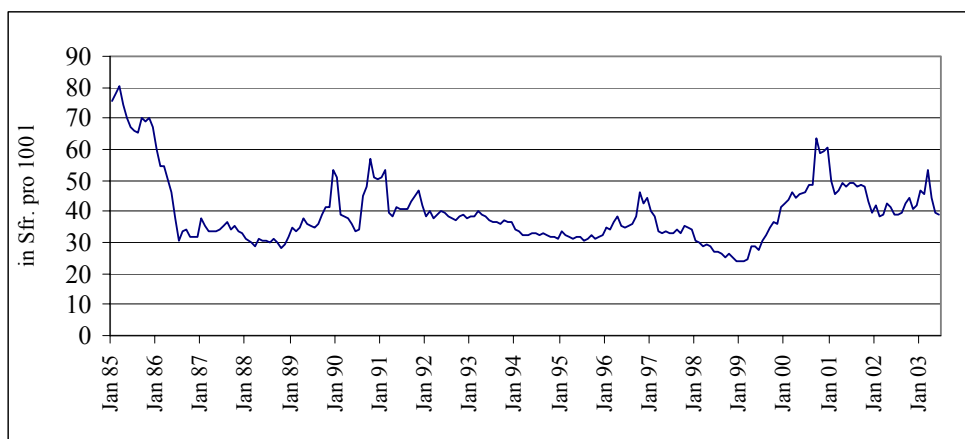
<sup>145</sup> Taheri und Stevenson (2002).

<sup>146</sup> Preise bis 1984 für Normalbenzin, ab 1985 für Bleifrei 95.

<sup>147</sup> Prognos (2000) geht davon aus, dass der reale Ölpreis 2030 bei ca. \$23 liegen wird, was im Vergleich zu heute keiner grossen Abweichung entspricht.

Wir möchten nun beispielhaft eine Plausibilitätsüberlegung anstellen. In Kapitel 6 wurde bereits dargestellt, dass Preisänderungen beim Rohöl recht kleine prozentuale Preisänderungen bei den Konsumentenpreisen in der Schweiz zur Folge haben. Zudem wurde oben bereits angesprochen, dass im Transportsektor Preisschwankungen bei der Energie eher geringe Verhaltensänderungen nach sich ziehen. Interessanter ist eventuell die Betrachtung der Situation beim Heizöl. Der Preis von Heizöl reagiert in der Schweiz der geringen Besteuerung wegen relativ deutlich auf Preisänderungen beim Rohöl.

Abbildung 45: Preisentwicklung von Heizöl 1985 bis 2003 (in Sfr. pro 100 Liter, nominal)<sup>148</sup>



Quelle: eigene Darstellung, Daten vom BFS

Abbildung 45 zeigt den nominalen Preis von Heizöl in der Schweiz in den Jahren 1985 bis 2003. Dieser ist zwischen Januar 1999 und Januar 2001 von 0.25 Sfr./l auf über 0.6 Sfr./l gestiegen, der Preis hat also innerhalb von zwei Jahren um mehr als 100% zugenommen.<sup>149</sup> Allerdings ist der Energiepreis nur einer von vielen Faktoren, die bei der Wahl einer neuen Heizung von Bedeutung sind.

Ein bei dieser Frage jedoch zu beachtender Aspekt ist die Frage nach dem Einsatz von energieeffizienten Massnahmen. Trotz dem eher geringen Energiepreisisiko für einen Hausbesitzer, kann der Einsatz energieeffizienter Massnahmen im Gebäudebereich bereits heute ökonomisch Sinn machen. So befinden sich z.B. moderne Wärmepumpen selbst bei den momentanen Energiepreisen im Bereich der Rentabilitätsschwelle und können durchaus mit Ölheizungen konkurrenzieren.<sup>150</sup> Geht man von in Zukunft moderat steigenden Energiepreisen sowie weiterem technischen Fortschritt bei diesen Technologien aus, so wird sich die Rentabilität energieeffizienter Massnahmen erhöhen. Dies begünstigt den Einsatz insbesondere jener energieeffizienter Produkte, die heute im Grenzbereich der

<sup>148</sup> Bei einer Bezugsmenge von 3000 bis 6000 Liter. Preisangaben bis 1997 in Sfr. pro 100 kg.

<sup>149</sup> Bei einem nach heutigem Standard gebauten Einfamilienhaus beträgt der durchschnittliche Jahresverbrauch rund 1'500 Liter Heizöl. Damit ist das Risiko dieser Preisvariabilität jedoch um ein Vielfaches kleiner als andere Preisrisiken, denen ein Besitzer eines Hauses ausgesetzt ist.

<sup>150</sup> vgl. Jakob, M., Jochem, E., Christen, K. (2002), S. 213ff. und 315ff.

Wirtschaftlichkeit anzusiedeln sind.<sup>151</sup> Allfällige Mehrkosten von energieeffizienten Massnahmen könnten dann durch Einsparungen infolge eines geringeren Energieverbrauchs (über-)kompensiert werden.<sup>152</sup>

#### 7.4. Kapitelzusammenfassung und Zwischenfazit

Die Preise für fossiles Öl und Gas werden aller Voraussicht nach in den nächsten 30, wenn nicht in den nächsten 50 Jahren nicht explodieren. Die relativ unproblematische Substitution von Öl durch Gas, die mögliche mittelfristige Nutzung von Wasserstoff im Bereich Verkehr, die grosse Verfügbarkeit von Kohle (die zur Wasserstoffgewinnung genutzt werden kann), aufkommende Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die Erhöhung der Energieeffizienz werden dazu beitragen, dass der Preis von Öl sich nicht (abgekoppelt vom sonstigen Energiemarkt) überdurchschnittlich erhöht. Kurzfristig ist jedoch insbesondere beim Öl wie in der Vergangenheit auch mit erheblichen Preisschwankungen zu rechnen.

Die prognostizierte Preisentwicklung lässt hinsichtlich des Investitionsverhaltens in der Schweiz folgende Schlüsse zu: die Preisentwicklung wird in den nächsten Jahren kein substantielles Umdenken im Transportsektor erzwingen. Auch im Gebäudebereich wird die Energiepreisentwicklung nur langsam dazu führen, dass sich alternative Energien verstärkt durchsetzen. Staatliche Lenkungssignale (zum Beispiel höhere Mineralölsteuern oder entsprechende Lenkungsabgaben) sind daher notwendig, wenn (zum Beispiel zur Reduzierung der Umweltbelastung) der Verbrauch von Öl und Gas deutlich reduziert werden soll. Anzumerken ist hier noch, dass die heutige Steuer auf Heizöl mit 0.3 Rappen pro Liter im Vergleich zu den fossilen Treibstoffen extrem gering ist.

---

<sup>151</sup> vgl. dazu auch Eicher, H., Ott, W. und Rigassi, R. (2003), S. 65

<sup>152</sup> Inwiefern sich energieeffiziente Massnahmen am Markt durchsetzen oder nicht, resp. welche Hemmnisse dabei bestehen, wird zur Zeit im Rahmen einer weiteren Studie des BFE untersucht. Resultate werden im Verlauf des Jahres 2004 erwartet.

## 8. Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit der Frage, wie lange die Versorgung der Schweiz mit fossilen Treib- und Brennstoffen noch sichergestellt ist. Dabei ist festzustellen, dass sich die aktuelle Diskussion um die Versorgung der Erde mit fossiler Energie hauptsächlich auf Erdöl und weniger auch auf Erdgas bezieht. Die vorhandenen Erdgasreserven sind erst zu einem kleinen Teil ausgebeutet, weshalb zu erwarten ist, dass die Nachfrage für die nächsten Jahrzehnte gedeckt werden kann. Beim Erdöl hingegen gehen die diesbezüglichen Meinungen der Experten auseinander, weshalb die Diskussion der Versorgung mit Erdöl auch in dieser Studie den grössten Platz einnimmt.

Zum Thema der ausreichenden Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern und insbesondere Erdöl bestanden ursprünglich enorme Unterschiede in den Auffassungen der Experten. In jüngster Zeit ist jedoch eine gewisse Konvergenz der Ansichten zu verzeichnen. Während die so genannten Pessimisten noch bis vor Kurzem davon ausgingen, dass die Nachfrage schon demnächst grösser sein wird als das Angebot, prognostizieren sie nun den Peak, also den Zeitpunkt, nach dem die Förderung nicht mehr gesteigert werden kann, für das Jahr 2010. Nur noch wenige beharrliche Optimisten erwarten vor dem Jahr 2030 keine Engpässe, obwohl sie eine stetig steigende Nachfrage prognostizieren. Zur Zeit formiert sich ein „Mittelfeld“ von Experten. Darunter befinden sich auch Mitarbeiter von Erdölmultis, die – im Gegensatz zu anderen Experten – Zugang zu den neusten Daten haben. Die Experten dieses „Mittelfeldes“ erwarten einen Peak bei konventionellem Erdöl (d.h. *ohne* kanadische und venezolanische Ölsande) zwischen 2015 und 2020.

Gezeigt hat sich, dass es vor allem die sehr konservativen Einschätzungen bezüglich der Gesamtressourcen sind, die die Pessimisten dazu führen, ein Verknappungsszenario bereits in relativ früher Zukunft zu erwarten. So gehen sie davon aus, dass die Statistiken zu den Reserven und Ressourcen eine grössere Menge angeben als tatsächlich vorhanden ist. Zudem unterschätzen die Pessimisten die mit neuerer Technologie produzierten Vorkommen.

Die Studie kommt zum Schluss, dass eine Verknappung fossiler Energieträger aufgrund Rohstoffmangels in naher Zukunft nicht zu erwarten ist. Bestehen bleibt allerdings die Tatsache, dass fossile Energieträger endliche Rohstoffe sind. Bedingt durch das anhaltende Wachstum der Weltbevölkerung und die zunehmende Industrialisierung der Entwicklungsländer, muss davon ausgegangen werden, dass die Nachfrage nach Energie auch in Zukunft stetig steigen wird. Zur Zeit wird der Energiebedarf zum grössten Teil aus Erdöl, dem bereits am stärksten ausgebeuteten fossilen Energieträger, gedeckt. Ein Peak bei konventionellem Erdöl in den nächsten 15-20 Jahren ist wahrscheinlich.

Inwieweit diese Tatsache problematisch sein kann, hängt im Wesentlichen von drei Punkten ab, von denen zwei mit schwer prognostizierbaren technischen Entwicklungen zusammenhängen.

- Je grösser die Fortschritte bei der Ausbeutung *unkonventioneller* Reserven zum Zeitpunkt des Peaks sind, umso weniger wird eine abnehmende Produktionsrate beim konventionellen Erdöl ins Gewicht fallen.
- Wenn Erdöl-Alternativen, wie zum Beispiel Wasserstoffantriebe für Autos, vor dem Erdöl-Peak marktfähig sind, wird letzterer eher unbemerkt vorübergehen.
- Eine weitere Möglichkeit der Entwicklung bei steigender Nachfrage nach Energie aus fossilen Energieträgern ist die Substitution untereinander. Insbesondere Erdgas hat ein grosses Potential als Ersatz des Erdöls als wichtigster Energieträger. Je stärker eine solche Substitution stattfindet, umso weniger wird ein Peak beim konventionellen Erdöl ins Gewicht fallen. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass ein massiver Einsatz von Gas als Treibstoff und für Verstromung die Ausbeutung von Gasressourcen beschleunigen und die Frage der Gasversorgungssicherheit verschärfen würde.

Es zeigt sich also, dass ein Peak beim konventionellem Erdöl nicht zwingend auch zu Problemen führen muss. Nötig ist dazu eine Reduktion der Abhängigkeit von konventionellem Erdöl; sei dies durch die Bereitstellung von Erdöl aus unkonventionellen Quellen, die Substitution durch einen anderen fossilen Energieträger oder durch die Substitution durch eine alternative Energiequelle.

Die verbleibenden Öl- und Gasreserven konzentrieren sich im Nahen Osten und in der ehemaligen UdSSR. Problematisch hierbei sind die geopolitischen Risiken dieser Regionen. Grössere Konflikte können dazu führen, dass die Sicherheit der Förderung und Transporte nicht mehr gewährleistet werden kann, wodurch Versorgungsengpässe auch bei in genügendem Ausmass vorhandenen Rohstoffen denkbar sind.<sup>153</sup>

Neben der Endlichkeit der Ressourcen und der geografischen Verteilung bestehen weitere Engpässe, die zu einer Verknappung der Versorgung mit fossilen Energieträgern führen können. Zum einen sind dies die enormen finanziellen Investitionen in die Produktions- und Transportinfrastruktur, die bereits in den nächsten Jahren nötig sein werden. Zum anderen ist es die mit dem Gebrauch fossiler Energieträger einhergehende Belastung der Umwelt.

Die Autoren der Studie erachten eine Verknappung aufgrund nicht getätigter Investitionen als wenig wahrscheinlich. Solange eine Abschwächung der Nachfrage nach fossilen Energieträgern nicht in Sicht ist, sind solche Investitionen mit grosser Sicherheit lukrativ.

Als grösstes Risiko bezüglich der zu tätigen Investitionen sind die geopolitischen Unsicherheiten einzustufen. Ein Land, in dem Krieg oder auch nur ein Kriegsrisiko herrscht, kann schwer Investitionen anziehen.

---

<sup>153</sup> Hier gilt es allerdings noch einmal darauf hinzuweisen, dass sich Russland in der Vergangenheit auch in schwierigen Zeiten als äusserst zuverlässiger Handelspartner erwiesen hat. Auch die OPEC verfolgt seit einigen Jahren eine konziliantere Politik.

Eine nicht zu unterschätzende Möglichkeit weiterer Einschränkungen beim Konsum fossiler Energieträger unabhängig von der Reservensituation oder möglicher Infrastrukturengpässe, sind Umweltschutzmassnahmen. Mit zunehmender Besorgnis in der Bevölkerung der Industriestaaten wird der Druck auf Politiker zur Einführung umweltpolitischer Massnahmen steigen. Diese können den Einsatz von fossilen Energieträgern auf zwei Ebenen treffen:

1. Zum Schutze der Natur wird der Abbau fossiler Energieträger in gewissen Gebieten eingeschränkt oder untersagt.
2. Zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Belastung können Umweltabgaben auf deren Erzeugung erhoben werden. Dabei handelt es sich nicht um eine Verknappung, sondern um eine künstliche Senkung der Nachfrage über einen höheren Preis. Die nachfragetechnischen Effekte dieser beiden Ursachen unterscheiden sich allerdings nicht.

Die in dieser Studie dargestellten Nachfrage- und Preisprognosen lassen bis 2030 bei moderat steigenden Preisen keine grossen Veränderungen auf den Märkten für Öl und Gas erwarten. Allerdings wurden diese Prognosen unter der Annahme erstellt, dass in dieser Zeit keine Verknappung des Angebotes auftritt.

Eigene Überlegungen zur Frage der Preisentwicklung beim Eintreffen der pessimistischen Prognosen haben gezeigt, dass für die entwickelten Länder mit weniger einschneidenden Konsequenzen zu rechnen ist. Die in diesem Szenario anziehenden Ölpreise werden vor allem in den ärmeren Ländern zu einem Nachfragerückgang führen, was einen sehr schnellen Preisanstieg für Rohöl verhindern wird.

Wie bereits in anderem Zusammenhang erwähnt, spielt auch hier der technische Fortschritt eine entscheidende Rolle. Je günstiger Substitute erhältlich sind, umso weniger wird eine Verknappung ins Gewicht fallen.

Auch in Bezug auf einen längeren Zeithorizont von 50 Jahren ist ein Explodieren der Erdöl- und Erdgaspreise – vorausgesetzt die genannten Bedingungen sind gegeben – nicht zu erwarten. Die relativ unproblematische Substitution von Öl durch Gas, die grosse Verfügbarkeit von Kohle, die aufkommende Nutzung erneuerbarer Energiequellen, das mögliche „Comeback“ der Kernenergie, und die Erhöhung der Energieeffizienz werden dazu beitragen, dass der Preis von Öl sich nicht (abgekoppelt vom sonstigen Energiemarkt) überdurchschnittlich erhöht. Kurzfristig ist jedoch insbesondere beim Öl, wie in der Vergangenheit auch, mit erheblichen Preisschwankungen zu rechnen.

Die prognostizierte Preisentwicklung lässt hinsichtlich des Investitionsverhaltens in der Schweiz folgende Schlüsse zu: Die Preisentwicklung wird in den nächsten Jahren eher kein substantielles Umdenken im Transportsektor erzwingen. Auch im Gebäudebereich wird die Energiepreisentwicklung nur langsam dazu führen, dass sich alternative Energien verstärkt durchsetzen. Staatliche Lenkungssignale (zum Beispiel höhere Mineralölsteuern oder

entsprechende Lenkungsabgaben) sind daher notwendig, wenn (zum Beispiel zur Reduzierung der Umweltbelastung) der Verbrauch von Öl und Gas deutlich reduziert werden soll.

*Politische Implikationen aus den Schlussfolgerungen dieser Studie*

Bedingt durch die katastrophalen Auswirkungen einer baldigen Erdölverknappung, die die Pessimisten prognostizieren, wird von dieser Seite auch ein aktives Eingreifen des Staates in die Struktur der Energieversorgung gefordert. Massive staatliche Subventionen sollen alternativen Energieträgern möglichst rasch zum Durchbruch verhelfen, um eine schnelle Reduktion der Abhängigkeit vom Energieträger Erdöl zu erreichen.

Die Brisanz des Problems wird aus gemässigt optimistischer Sicht durch zwei Tatsachen entschärft:

1. Der Zeitpunkt einer Nachfraglücke beim Erdöl liegt weiter in der Zukunft, als das pessimistische Lager prognostiziert, was mehr Zeit für die Entwicklung von Alternativen bietet und somit den Zeitdruck reduziert.
2. Es ist durchaus wahrscheinlich, dass der Energiemarkt die Signale einer Verknappung von Erdöl bereits frühzeitig aufnimmt. Die Erdöl-Multis<sup>154</sup> und Automobilindustrie<sup>155</sup> investieren bereits heute namhafte Summen in die Erforschung alternativer Techniken.

Ein dringender staatlicher Handlungsbedarf aus *versorgungspolitischen* Gründen besteht aus Sicht der Autoren dieser Studie nicht. Es gilt allerdings dennoch darauf hinzuweisen, dass mit einfachen Mitteln die Anreize zur Nutzung alternativer Energien durchaus verstärkt werden können.

---

<sup>154</sup> So investiert die Division von Shell Renewables z.B. zweimal \$500 Mio. über jeweils 5 Jahre (vgl. shell.com).

<sup>155</sup> Allein GM/Opel haben in den vergangenen Jahren über eine Milliarde US-Dollar in Brennstoffzellenautos investiert (vgl. <http://www.iwr.de/re/iwr/03/07/0301.html> (besucht am 28.8.03))

## Literaturverzeichnis

ASPO – Association for the Study of Peak Oil (2002): *The Impending Decline of Oil Supply*, [http://www.oilcrisis.com/aspo/iwood/ASPOpress\\_2.pdf](http://www.oilcrisis.com/aspo/iwood/ASPOpress_2.pdf)

Atukeren, E. (2003): Oil Prices and the Swiss Economy. Working Paper Nr. 77 der Konjunkturforschungsstelle der ETH Zürich

Bartlett, A. A. (2000): *An Analysis of U.S. and World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves*, *Mathematical Geology* 32/1, S.1-17

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (1999): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998*, BGR, Hannover

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2003): *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*, BGR, Hannover

Boyd, D. T. (2002): *Oklahoma Oil: Past, Present, and Future*, *Oklahoma Geology Notes*, v. 62, no. 3, Fall 2002, S. 97-106, Oklahoma Geological Survey

BP (2002): *BP statistical review of world energy 2002; Bericht und Datentabellen*, <http://www.bp.com/centres/energy2002/>

Brown, S., Yücel, M. (2001): *Energy Prices and Aggregate Economic Activity: an interpretative Study*, Federal Reserve Bank of Dallas, Research Department

Campbell, C. J., und Laherrère, J. H. (1998): „The End of Cheap Oil“, *Scientific American*, V. 278, S. 78-83

Campbell, C. J. (1999): *The Imminent Peak of World Oil Production*, Presentation to a House of Commons All-Party Committee an July 7th 1999, [www.hubbertpeak.com/campbell/commons.htm](http://www.hubbertpeak.com/campbell/commons.htm)

Campbell, C. J. (2000), *Tomorrow's Oil*, Volume 2/2, Februar 2000, von [www.oilcrisis.com/campbell/assessments.htm](http://www.oilcrisis.com/campbell/assessments.htm)

Campbell, C. J. (2002a): *Oil Depletion – Updated Through 2001*, [www.oilcrisis.com/campbell/update2002.htm](http://www.oilcrisis.com/campbell/update2002.htm)

Campbell, C. J. (2002b): *Conventional Oil Endowment*, ASPO-ODAC Newsletter Nr. 13, The Oil Depletion Analysis Centre, London

- Conoco (2002), *Recent Developments in Conoco's Gas to Liquids Program*, Vortrag anlässlich des CWC Global GTL Summit, 29. – 30. Mai 2002, London, [http://www.thecwcgroup.com/system/images/cwc/confsession/4074.27908972841-1023379123\\_25205.pdf](http://www.thecwcgroup.com/system/images/cwc/confsession/4074.27908972841-1023379123_25205.pdf)
- Cooper, J.C.B, (2003), "Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries", *OPEC Review*, Vol. 27/1: 1-8.
- Demming, D. (2000): *Oil: Are We Running Out?*, Vortrag anlässlich der Second Wallace E. Pratt Memorial Conference „Petroleum Provinces of the 21st Century“, San Diego, Kalifornien, [geology.ou.edu/library/aapg\\_oil.pdf](http://geology.ou.edu/library/aapg_oil.pdf)
- Duncan, R. R., und Youngquist, W. (1999): *Encircling the Peak of World Oil Production*, Natural Resources Research, Vol. 8, No. 3, 1999, von: [www.mnforsustain.org/duncan\\_and\\_youngquist\\_encircling\\_oil.htm](http://www.mnforsustain.org/duncan_and_youngquist_encircling_oil.htm)
- EIA – Energy Information Administration (2000): *International Energy Outlook 2000*, EIA, Washington D.C.
- EIA – Energy Information Administration (2002a): *International Energy Outlook 2002*, EIA, Washington D.C.
- EIA – Energy Information Administration (2002b): *The World Energy Projection System April 2002*, <http://www.eia.doe.gov/oiarf/ieo/weps/index.html>
- Eicher, H., Ott, W. und Rigassi, R. (2003): Technologie-Monitoring, Studie im Auftrag des BFE
- IEA – International Energy Agency (2001): *World Energy Outlook 2001*, OECD/IEA, Paris
- IEA – International Energy Agency (2002): *World Energy Outlook 2002*, OECD/IEA, Paris
- IEA – International Energy Agency, Ministry of Energy of the Russian Federation, OAO „Gazprom“ (2003): *Natural Gas Conference on Security of Gas Supply and Investment – Preliminary Program*, Moskau, [www.iea.org/impagr/pdf/ru.pdf](http://www.iea.org/impagr/pdf/ru.pdf)
- IMF (2000): *The Impact of Higher Oil Prices and the Global Economy*, Prepared by the Research Department
- energieschweiz (2002): *Die optimale Heizung – Empfehlungen zur Systemwahl*, Aarau
- ISGS – Illinois State Geological Survey (1999): *History of Oil and Gas Production in Illinois, The early days – Accidents and sweeps*, Geobit 8, Champaign, Illinois
- Jakob, M., Jochem, E., Christen, K. (2002): Grenzkosten bei forcierten Energie-Effizienzmassnahmen in Wohngebäuden, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie

Jones, D., Leiby, P. (1996): *The Macroeconomic Impact of Oil Price Shocks: A Review of Literature and Issues*, Oak Ridge National Laboratory, Tennessee

Labys, W. C. (2001): "*Globalization, Oil Price Volatility and the US Economy.*" Research Paper 20006, Regional Research Institute, West Virginia University

Laherrère, J. H. (2000a): *The Hubbert Curve: It's Strengths and Weaknesses*, Version proposed to the Oil and Gas Journal on Feb 18 2000, <http://dieoff.com/page191.htm>

Laherrère, J. H. (2000b): *Is the USGS Assessment Reliable?*, published on the cyberconference of the WEC on May 19,2000, <http://energyresource2000.com>, Site nicht mehr aktiv, von [www.oilcrisis.com/laherrere/usgs2000/](http://www.oilcrisis.com/laherrere/usgs2000/)

Laherrère, J. H. (2001): *Estimates of Oil Reserves*, Vortrag anlässlich EMF/IEA/IEW-Treffens, Laxenburg, Österreich, [www.oilcrisis.com/laherrere](http://www.oilcrisis.com/laherrere)

Lehman Brothers (2002): *Integrated Oil Handbook, Volume 1: Companies & Valuation*, London

Longwell, H. J. (2002): *The future of the oil and gas industry: past approaches/new challenges*, Vortrag anlässlich der Verleihung des OTC's Distinguished Achievement Award for Companies, 7. Mai 2002, Houston, Texas, [http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/SpchsIntwvs/Corp\\_NR\\_SpchIntrwv\\_Houston\\_070502.asp](http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/SpchsIntwvs/Corp_NR_SpchIntrwv_Houston_070502.asp)

Lynch, M. C. (1999): *Oil Scarcity, Energy Security and Long-term Oil Prices – Lessons Learned (and Unlearned)*, in: IAEE, Newsletter, First Quarter 1999, S. 4-8

Lynch, M. C. (2001): *Closed Coffin: Ending the Debate on „The End of Cheap Oil“ A commentary*, <http://sepwww.stanford.edu/sep/jon/world-oil.dir/lynch2.html>

Lynch, M. (2002a): *Forecasting Oil Supply: Theory and Practice*, in: The Quarterly Review of Economics and Finance, Volume 42, Issue 2, S. 373-389

Lynch, M. (2002b): *The Outlook for Oil and Gas: Divergence or Chaos?*, Präsentation vom Juli 2002

Lynch, M. (2002c): *Causes of Oil Price Volatility*, Eighth International Energy Forum, Osaka, Japan

Magoon, L. B. (2000): *Are we running out of oil?*, USGS open file 00-320, <http://geopubs.wr.usgs.gov/open-file/of00-320/of00-320.pdf>

Meyer, B., Bockermann, A., Ewerhart, G., Lutz, C. (1997): Was kostet eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen? Beiträge des Instituts für empirische Wirtschaftsforschung, Universität Osnabrück, Beitrag Nr. 55

McCabe, P. J. (1998) "*Cornucopia or empty barrel*", American Association of Petroleum Geologists, V. 82, Nr. 11, (November 1998), S. 2110-2134

Prognos (2000): Energetische und klimatische Auswirkungen der Förderabgabe und der Abgabe gemäss Grundnorm, Studie im Auftrag des BFE, Basel

Rentz, O., Wietschel, M., Dreher, M. (1999): *Einsatz neuronaler Netze zur Bestimmung preisabhängiger Nutzenergienachfrageprojektionen für Energie-Emissions-Modelle*, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Universität Karlsruhe (TH)

RWE (2001): Energiepolitik zwischen Liberalisierung und Re-Regulierung: Chancen und Risiken der zukünftigen Weltenergieversorgung, Weltenergiereport 2001

Shell (ohne Jahr): *Dauerbrenner Benzinpreis*, <http://www.shell-wollishofen.ch/daten/Benzinpreise.pdf>

Shell (2002): *Erdöl – Daten & Fakten, November 2002*, [www.shell.ch](http://www.shell.ch)

Taheri, A.A., Stevenson, R. (2002), „Energy Price, Environmental Policy, and Technological Bias“, *The Energy Journal*, Vol 23:4: 85-107.

Troner, A. (2001): *New Energy Technologies in the Natural Gas Sectors: A Policy Framework for Japan*, [www.rice.edu/projects/baker/Pubs/workingpapers/natural\\_gas/wp\\_200111\\_05.html](http://www.rice.edu/projects/baker/Pubs/workingpapers/natural_gas/wp_200111_05.html)

Wallin, T. (2001): *Oil & Weather*, Position Paper at the Policy Forum: Weather Climate & Energy, Washington

Winter de, F. (1996): *Misinformation Campaigns Past and Present*, <http://www.oilcrisis.com/debate/misinfo.htm>

**Bundesamt für Energie BFE**

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · [office@bfe.admin.ch](mailto:office@bfe.admin.ch) · [www.admin.ch/bfe](http://www.admin.ch/bfe)

BBL Bestellnummer 805.962 d / 11.03 / 200