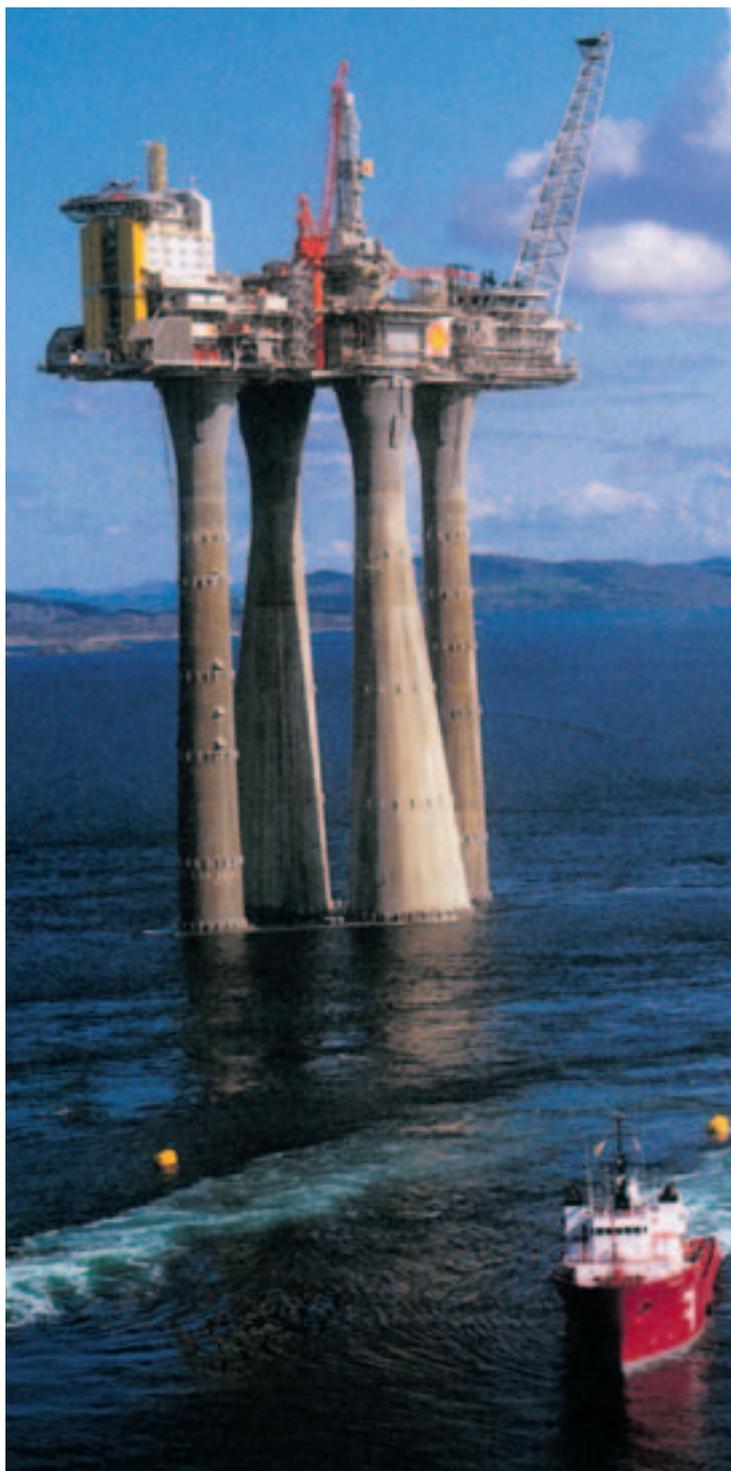


Teil 1



«Tow-out» der rund
700'000 Tonnen
schweren Troll-
Bohrinsel vor der nor-
wegischen Küste.

Erdöl:

Der Schlussverkauf hat begonnen

«The catch is that while demand increases, existing production declines. To put a number on it, we expect that by 2010 about half the daily volume needed to meet projected demand is not on production today – and that’s the challenge facing producers. This means industry may need to add some 80 million oil-equivalent barrels per day by 2010 to meet projected demand. The cost of doing so could reach \$1 trillion, or about \$100 billion a year. That’s substantially more than industry is spending today.»

Harry J. Longwell, Direktor von Exxon
in einer Rede am 7. Mai 2002 in Houston¹

«Might I remind you that in 1973 the world had consumed 250 billion barrels of oil. Today that figure is 900 billion barrels. Judgments on the imminent peaking of oil are much more likely to be correct today than in the 1970’s. The whole world has now been explored for oil by the most efficient methods in the industry’s history, unlike in the 1970’s.»

Brian Fleay, Australien List member
«Energyresources»

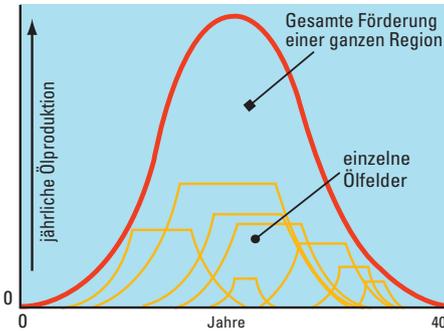
«The only way we will see low oil prices, is if the misadventure into Iraq will somehow work in the way which floods the markets with Iraqi oil. This would be very unfortunate for the world, and particularly for us in the US. Peoples attitudes need to change and only harsh reality will change them. The time between now and the time when PEAK OIL is on the front page of every newspaper is crucial time lost for coping with the scarcity ahead.»

Seppo Korpela, List member
«Energyresources»

Inhalt Teil 1

1.	Öl wächst nicht auf Bäumen.	3
2.	Immer weniger wird neu entdeckt	5
3.	Das erste Opec-Kartell hielt zwölf Jahre.	7
4.	1973 und heute: Wo liegt der Unterschied?	9
5.	Die letzte Ölkrise.	11
6.	Politische Reserven und Wirklichkeit	13
7.	Wie viel noch da ist und wie viel schon verbraucht wurde	15
8.	Die heimlichen Mühen der Opec-Länder	17
9.	Wenn OECD-Gremien Erdöl erfinden	19
10.	«Kreative Buchführung» oder: die unerklärliche Herkunft des Erdöls in IEA-Statistiken.	21
11.	US-Prognosen: Schummeln mit Tradition – zu wessen Vorteil eigentlich?	23
12.	Unkonventionelles Öl: nur scheinbare Linderung des Problems.	25
13.	Erdgas in Nordamerika: Abruptes Ende der Verschwendung	27
14.	Rettet Sibirien die Europäer?	29
15.	Die Risiken der Gas-Strategie	31
16.	Erdölknappheit und Klimaschutz.	33
17.	Versorgungssicherheit in Gefahr	35
18.	Retten Kriege den American Way of Life?	37

Hubbert-Kurve

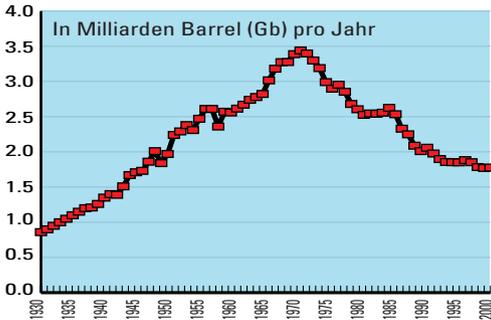


1.1 Die natürliche (technische) Förderleistung einzelner Ölfelder und ganzer Ölregionen folgt geologischen und statistischen Gesetzmässigkeiten. Grosse Felder werden zuerst gefunden, dann folgen die kleinen. Die Produktion steigt auf ein Maximum («Plateau»), verharrt dort und fällt ab. In jedem Fördergebiet verläuft die Produktion entlang einer Glockenkurve, nach ihrem Entdecker «Hubbert-Kurve» genannt.



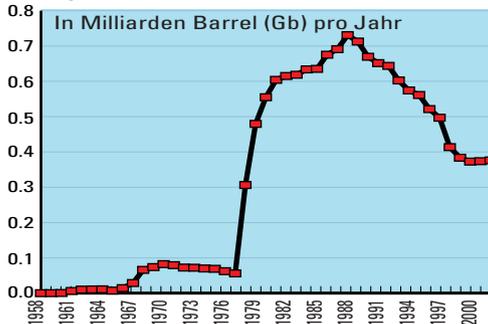
1.2 Öl wird immer knapper, denn «[e]s handelt sich um einen im wesentlichen fixen Lagerbestand an Energieträgern, den wir in einer phänomenalen Geschwindigkeit verbrauchen.»² M. King Hubbert arbeitete für *Shell Oil* und ist der Begründer der modernen Petrochemie.³

US-Ölproduktion 1930–2001 ohne Alaska («Lower 48»)



1.3 Die Ölproduktion von 48 US-Bundesstaaten («Lower 48») erreichte 1970 ihr Maximum. Seitdem ist die Förderung um 52% gesunken. Daten: Campbell/EIA/US-DOE.⁴

US-Ölproduktion in Alaska



1.4 Die Erschliessungen in Alaska führten zu einem raschen Ölboom. Er bewirkte 1985 den Zusammenbruch des Opec-Kartells. Doch der Reichtum war von kurzer Dauer. Seit 1988 sank die Produktion um 42% – jährlich im Mittel um 5,85% (1988–1999). Daten: Alaska Department of Natural Resources.⁵

1. Öl wächst nicht auf Bäumen

Für Öl und Gas gilt eine banale Tatsache von hoher Bekanntheit: Bevor es verbraucht wird, muss es entdeckt werden. Derzeit werden weltweit 27 Milliarden Barrel (159 l) verbraucht, aber nur etwa 6 Milliarden Barrel jährlich neu entdeckt.

Erdöl kommt in der Natur in abgeschlossenen Reservoirs vor.⁶ Ausserhalb dieser Reservoirs gibt es nicht etwa weniger Öl, sondern überhaupt keines. Heute kennt man etwa 42'000 Ölfelder. Ein Prozent dieser Felder enthält 75% aller Funde. Ihre Lieferfreudigkeit hat einen dominanten Einfluss auf die Ölmärkte.

Die typische Ertragsentwicklung einer Ölquelle hat die Form einer Glocke. Nach dem ersten Anzapfen steigt die Produktion exponentiell, erreicht einen Wendepunkt, danach ein Maximum (Plateau), das zuweilen Jahrzehnte währt. Weil das Rohöl unter der Erde durch kapillarischen Druck in winzigen Poren festgehalten wird, verringert sich in dieser Zeit der Druck, je mehr Öl gefördert worden ist, und der Ölfluss zum Bohrloch verlangsamt sich. Die Förderung sinkt ab, lange bevor das Vorkommen erschöpft ist.

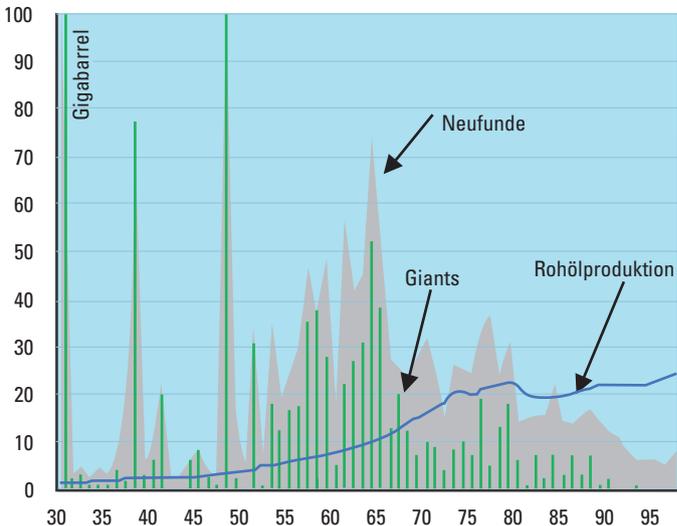
Der amerikanische Ölgeologe M. King Hubbert prognostizierte 1956, dass die Ölproduktion der USA im Jahre 1970 ihr Maximum erreichen und danach sinken werde. Seine Thesen wurden von der Ölindustrie stark angefeindet und von den Behörden dementiert. Tatsächlich traf Hubberts Prognose haargenau zu. Die US-Produktion folgte genau der nach ihm benannten Hubbert-Kurve, sowohl in den 48 «Lower States» als auch später in Alaska (Abbildung 3, Abbildung 4).

Hubbert-Kurven lassen sich überall nachweisen: lokal – zum Beispiel in den US-Bundesstaaten – regional für Länder oder Kontinente und global für die weltweite Ölförderung. Das globale Fördermaximum werde um das Jahr 2000 erreicht sein, prognostizierte Hubbert in den 60-er Jahren. Danach sinke die Ölförderung.

Dem widerspricht heute die Internationale Energie-Agentur (IEA), die vermeintliche «Energiefachstelle» der OECD-Regierungen. Im *World Energy Outlook 2002* behauptet sie, der Weltölverbrauch werde von heute 27 bis 2020 auf 38 Mrd. Barrel ansteigen (+40%!), und bis 2030 weiter auf 43,8 Mrd. Fass (+60%!).⁷

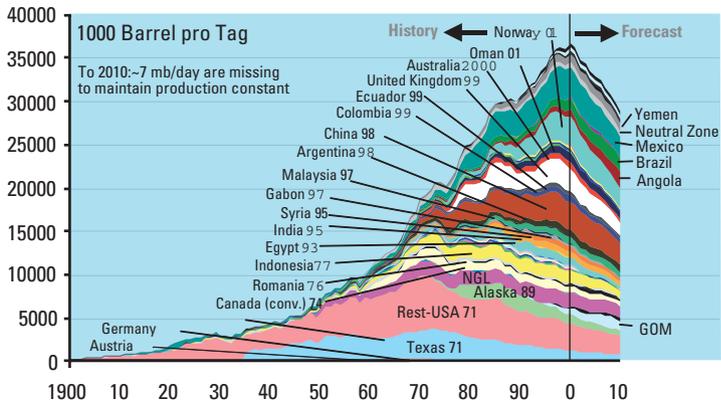
Ausgewiesene Ölgeologen wie der Brite Colin J. Campbell, sein französischer Kollege Jean Laherrère,⁸ oder Princeton-Professor Kenneth S. Deffeyes⁹ halten diese Prognosen für absurd («ein Taschenspielertrick»). Sie erwarten den Wendepunkt der globalen Ölförderung im Jahre 2005 (Deffeyes) oder «irgendwann bis 2010», je nach Verhalten der Opec-Länder. «Dann werden die leicht förderbaren Reserven zur Hälfte aufgebraucht sein», so Campbell, und die Produktion des konventionellen Öls wird abnehmen.

Entdeckung und Förderung von Erdöl 1930–2000



1.5 Die Entdeckung von neuen Ölreserven erreichte in den sechziger Jahren ihren Höhepunkt bei ca. 41 Mrd. Barrel pro Jahr. In den neunziger Jahren wurden ca. 6 Mrd. Barrel pro Jahr gefunden, bei einem Verbrauch von 25-27 Mrd. Barrel. Auch wurden keine «Giants» mehr entdeckt (Felder >1Mio. Barrel/Tag). Grafik Schindler/Zittel/ LBST.¹⁰

Länder, die mehr als die Hälfte ihres Erdöls gefördert haben



1.6 Länder nach dem *Mid depletion* point: Immer mehr Länder haben mehr als die Hälfte ihrer Reserven verbraucht. Danach lässt sich die Produktion in der Regel nicht mehr erhöhen. Grafik Schindler/Zittel/ LBST¹¹ (NGL = Natural Gas Liquids, GOM = Gulf of Mexico)

2. Immer weniger wird neu entdeckt

Mangelnde Verfügbarkeit von Erdöl schlägt sich in steigenden Preisen nieder. Bei einem Jahresverbrauch von 27 Mrd. Barrel würden die verbleibenden Reserven von ca. 1000 Milliarden Barrel unter besten Voraussetzungen noch 35 Jahre ausreichen. Doch solche Reichweiten verschleiern mehr als sie klären. Sie tragen weder der bereits jetzt in manchen Ländern einsetzenden Produktionsabnahme Rechnung, noch der wachsenden Nachfrage neu industrialisierter Länder wie China oder Indien.

Der Zeitpunkt, wann der letzte Tropfen Öl fließt, ist von geringem Interesse. Entscheidend ist der *mid depletion point*, die Spitze der Hubbert-Kurve, von wo an die Förderung sinkt und Preisschübe die Energiewirtschaft verändern werden. Dies – so Colin Campbell – wird das «Schlüsselereignis des Ölzeitalters» sein.

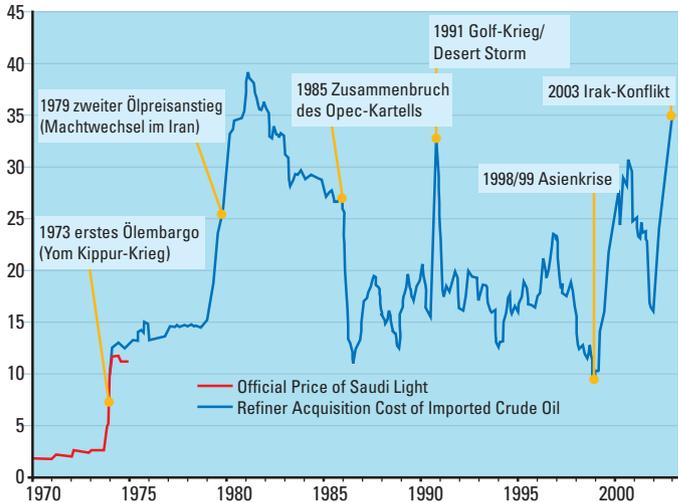
Bisher wurde der *mid depletion point* global noch nicht erreicht. Aber die Zahl der Länder, die ihr Produktionsmaximum überschritten haben, ist in jüngster Zeit drastisch gestiegen: Ägypten (1996), Grossbritannien (1998), Angola (2000), Qatar (2001) Australien (2001) Kolumbien (2001) Malaysia (2001) China (2002) Venezuela (2003) Mexiko (2003) Norwegen (2003) und Oman (2003).

In den USA erreichten die Ölfunde in den 30-er Jahren ihr Maximum und 40 Jahre später sank die Produktion. Auch global wird die Abnahme der neu entdeckten Ölfelder in eine Abnahme der Produktion münden. Ist der Mid depletion point überschritten, sinkt die Produktion oft innerhalb von Monaten deutlich ab. Und auf der Abwärtskurve ist mit Unannehmlichkeiten zu rechnen:

- Die Kosten der Ölförderung steigen getreu dem ökonomischen Gesetz der sinkenden Erträge. Immer grössere Investitionen sind nötig, um das verbliebene Erdöl zu fördern.
- Die Qualität nimmt ab: es können nur noch kleinere Mengen in kleineren Vorkommen erschlossen werden; häufig ist es saures oder zäheres Öl (Schweröl), mit hohem Schwefelgehalt. Die Umweltprobleme steigen.
- Die Transportwege werden länger und erhöhen die Kosten.
- Die Marktmacht weniger grosser Exporteure steigt an. Sie können die Preise diktieren.
- Länder mit erheblicher Eigenproduktion wie die USA, Grossbritannien oder China sind plötzlich vom Weltmarkt abhängig. Ihr Eigenversorgungsgrad sinkt.

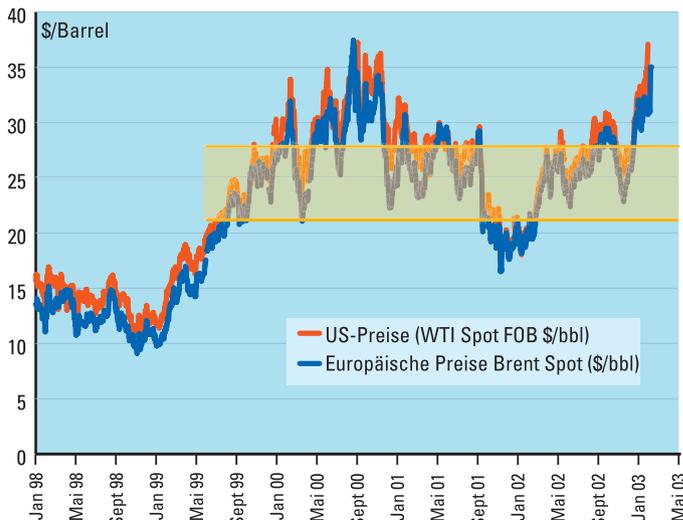
Neue Ölfunde sind heute – auch bei intensiver Suche – nicht mehr so leicht und so billig zu haben wie im letzten Jahrhundert. Die westlichen Industrieländer wichen 1973, als Reaktion auf Enteignungen und auf das Opec-Preisdiktat, auf ökonomisch zweitklassige Ölfelder aus. Es wurde offshore und in der 3. Welt so viel und so schnell produziert wie nur möglich. Diese Förderungen waren kapitalintensiv und die Konzessionsgeber – häufig arme Nationen – wollten rasches Geld sehen. Die Marktspaltung in OPEC/Nicht-OPEC-Länder führte zum Paradoxon, dass zuerst das teuer zu produzierende Öl knapp wird, während die Opec noch einige Zeit über grosse Mengen an Billigöl verfügt; genug, um den Markt immer noch jederzeit zu fluten. Diese Preisunsicherheit hat die Entwicklung von Alternativenergien stark erschwert.

Die Preise für Rohöl 1970–2003



1.7 Die Hochpreispolitik der Organisation erdölexportierender Staaten (Opec) funktionierte während 12 Jahren, von 1973– 1985. Danach steigerten neue Anbieter wie Alaska, Grossbritannien, Norwegen, Mexiko usw. die Produktion und brachten das Opec-Preiskartell zum Einsturz. Bis 1999 fielen die Preise auf einen historischen Tiefpunkt. Grafik EIA.¹²

Opec-Preisband von 22–28 \$ und die Entwicklung der Rohölpreise



1.8 Seit 1999 stagniert die konventionelle Ölförderung in den Nicht- Opec-Ländern. Seither kann die Opec ihr Preisziel – 22 bis 28 US-Dollar pro Barrel – mittels koordinierten Mengenreduktionen wieder durchsetzen. Daran kann auch eine Eroberung des Iraks durch die USA wenig ändern. Daten EIA/ US-DOE¹³

3. Das erste Opec-Kartell hielt zwölf Jahre

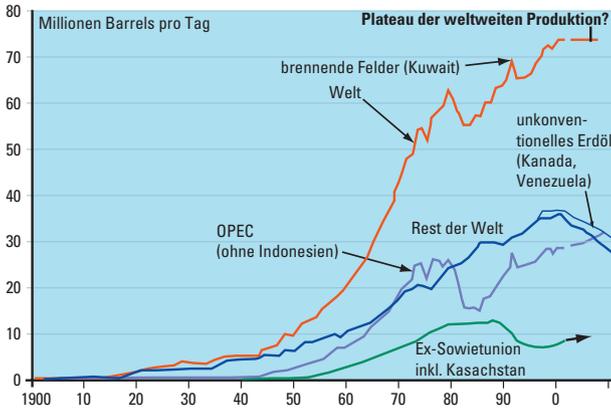
Die Ölpreisschocks von 1973 und 1979 sind manchen noch lebhaftig in Erinnerung. Arabische Forderungen führten zu Wut und Empörung, bescherten uns autofreie Sonntage und die grösste Rezession nach dem 2. Weltkrieg. Kaum jemand war damals auf die Ereignisse vorbereitet. Wie es dazu kam:

- Von 1968 bis 1973 stieg der globale Ölverbrauch um 44%; die elf Mitglieder der Opec steigerten ihre Exporte in dieser Zeit um 63%. Sie kontrollierten zusammen mit der Sowjetunion 90 Prozent des Welt-Ölhandels.
- Bis 1973 lagen die Ölpreise stabil unter 3 Dollar pro Fass. Die USA als grösster Ölproduzent verfügten noch 1963 über eine Produktionsreserve von 4 Mio. Barrel pro Tag – 20% des Weltverbrauchs. Die *Texas Railroad Commission* stabilisierte damals die US-Produktion mit Produktionsquoten, damit die Preise nicht unter die Gestehungskosten fielen.
- 1970 war die US-Produktionsreserve durch das starke Verbrauchswachstum auf 1 Mio. Barrel pro Tag geschrumpft. Die Produktion in den USA wurde erstmals freigegeben.
- «Kaum jemand bemerkte damals, dass die Produktionsreserven schwand. Es waren Jahre der Selbstzufriedenheit; Erdöl zu konstant tiefen Preisen, Benzin... und Erdgas beinahe kostenlos... befriedigten eine ständig steigende Nachfrage», beschreibt Matt Simmons die damalige Befindlichkeit.¹⁴

Als die US-Ölproduktion ab 1970 sank, füllten Importe die wachsende Lücke. Dies wurde nicht als Problem registriert, hatten doch die sieben grossen Ölgesellschaften (seven sisters) damals weltweit den Ölpreis festgesetzt, den sie den Produzenten bezahlten. Der Schah von Persien schlug US-Präsident Nixon die Schaffung einer strategischen Ölreserve vor. Der Iran war bereit, den USA eine Milliarde Barrel für 1 \$ zu liefern, was Nixon dankend ablehnte!

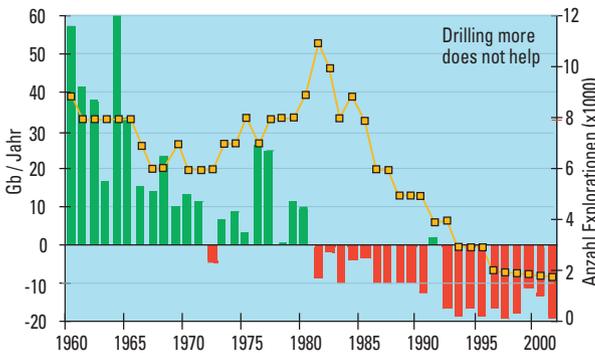
Bis 1973 gehörten die Opec-Mitglieder zu den ärmsten Staaten der Welt. Aber die arabische Welt war aufgebracht über die inflationäre Preisentwicklung für amerikanische Konsumgüterimporte, und sie störte sich an der pro-israelischen US-Politik. Im Oktober 1973 legte die Opec die Verkaufspreise für Erdöl erstmals selber fest und Saudi-Arabien reduzierte seine Förderung um 5%, was als «Ölembargo» in die Geschichte einging. Allgemeine Panik brach aus. Der Westen verfügte damals weder über strategische Ölreserven noch über diversifizierte Importe. Bis im Dezember 1973 hatte sich der Ölpreis auf 12 \$ vervierfacht.

Sechs Jahre später erhöhte er sich nochmals auf fast 40 \$/Fass. Nun erst reagierte die Nachfrage: Der Ölverbrauch ging zurück und die Opec musste ihre Produktion drosseln. Neue Anbieter bedrängten die Opec, unter ihren Mitgliedern kam es zum «Quotenkrieg».



1.9 Die Ölförderung, aufgeteilt nach Herkunft, zeigt die Entwicklung seit 1973 in grossen Zügen.

- Die OPEC-Staaten¹⁵ (blau) senkten ab 1979 ihre Produktion, um die Preise zu stabilisieren, hatten damit aber wenig Erfolg. Die Nicht-Opec-Länder (violett, ohne UdSSR) steigerten ihre Produktion von 20 auf rund 35 MB/d¹⁶, ebenso die Sowjetunion.
- Nach 1990 brach die sowjetische Ölindustrie ein, was nur zum Teil auf Erschöpfungserscheinungen zurückzuführen war. Sie erholt sich seit einigen Jahren wieder und ist heute Hoffnungsträgerin westlicher Industrieländer, wird das frühere Produktionsniveau aber nie wieder erreichen.
- Die Opec-Produktion ist seit dem Zusammenbruch der Sowjetunion stetig angestiegen, vor allem zugunsten der Exporte Venezuelas.
- Ausgewiesen wird auch die zusätzliche Förderung aus Ölsanden in Kanada und aus Schweröl in Venezuela, die das Absinken der Produktion abmildern.
- Campbell und die Bölkow-Stiftung rechnen ab dem Jahr 2000 mit einem insgesamt stagnierenden Ölausstoss bis ca. 2010.
- Um die Gesamtförderung bis zum Jahr 2010 konstant zu halten, muss die Förderung in den OPEC-Staaten und den Sowjetunion-Nachfolgestaaten aber wie dargestellt ausgeweitet werden. Unkonventionelle Ölquellen können die Lücke allein nicht schliessen. (Grafik Schindler/Zittel/LBST)



1.10 Nach der ersten «Ölkrise» von 1973 nahm die Zahl der Explorationen stark zu (ausgezogene Linie). Dies hat aber nicht zur Entdeckung neuer Felder geführt. Im Gegenteil: es wird immer weniger gefunden. Seit 1980 übersteigt der Verbrauch die Entdeckung von neuem Öl. Die Weltgemeinschaft zehrt von endlichen, abnehmenden Reserven. Nur 1992 war die Bilanz zwischen Funden und Verbrauch ein einziges Mal positiv. Grafik Campbell/ASPO¹⁷

4. 1973 und heute: Wo liegt der Unterschied?

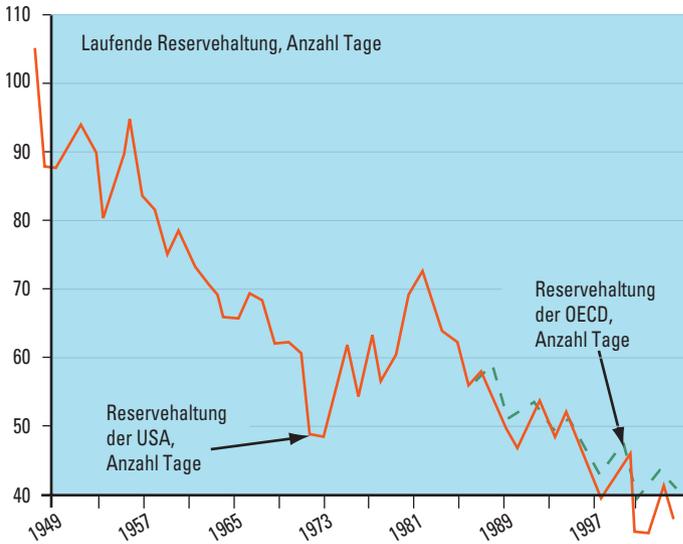
Im Vergleich zu 1973 gibt es markante Unterschiede, aber auch Gemeinsamkeiten. Zuerst die Gemeinsamkeiten:

- Wie in den 60-er Jahren stieg der Ölverbrauch in den 90-ern auf viel höherem Niveau recht dramatisch an, um bis zu 100 Millionen Tonnen (+1,4%) pro Jahr.
- Teuerungsbereinigt liegen die Ölpreise im Jahre 2003 nur wenig über dem Stand vor der Ölkrise von 1973.
- Der Gasverbrauch hat sich seit 1973 verdoppelt, die Kohle stieg um 43%. Die Abhängigkeit von fossilen Energien ist nicht kleiner, sondern grösser geworden, auch wenn gerne betont wird, dass die Energienutzung, gemessen an der Wirtschaftsleistung, effizienter geworden sei.
- Wie 1973 bemüht sich die US-Regierung um die Erschliessung neuer Fördergebiete von Alaska bis zum Kaspischen Meer. Neues Öl wird aber diesmal nicht mehr viel gefunden.

Die Unterschiede:

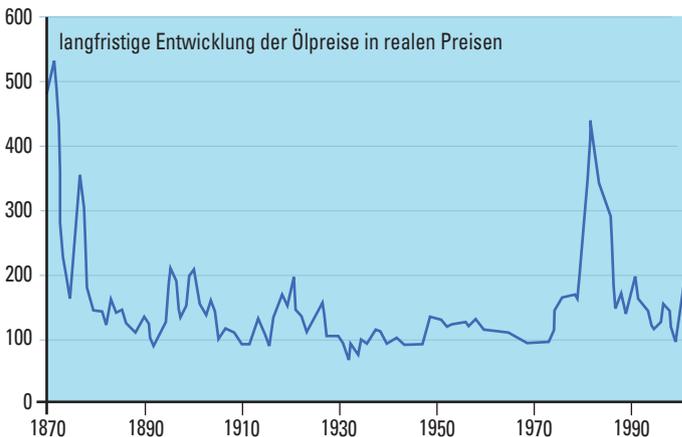
- 1973 hatte die Welt rund 250 Gigabarrel Öl verbraucht, im Jahre 2002 waren es über 900. Knapp die Hälfte der Weltölvorräte sind heute aufgebraucht.
- 1973 war die Ölwirtschaft nicht mit aggressiven Erschöpfungserscheinungen konfrontiert.
- Die 15 grössten Ölfelder lieferten damals jedes über 1 Mio. Barrel pro Tag oder 30% des Weltverbrauchs. Manche dieser Felder wurden künstlich gedrosselt. Heute sind diese Felder über 50 Jahre alt. Alle 15 laufen auf vollen Touren, nur zwei von ihnen liefern noch über 1 Mio. Barrel pro Tag, 11 liefern nur noch 200'000 bis 300'000 Fass. Mit Wasser- und Stickstoffinjektionen, 3D-Supervision usw. wird ihre Ergiebigkeit künstlich erhöht.
- Kaum ein Opec-Land, ausser Saudiarabien, kann den Hahn öffnen und mehr verkaufen. Nur ein einziges seit 1973 neu entdecktes Feld in den Nicht-Opec-Ländern liefert über 250'000 Barrel.¹⁸
- Gemessen am gestiegenen Verbrauch, dem Alter der Ölfelder und der geringeren Lagerhaltung ist die Ölversorgung heute sehr verletzlich geworden. Die Ungleichgewichte nehmen zu.
- Die Elektrizitätsproduktion wurde liberalisiert. Dank der Öffnung der Stromnetze kann sich die Stromerzeugung jedoch auf mehr Technologien aufzählen als 1973, als alle westlichen Länder auf Atomenergie fixiert waren.
- In manchen Ländern wurde die Stromproduktion hauptsächlich auf Erdgas umgestellt. Da der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist, werden höhere Ölpreise erstmals auf den Strommarkt durchschlagen, bis Ersatztechnologien (z.B. Windenergie, Kohle) zur Verfügung stehen.
- 1973 waren die meisten Regierungsstellen fest auf Angebotstechnologien eingeschworen. Heute sind die Kenntnisse über Energieeinsparungen durch effizientere Technologien etwas besser verbreitet.
- Die Stromerzeugung wird stärker zum Kunden verlagert, dank Wärmekraft-Kopplung, Brennstoffzellen, Solarzellen und anderen neuen Techniken, die 1973 nicht bekannt waren.

Die Reservehaltung nimmt ab



1.11 Der Trend zu «Just in Time-Lieferung» hat die Versorgungssicherheit stark reduziert. 1949 vermochten die Öllager noch einen Bedarf von 100 Tagen zu decken. Heute decken die im Handel und in den «Strategischen Reserven» vorhandenen Vorräte gerade noch den Verbrauch von 30 bis 40 Tagen. Grafik: Simmons international.¹⁹

Langfristige Entwicklung der Ölpreise in realen Preisen



1.12 Seit 1867 liegt der reale Durchschnittspreis für Rohöl bei 18 US-\$, der Median-Preis bei 15 US-\$. Grafik: US-DOE²⁰

5. Die letzte Ölkrise

Es gibt starke Indizien, dass die Ölversorgung an ihre Grenzen stösst. Jahrzehntlang herrschte eine strukturelle Überproduktion am Ölmarkt (bis 1973 und von 1985–2000). Die Ölmultis diktierten die Preise und die Konditionen. Heute jedoch produzieren fast alle Länder ausserhalb der Opec an der Leistungsgrenze. Es gibt nur noch sehr wenig Reservekapazität, um das Angebot kurzfristig zu erhöhen.

Opec-Produktion und Kapazitätsreserven²¹

<i>MBd</i>	<i>October 2002</i>	<i>Maximale Kapazität</i>	<i>Kapazitäts-Reserve</i>
Algeria	0.95	1.1	0.13
Indonesia	1.12	1.18	0.06
Iran	3.6	3.9	0.3
Kuwait	1.89	2.4	0.24
Libya	1.34	1.45	0.11
Nigeria	1.94	2.2	0.21
Qatar	0.7	0.75	0.03
Saudi	8.02	9.5	1.48
UAE	2.01	2.5	0.49
Venezuela	2.63	2.45	-0.2
Iraq	2.45	2.8	0.48
Total	26.65	30.23	3.33

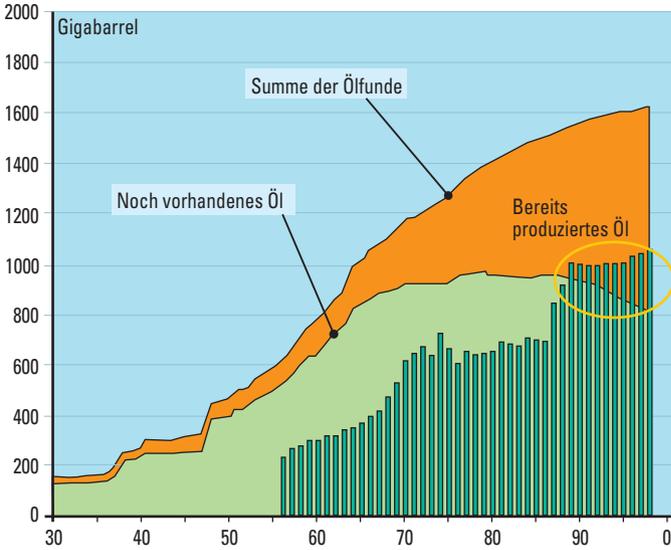
Die Opec verfügt über Ersatzkapazitäten von 3,33 Mio. Barrel pro Tag, was weniger als 5% des Gesamtverbrauchs entspricht. Ein einziger Streik (in Venezuela 2002/3) genügt, und die Ölpreise schlagen 50–100% nach oben aus. Trotz der unbestritten grossen Reserven der Opec sind Engpässe und Nervosität periodisch fühlbar: Von Dezember 1998 bis September 2000 verdreifachten sich die Ölpreise von 9 auf 37 \$/Barrel, nicht wegen eines Kriegs, sondern wegen der starken Konjunktur. Der Preis wäre auf über 50 \$ gestiegen, hätte die Opec ihren Ausstoss nicht viermal hintereinander erhöht.

Die wenigen grossen Reservehalter haben einen preisbestimmenden Einfluss. Dreiviertel aller Ölvorräte liegen unter dem Boden der OPEC-Länder, davon ca. 65% am höchsten konzentriert in der Region am persischen Golf.²² Immer, wenn sich Verschiebungen des Angebots abzeichnen, reagieren die Preise:

- Die USA überschritten 1971 das Maximum ihrer Ölproduktion und mussten plötzlich grosse Ölmengen importieren. Dies ermöglichte es der Opec 1973, mit einem Ölembargo die Preise in die Höhe zu treiben.
- Die zweite Ölkrise 1979/80 fiel mit dem Erreichen des Produktionsplateaus der russischen Förderung und der Lieferreduktion des Iran zusammen.
- Die dritte, noch etwas virtuelle Ölkrise ist da, seit die Nicht-Opec-Länder ihr Produktionsmaximum erreicht haben. Dieser Zeitpunkt scheint im Jahr 2000 eingetreten zu sein.

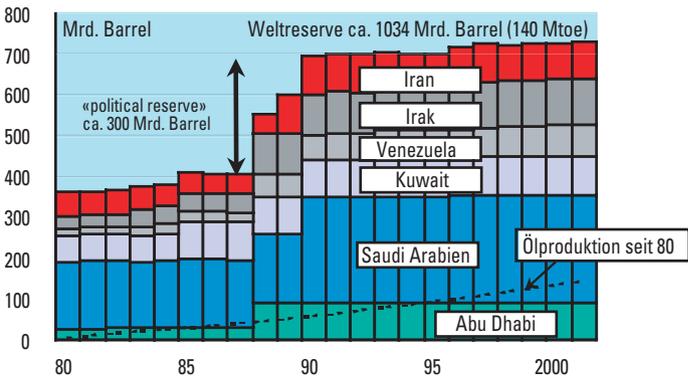
Die «letzte Ölkrise» tritt ein, so Jörg Schindler und Werner Zittel im Bericht der Ludwig Bölkow-Systemtechnik an den deutschen Bundestag, wenn sich auch die OPEC-Länder dem Produktionsmaximum nähern und ihre Produktion die Rückgänge in der übrigen Welt nicht mehr ausgleichen kann.

Die echten Reserven sind rückläufig.



1.13 Erschöpfungserscheinungen sind eine Realität. Wenn man die gesamten Funde nach Entdeckungsjahr aufsummiert und davon die bisherigen Verbräuche abzieht, wird offenbar, dass die echten Reserven seit etwa 20 Jahren abnehmen. Demgegenüber vermeldet die offizielle Berichterstattung (dunkle Säulen) stetig steigende Reserven. Bis 1988 wurden sie zu niedrig ausgewiesen, heute werden sie überschätzt. Grafik Schindler/ Zittel/LBST

«Politische Reserven»



1.14 Politische Reserven: Um mehr Öl exportieren zu können, haben die Opec-Länder ihre Reserveangaben gegenseitig hochgetrieben. In Wirklichkeit liegt auch am Persischen Golf weniger Öl als behauptet. Grafk Schindler/Zittel/LBST

6. Politische Reserven und Wirklichkeit

Analysiert man die Reservestatistiken für Erdöl, stösst man auf ein Dickicht widersprüchlicher Angaben. Nach der meist verwendeten Quelle, dem von BP-Amoco weltweit verbreiteten *Statistical Review of World Energy*, nehmen die Weltreserven seit Jahrzehnten trotz steigendem Verbrauch nicht etwa ab, sondern zu: In den 20 Jahren von 1978 bis 2002 stiegen sie danach von 594 auf über 1200 Milliarden Barrel, im Jahre 2002 allein um 180 Milliarden Fass.

Diese Episode zeigt beispielhaft, welchen methodischen Fehlern die offizielle Berichterstattung aufsitzt:

- Der Grund für die höhere Zahl ist kein neuer Ölfund, sondern die Berechnungsmethode der Ölwirtschaft. Bei einem Preis von 30 Dollar je Barrel werden die kanadischen Ölsande zu «Öl» heraufgestuft. Das Argument: Beim aktuellen Preisniveau könne man dieses Schweröl als «gewinnbar» einstufen.
- Die unterschiedlichen Qualitäten von konventionellem Erdöl und den minderwertigen Ersatzlösungen werden nicht differenziert registriert. Die Verfügbarkeit von Teersand ist aber eine völlig andere als von Erdöl aus der Nordsee oder Texas. Aus Ölsand lässt sich zwar Öl gewinnen, aber die Geschwindigkeit, die Kosten und der Energy-Payback unterscheiden sich grundlegend vom bisherigen Öl, wie wir es kennen.
- Die Qualität der Reserve-Daten ist angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung von Erdöl haarsträubend. Jedes Jahr wird vom Oil & Gas Journal eine Datenerhebung durchgeführt. Auf dieser Grundlage entsteht die BP-Statistik. Die offiziell übermittelten Zahlen haben aber oft keinerlei Bezug zur Realität. «Die Statistik ist ein Scherz», kommentiert Ölgeologe Jean Laherrère, «im Jahr 2000 gaben 81 Nationen unveränderte Reserven gegenüber dem Vorjahr an!»²³ Viele Länder, darunter die Opec und die Ex-Sowjetunion, publizieren seit über einem Jahrzehnt unveränderte Reserven, obschon diese um die jährliche Ölentnahme sinken müssten.

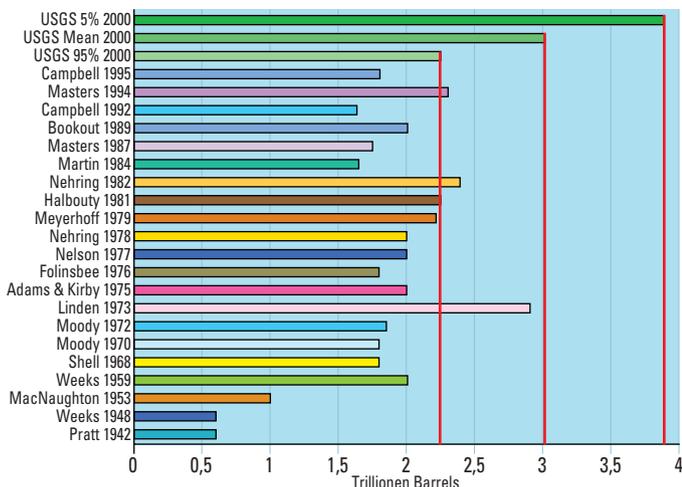
Damit nicht genug. Wer die Reservenangaben zum Nennwert nimmt, übersieht die politischen Zwecke, die damit verfolgt werden:

- Die Förderquoten des Opec-Kartells, also die Erlaubnis, wer wie viel verkaufen darf, wurden lange Zeit im Verhältnis zu den ausgewiesenen Reserven berechnet. Wer Geld brauchte und viel Öl verkaufen wollte, revidierte seine Reserve-Zahlen nach oben. Im «Quotenkrieg» Ende der 80-er Jahre haben die Opec-Länder ihre Reserven auf dem Papier bis um den Faktor 3 angehoben. Dies, ohne dass ein neues Barrel zusätzlich gefunden worden wäre.
- Auch die Ölfirmen sind an hohen Reserveangaben interessiert, denn alles andere würde Konsumenten und Regierungen verunsichern.
- Die Angabe von «Reichweiten» verleitet erst recht zu Fehlschlüssen. Die offizielle BP-Statistik (2002) beziffert die Reichweite der Erdgasreserven auf 62 Jahre. Wenn aber der Gasverbrauch jährlich um fünf Prozent wächst, beträgt die Reichweite schon nach zehn Jahren nur noch 35 Jahre. Das Wachstum des Verbrauchs frisst also in einem Jahrzehnt die vermeintliche Versorgungssicherheit von drei Jahrzehnten weg.

Zu welchen Fehlschlüssen unkritisches Vertrauen in die Statistik verleitet, illustriert das Beispiel Mexiko. Nach einem externen Audit im Jahre 1999 wurden die offiziellen Reserven von 48,5 auf 28,4 Milliarden Barrel halbiert. Mit einem Federstrich verschwand fast ein Weltjahresverbrauch aus der Statistik!

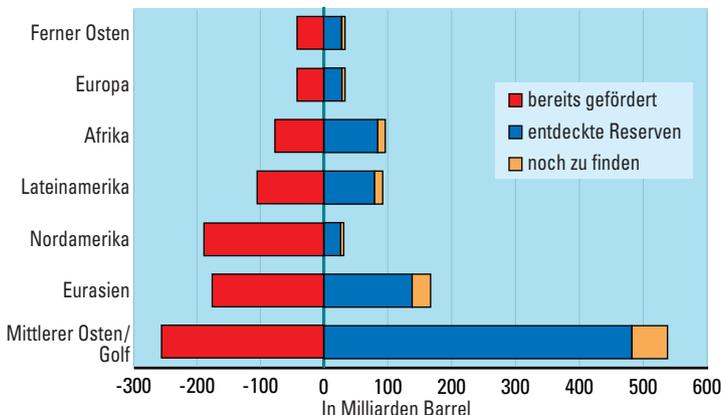
Nur die Industrie-Datenbanken der Ölgesellschaften liefern ein besseres Bild. Die grösste Datenbank wurde von Petroconsultants²⁴ zusammen mit der Ölindustrie aufgebaut. Darin sind mehr als 10'000 Ölfelder erfasst. Publikationen von Universitäten,²⁵ *senior advisers*²⁶ und aus der Erdölwirtschaft selber machen deutlich, dass der Wendepunkt der Förderung von den massgeblichen Firmen längst erwartet wird.²⁷

Schätzung der ultimativ erwarteten Förderung weltweit



1.15 Seit 60 Jahren existieren Schätzungen über die zu erwartende Ausbeute an konventionellem Erdöl. Meistens wird die Verfügbarkeit auf circa 2000 Milliarden Barrel veranschlagt. Nur die US-Administration (EIA/USGS), die sich schon früher kolossal überschätzte, macht viel höhere Angaben, die von der Internationalen Energieagentur (IEA) unkritisch verbreitet werden. Grafik Policy Pete.²⁸

Verbleibende und bereits verbrauchte Ölreserven global nach Regionen (Ende 2002)



1.16 Nordamerika, Lateinamerika, Europa und Eurasien (Ex-Sowjetunion) haben bereits mehr als die Hälfte ihrer Öl-Ressourcen verbraucht. In Afrika und im mittleren Osten sind die Vorräte noch grösser als die bisherige Förderung. Daten ASPO/2003²⁹

7. Wie viel noch da ist und wie viel schon verbraucht wurde

Um zu einer realitätsnahen Einschätzung der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdöl zu gelangen, wird der Verlauf der Hubbert-Kurven für eine Vielzahl von Fördergebieten mathematisch-statistisch geschätzt. Anhand der bisherigen Funde, der bisherigen Förderung und der Schätzung zukünftig noch zu erwartender Funde wird die «ultimativ zu erwartende Förderung» (*expected ultimate recovery* EUR) berechnet.

Mengengerüst der Ölförderung in Mrd. Barrel

(nach Campbell/ASPO/Schindler&Zittel)

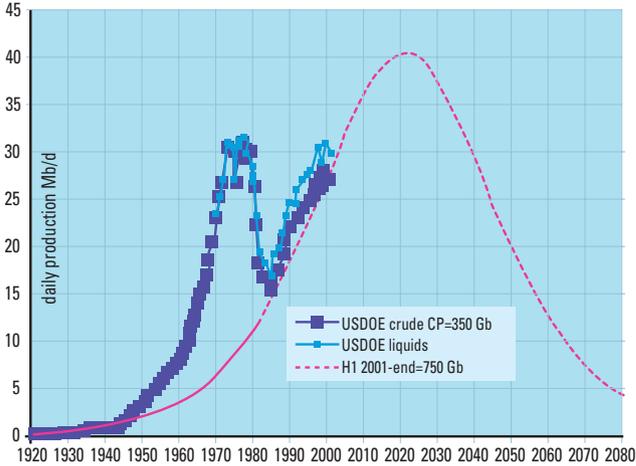
Bisherige und erwartete Funde Stand 31.12.02	konventionelles Rohöl	Tiefseeöl, polares Öl, Natural Gas liquids, Kondensat, Schweröl, (Schätzung) ³⁰	Total
Reserven	871	245	1116
Bisher gefördert	896	90	986
Bisher gefunden oder gefördert	1767	335	2102
Was man vermutlich noch findet	133	110	243
Expected ultimate Production (EUR)	1900	445	2680
In Zukunft noch förderbar	1004	355	1359

Der vermutete Restbestand an *konventionellem* Erdöl wird von Campell per Ende 2002 noch auf 1004 Mrd. Barrel geschätzt. 896 Mrd. Barrel (47%) sind bereits gefördert. Der globale *mid depletion point* wird im Jahre 2005 überschritten. Zu den Beständen an konventionellem Öl gesellen sich die schwieriger verfügbaren Ressourcen an unkonventionellem Erdöl. Zum unkonventionellen Erdöl zählen «Ersatzlösungen» höchst unterschiedlicher Qualität:³¹

Konventionelle und unkonventionelle Ressourcen

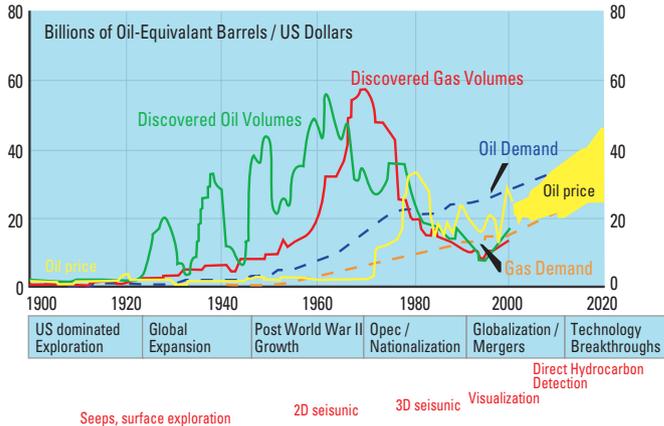
Ressource	Kommentar (nach Campbell)
konventionelles Erdöl: leichtflüssiges Erdöl (Zähigkeit >17API) aus Onshore- und Offshore-Feldern bis zu einer Tiefe von 500 m unter Meeresspiegel.	Reguläres Öl enthält Kondensate (ein Zwischenprodukt zwischen Erdöl und Gas), aber nicht verflüssigtes Erdgas aus industriellen Verflüssigungsanlagen.
unkonventionelles Erdöl: «Öl» aus Kohle, Ölschiefer, Bitumen Extra schweres Öl und Schweröl (<17API)	«Diese Ressource ist sehr gross, aber die Extraktionsrate ist niedrig und die Förderung teuer, zuweilen ist der Energiegewinn negativ». (Campbell)
Öl aus Tiefseevorkommen (>500m), und polares Öl	Tiefseeöl – ca. 60 Mrd. Barrel Polares Öl etwa 30 Mrd. Barrel
Flüssiggas aus Gasfeldern	Etwa 300 Mrd. Barrel (Schätzungen Campbell)

Möglicher technischer Verlauf der maximalen Ölproduktion der Opec bei einer erwarteten Gesamtförderung von 1100 Gb



1.17 Mittels einer minutiösen Analyse der bisherigen Produktion (350 Gb) und der verbleibenden Reserven der Opec-Länder (750 Gb) schätzt Laherrère, dass die Opec ihren Ausstoss auf maximal 40 Mio. Barrel steigern kann. Dies bedeutet gegenüber dem heutigen Niveau von 25 Mbd eine Zunahme von 15 Mbd oder 60%. Damit können die Produktionseinbußen der Nicht-Opec-Länder nur beschränkt wettgemacht werden. Grafik Jean Laherrère.³²

Wie Exxon es sieht



1.18 Diese Darstellung von Exxon-Direktor Harry J. Longwell, bestätigt, dass auch die grossen Ölmultis mit einer Verknappung von Erdöl rechnen. Das Bild zeigt die Entdeckung von Erdöl und Erdgas in ihrer historisch korrekten Darstellung (Rückdatierung von nachträglichen Reserve-Korrekturen auf den Zeitpunkt der Entdeckung). Ebenfalls ist die laufende Produktion von Öl und Gas eingezeichnet. Mit dem Preisband (gelb) zeigt Longwell eine moderate Verteuerung des Erdöls bis 2020 auf, wonach mit Preisen von gegen 50 \$/Barrel zu rechnen wäre. Exxon schliesst Preissteigerungen nicht aus, wie es die Szenarien der IEA tun.³³ Ob sich der Ölpreis bei einer Verknappung aber unter 50 \$ stabilisiert, wird die Zukunft zeigen.

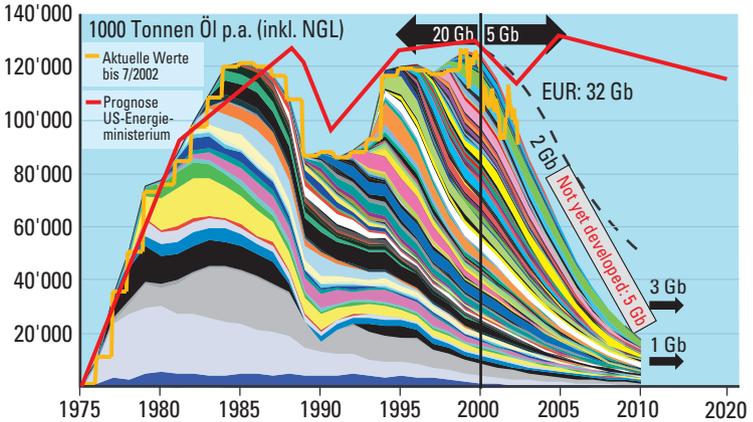
8. Die heimlichen Mühen der Opec-Länder

Die Vorstellung ist verbreitet, dass in den Opec-Ländern³⁴ leicht verfügbares Öl in nahezu unendlicher Menge zur Verfügung steht. Die Wirklichkeit sieht anders aus. Das meiste Öl am persischen Golf liegt in supergrossen Feldern, die vor langer Zeit erschlossen wurden. Es braucht aufwändige Techniken, um den natürlichen Rückgang dieser Felder aufzuhalten: durch Verpressung von Gas und Wasser wird der Druck erhöht, mit neuen Bohrungen und chemischen Zugaben die Produktion forciert.

Insider wie der iranische Ölexperte Sam Bakhtiari warnten im renommierten Oil and Gas Journal eindringlich vor den optimistischen Produktionsprognosen der IEA:³⁵

- *«Unter den 11 OPEC-Mitgliedern besteht bei den fünf kleineren – Algerien, Indonesien, Nigeria, Libyen und Katar – wenig Hoffnung für zukünftige Kapazitätssteigerungen, denn diese Länder haben bereits Mühe, die bisherige Produktion aufrecht zu halten... Indonesien hat gar mehr als drei Viertel seiner Reserven verbraucht... Somit verbleiben die übrigen sechs Opec-Länder: (...)*
- *Venezuela hat bisher schon 58% seiner konventionellen Reserven produziert und es war ein grosser Schritt für die nationale Ölgesellschaft PVDSA, den Ausstoss in den 90-er Jahren auf 3 Mio. Barrel pro Tag zu verdoppeln. Die Pläne einer weiteren Verdoppelung auf 6 Mio. Barrel/Tag erscheinen viel zu ambitiös. Die Förderung von Schweröl aus dem Orinoco-Gürtel ist ein Vorbote dessen, was jetzt kommt: Bodensatz – kein gutes Zeichen! Diese Produktion wird sich nicht als Patentrezept erweisen, denn vier grosse Projekte werden nur mit einer Kapazität von 450'000 Barrels synthetisches Erdöl pro Tag erzeugen, bei Investitionen von über 15 Mrd.\$ (...)*
- *Die Arabischen Emirate (UAE) verfügen über ein Territorium von 65,000 km² und es ist unwahrscheinlich, dass noch ein grösseres Ölfeld gefunden wird. Offshore gehören die Supergiants Umm Shaif and Zakum zu den Ausnahmen. Die Felder von Dubai sind bereits in scharfem decline, so dass es für die Emirate insgesamt eine Leistung sein wird, die Produktion von 2,6 Mio. Barrels/Tag aufrecht zu erhalten.*
- *Kuwait könnte nochmals zulegen, aber ein zweites Burgan [grösstes Ölfeld Kuwaits] ist ausgeschlossen... Eine Verdoppelung der Leistung innert des nächsten Jahrzehnts erscheint unwahrscheinlich (...)*
- *Iran... wird sich durchwursteln wie im letzten Jahrzehnt... und die Produktion wird weiter sanft absinken... Ein Kurswechsel [zu einer Steigerung der Produktion] erfordert Zeit... lange Entwicklungszeiten wären unvermeidlich.*
- *Irak... scheint die besten Voraussetzungen zu besitzen für eine drastische Expansion der Ölförderung... Es besitzt elf grosse Ölfelder, die entwicklungsfähig sind sowie ein Dutzend kleinere, ferner neun Territorien in der westlichen Wüste, die noch nicht erforscht sind. Irak könnte hinter Saudi Arabien die Zweite Geige spielen...*
- *Saudi Arabien hat nicht nur die grössten entdeckten Reserven der Welt, sondern auch die grössten unentdeckten Reserven... Es gibt keinen Zweifel, dass seine Möglichkeiten immens sind. Aber die Frage ist heute, wie dieses immense Potential in Zukunft in Produktion übergeführt wird? Kann es wirklich seine Produktion [von heute 8] auf 14 Mio. im Jahre 2010 und auf 22 Mio. Barrel pro Tag im Jahre 2020 steigern, wie dies die IEA und die USA prognostizieren?...
Sich für die nächsten zwei Jahrzehnte auf die Opec zu verlassen, um die wachsende Ölnachfrage zu befriedigen, erscheint nicht gerechtfertigt und die gegenwärtigen Voraussagen der zukünftigen Opec-Produktion durch internationale Experten erscheinen höchst unwahrscheinlich, speziell auch angesichts der unvermeidlichen, langen Entwicklungszeiten der Ölindustrie.»*

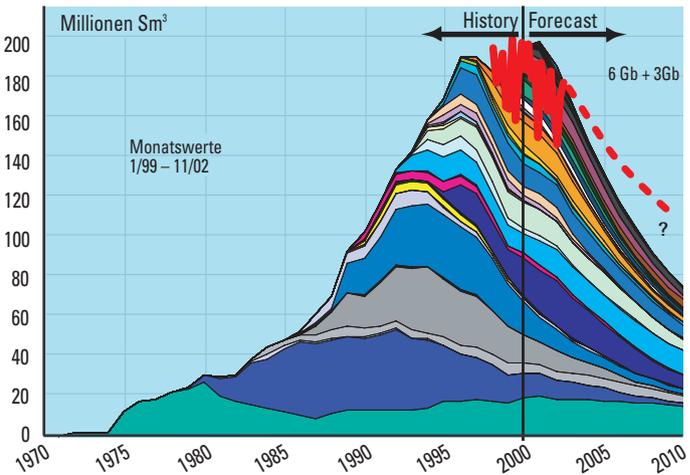
Produktion Grossbritannien



1.19 Im Fall von Grossbritannien ist die kontinuierliche Abnahme der Ölförderung in den älteren Ölfeldern seit Jahren ersichtlich. Und die erschliessbaren Felder wurden schon vor Jahrzehnten entdeckt. Doch die IEA und die US-Behörden publizieren nach wie vor höchst optimistische, ja geradezu irreführende Prognosen. Im Jahre 2002 lag die Förderung 17% unter dem Rekordjahr 1999.

Grafik Schindler/Zittel/LBST³⁶

Norwegische Produktion



1.20 Auch im Fall von Norwegen wurde die Produktionsabnahme wegen des Mangels an neuen grossen Ölfeldern schon vor Jahren prognostiziert. Im Juli 2001 wurde der Peak mit 3,262 Mbd (Millionen Barrel/Tag) erreicht; bis Oktober 2002 fiel die Produktion bereits um nicht weniger als 9% zurück.³⁷ Grafik Schindler/Zittel/LBST

9. Wenn OECD-Gremien Erdöl erfinden

Die Internationale Energieagentur (IEA) ist eine Organisation, die von den Regierungen der OECD-Länder getragen und finanziert wird. Man dürfte deshalb erwarten, dass ihre Studien und Prognosen mit Sachverstand und einer gewissen Objektivität erstellt werden. Man muss jedoch feststellen, dass die IEA erkennbare Entwicklungen und Trends geradezu systematisch ignoriert. Viele Prognosen und Empfehlungen sind methodisch fragwürdig oder gar tendenziös. Hier seien beispielhaft zwei Fälle aufgegriffen.

Beispiel Grossbritannien:

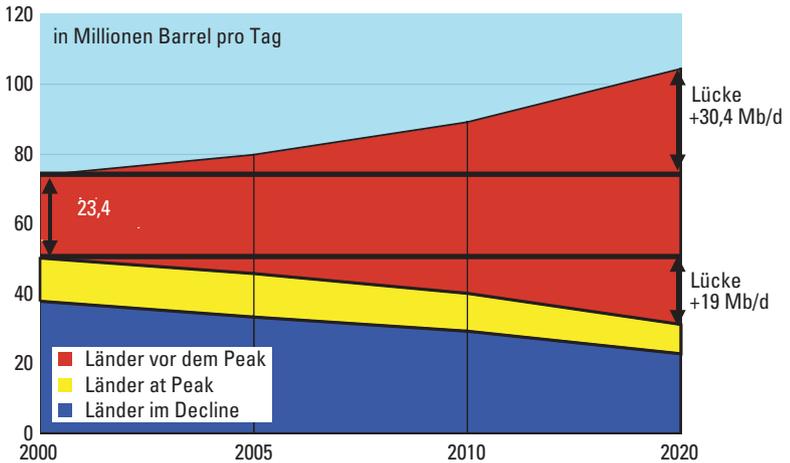
- Der Rückgang der britischen Nordsee-Förderung zeichnet sich schon seit Mitte der 90-er Jahre ab. Anhand der Daten bestehender und neuer Felder lässt sich selbst von Laien seit einigen Jahren einfach erkennen, dass die Produktion sinken wird.
- Der historische Höchstwert der britischen Nordseeerzeugung von 2,72 Mb/d wurde tatsächlich im April 1999 erreicht.
- Im Januar 2000 prognostizierte der IEA *Oil Market Report* für das Jahr 2000 eine Produktionssteigerung um 40'000 Barrel im Vergleich zu 1999. Der *International Energy Outlook* des US-Energieministeriums war noch phantasievoller: Er schätzte ein Jahr nach dem *Peak* (!) dass die britische Produktion bis 2005 auf 3,1 Mio. Barrel pro Tag steigen werde, gefolgt von einem sanften Rückgang auf 2,7 Mb/d bis 2020!³⁸
- In Wirklichkeit sank die britische Förderung im Jahre 2000 um 200'000 b/d. Die IEA verrechnete sich um 250'000 Barrel pro Tag. Bis im August 2002 sackte die britische Produktion gar auf 1,9 Mb/d ab (-31%), das Jahresmittel 2002 lag bei 2,2 Mb/d³⁹, 19% unter dem *Peak* und 29% unter der EIA-Prognose.

Beispiel Kasachstan:

- Das US Energieministerium und die IEA gehen seit Mitte der 90er Jahre davon aus, dass bis zum Jahr 2010 die Ölförderung am kaspischen Meer von ca. 1 Mb/day auf 2,5 Mb/day ausgeweitet werde.⁴⁰ Es seien «potentiell enorme Reserven» zu erwarten, «darunter 17–33 Mrd. Barrel Öl und Gas mit 95% Sicherheit, und mit 50% Wahrscheinlichkeit nochmals 233 Mrd. Barrels» – zusammen also mehr Reserven als in Saudi-Arabien.⁴¹
- Im Jahr 2000 verkündete der Präsident von Kasachstan, man werde Saudi Arabien vielleicht überholen.
- Nach Analyse der ersten Bohrproben zogen sich BP und Statoil von der Erschließung des vielversprechendsten Felds am kaspischen Meer (*Kashagan*, unter Ölexperten «*Cash all gone*») zurück.
- Tengizchevroil verschob die mit 3 Mrd. \$ Investitionen veranschlagte Ausweitung der Ölförderung.⁴²
- Der russische Ölkonzern Lukoil verkaufte inzwischen seine Anteile an eine japanische Ölfirma.⁴³

Fast alle Explorationstätigkeiten sind inzwischen gestoppt. Die Produktionssteigerungen am kaspischen Meer bleiben wahrscheinlich noch für lange Zeit reine Wunschvorstellung der US-Behörden.

Unerklärliche Herkunft des Erdöls in den IEA-Szenarien Grosse Versorgungslücken bei 1,6% Verbrauchswachstum



1.21 Hier werden die Herausforderungen der nächsten Jahrzehnte illustriert, wenn sich die Prognosen der IEA bewahrheiteten. Die wenigen Länder, die ihre Produktion noch steigern können (rot), müssen zwei Lücken schliessen. Einerseits müssen sie die Ausfälle jener Länder kompensieren, deren Produktion heute schon abnimmt (blau) oder vor 2010 abnehmen wird (gelb). Dafür allein wäre bis 2020 fast eine Verdoppelung ihrer Produktion nötig (von 23,5 Mio. um 19 Mio. auf 42,5 Mio. Barrel/Tag). Andererseits sollen die Opec-Länder – so die IEA-Prognosen – ein Verbrauchswachstum von 1,6% jährlich befriedigen, was weitere 30,4 Mio. Barrel pro Tag zusätzlich erfordern würde. Die Förderung müsste sich bis 2020 demnach auf 69 Mio. Barrel verdreifachen. Danach, so die IEA, werde der Verbrauch bis 2030 nochmals um 23 Mrd. Barrel pro Jahr zunehmen. (eigene Grafik).

10. «Kreative Buchführung» oder: die unerklärliche Herkunft des Erdöls in IEA-Statistiken

Die IEA verschweigt mit ihrer undurchsichtigen Prognose-Methodik das eigentliche Grundproblem der nächsten Jahre: Es braucht grosse Anstrengungen, um nur schon die heute bestehenden Produktionsmengen aufrecht zu erhalten. Die prognostizierten Wachstumsraten von Produktion und Verbrauch bei konstant tiefen oder gar sinkenden Preisen bleiben quantitativ und im Hinblick auf die nötigen Investitionen und Kosten völlig rätselhaft. Ein sehr simples Szenario mit drei Ländergruppen, weiter entwickelt auf Grundlagen des Buches «Ölwechsel» (Campbell et al. 2002), kann das Problem einfach darlegen. Die Produzentenländer von konventionellem Erdöl werden dabei wie folgt kategorisiert:⁴⁴

1. Die *Länder im decline*, also mit bereits rückläufiger Förderung von *konventionellem* Erdöl: USA, Russland, Kolumbien, Malaysia, Brunei, Russland, Mexiko, Indonesien, China, Argentinien, Ägypten, Algerien, Grossbritannien, Norwegen, Libyen u.a. Sie produzierten im Jahre 2000 37,8 Mbd.
2. Die *Länder at Peak*, in denen Produktionssteigerungen nicht mehr zu erwarten sind und ein Produktionsrückgang ab 2005 eintritt: Venezuela, Kanada, Nigeria, Oman, Indien, Australien u.a. Sie produzierten im Jahr 2000 12,4 Mbd.
3. Die *Länder vor dem Peak*, die ihre Produktion noch steigern können: Saudi Arabien, Iran, Irak, Abu Dhabi, Kuwait, Brasilien, Kasachstan, Qatar, Angola. Sie produzierten im Jahr 2000 23,4 Mbd.

Der Produktionsrückgang der Länder im *decline* wird modellmässig mit 2,5% pro Jahr angenommen – eine optimistische Einschätzung.⁴⁵ Der Produktionsrückgang der Länder *at peak* setzt erst im Jahre 2005 ein. In der Grafik wird das quantitative Problem nun sofort ersichtlich:

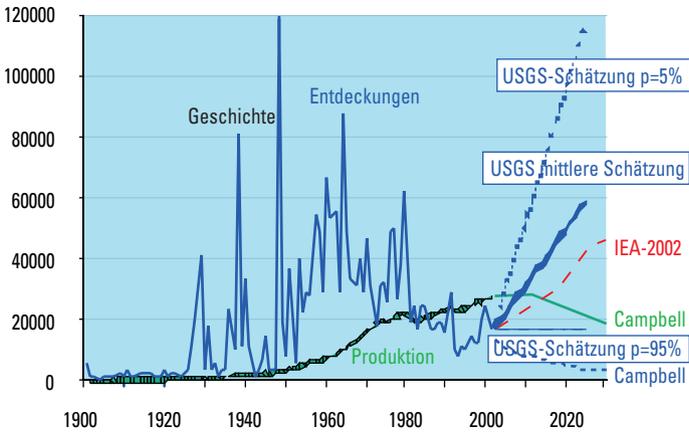
- Allein um den globalen Förderrückgang aufzufangen, müssen die Pre-Peak-Länder ihre Förderung um 19 Mbd oder 81% steigern.
- Soll auch noch die Wachstumsrate gemäss IEA von 1,6% jährlich befriedigt werden, so sind weitere 30,4 Mbd nötig, also nochmals eine Produktionserhöhung von 130% im Vergleich zum Jahr 2000.
- Im «IEA-World Energy Outlook 2002» ist dann noch eine weitere Steigerung des Verbrauchs bis 2030 auf 120 Mbd prognostiziert, wofür dann nochmals 23,2 Mbd nötig wären (+99% der Produktion des Jahres 2000)

Die Versorgungslücke an Öl schliesst die IEA auf zwei Wegen: Einerseits wird angenommen, dass die Opec bereitwillig ihre Produktion steigert, womit diese Länder auf die Möglichkeit verzichten würden, durch eine Drosselung der Produktion die Ölpreise und damit ihre Einnahmen zu steigern.⁴⁶ Andererseits wird mit unkonventionellem Öl argumentiert, darunter auch mit solchem, das noch gar nicht entdeckt wurde («*balancing item – unidentified unconventional oil*»).

Als mögliche Grossproduzenten ausserhalb der OPEC werden das Kaspische Meer (Steigerung auf 2,7 Mio. Barrel bis 2010), Angola (Steigerung auf 2,7 Mio. Barrel bis 2010) oder Kanada (Steigerung der Gewinnung aus Ölsanden auf 2 Mio. Barrel pro Tag bis 2010) genannt. Dies ergibt eine Produktionsausweitung von ca. 6 Mio. Barrel pro Tag. Dies ist weniger als ein Zehntel der bis 2030 zusätzlich benötigten Förderung.

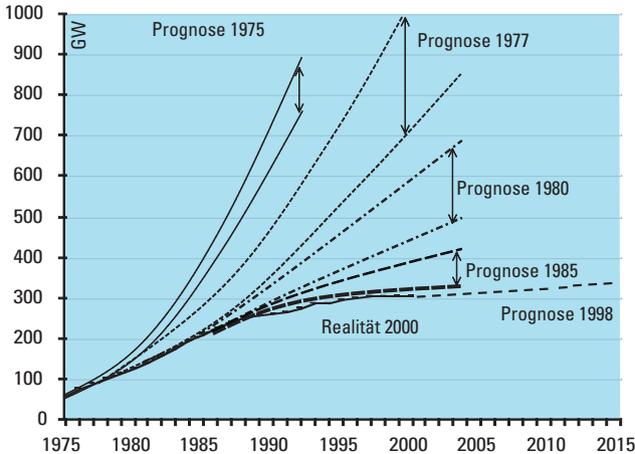
Ab 2006 sinkt die Produktion der Länder *at peak*. Je nach Wachstumsrate des Ölverbrauchs müsste der Mittlere Osten nun seine Produktion verdoppeln bis verdreifachen. Aber selbst eine Verdoppelung, so Campbell, «ist angesichts der langen Vorlaufzeiten und der bisher getätigten Investitionen nicht vorstellbar».⁴⁷

Ölentdeckungen und Produktion



1.22 Die «optimistischen» Prognosen⁴⁸ des Ölverbrauchs sind nur denkbar, wenn man glaubhaft machen kann, dass neue Quellen entdeckt werden. Die IEA verweist als «Beweis» ihrer Prognosen auf die umstrittenen amerikanischen Einschätzungen des US Geological Survey (USGS), wonach von 1995–2025 mit mittlerer Wahrscheinlichkeit 939 Milliarden Barrel neues Erdöl entdeckt werden (dazu noch weitere 730 Gb in Form von zusätzlicher Förderung aus bereits bestehenden Feldern).⁴⁹ Zwischen 1995 und 2002 hätte man pro Jahr jeweils 31,3 Gb neues Erdöl finden müssen. Gefunden wurden aber – mit Ausnahme der Jahre 1999 und 2000 – jeweils nur etwa 6 Gb, Tendenz sinkend.⁵⁰ Es fehlen nach den ersten 8 Jahren, auf die sich die IEA und der USGS beziehen, Ölfunde im Umfang von rund 140 Mrd. Barrel. Grafik Schindler/Zittel/LBST

OECD-Prognosen der Produktion von Atomstrom



1.23 Schon früher haben sich internationale Organisationen beim Verbrauch von Energie und den nötigen Zusatzinvestitionen stark getäuscht. Die Grafik zeigt die Prognosen der IAEA über den Ausbau der Atomkraft und die tatsächliche Entwicklung. (Entnommen aus «Ölwechsel», Schindler/Zittel/LBST/ Campbell)⁵¹

11. US-Prognosen: Schummeln mit Tradition – zu wessen Vorteil eigentlich?

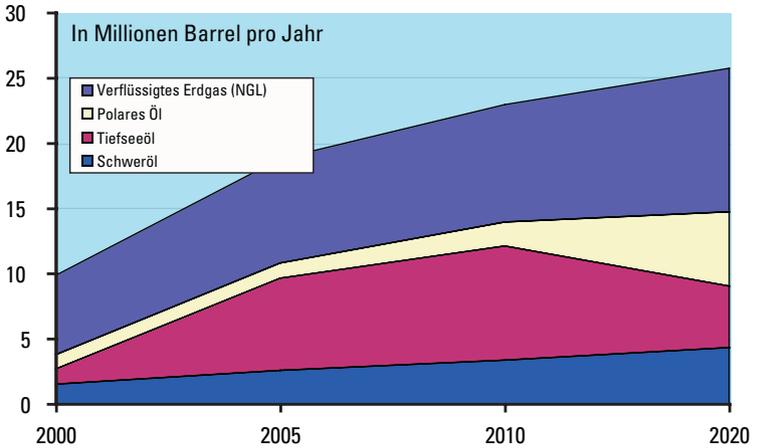
Besonders unglaublich – und durch die aktuelle Entwicklung Lügen gestraft – sind die Preisprognosen der IEA: 21 \$ pro Barrel Öl im Jahre 2010, 25 \$ im Jahre 2020, 29 \$ im Jahr 2030, und 2,7 \$/MBTU für amerikanisches Erdgas im Jahre 2010. Die aktuellen Notierungen (Februar 2003) liegen bei 34 \$ für Erdöl und 6 \$/MBTU für US-Erdgas. Selbst wenn die Opec-Länder lieferwillig wären, ergäbe sich ab dem Jahr 2010 eine wachsende Lücke zwischen Bedarf und Angebot, was zu einem Preisanstieg führen und den Verbrauch senken müsste. Die eigentliche Quelle der Irreführung liegt nicht bei der IEA in Paris, sondern jenseits des Atlantiks. Das US-Energieministerium und den USGS (US Geological Survey) kann man getrost als «langen Arm der Ölwirtschaft» betrachten. Sie haben sich in der Vergangenheit schon mehrmals kolossal verschätzt.⁵² Der USGS bezifferte die US-Ölreserven in den 60-er Jahren auf 600 Milliarden Barrel, während heute zweifelsfrei fest steht, dass bestenfalls 210 zu erwarten sind.⁵³

Prognosen haben aber bekanntlich eine handlungsleitende Wirkung. Die Botschaft des viel beachteten *World Energy Outlook* der IEA⁵⁴ ist darauf ausgerichtet, möglichst viel Öl und Gas als verfügbar zu erklären, um auch möglichst viel zu verbrauchen. Ganz als ob nur so eine florierende Wirtschaft denkbar wäre, ganz zu schweigen vom Kyoto-Protokoll, welches auch für die IEA bindend sein müsste. Als einzige Alternative zu den fossilen Energie predigt die IEA den Ausbau der Kernenergie. Die Zukunft der erneuerbaren Energien wird ganz entgegen den statistischen Trends in düstersten Farben geschildert. Ihnen werden sinkende Beiträge an die Energieversorgung vorausgesagt⁵⁵, so als *könnten* diese Techniken nie etwas Namhaftes leisten. Die Publikationen der IEA müssen politisch interpretiert werden. Es lässt sich klar sagen, wem die Fehlprognosen schaden, und wem sie nützen:

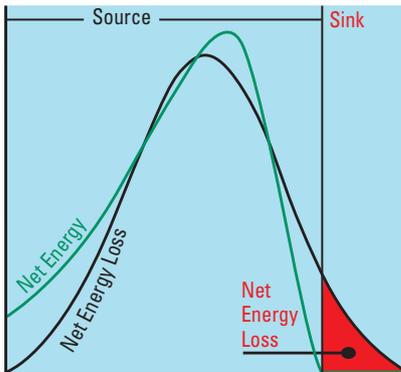
- Die Konsumenten und Steuerzahler sind Leidtragende, weil sie im Glauben an billiges Erdöl weiterhin energieintensive Infrastrukturen finanzieren, statt auf effizientere Techniken zu wechseln. Es kommt zu riesigen Investitionsruinen (stranded investments): Strassen, Flughäfen, fehlkonzipierte Siedlungen usw.
- Die Prognosen schaden den erneuerbaren Energien, denn würde die Ölknappheit rechtzeitig erkannt, würden die Regierungen viel entschlossener handeln. Die positive Marktentwicklung der Wind- und Solarenergie wird stattdessen klein geredet.
- Opfer ist auch die Umwelt, denn die Empfehlungen richten sich ganz darauf, «business as usual» weiterzuführen.
- Die Destruktivität der IEA geht aber noch wesentlich weiter, wenn ihre führenden Köpfe empfehlen, beschleunigt unkonventionelle Ressourcen auszubeuten⁵⁶. Dies ist nicht nur mit höheren Kosten und einer schlechten Energieausbeute verbunden, sondern führt zu fürchterlichen Umweltzerstörungen.⁵⁷

Es ist nicht das erste Mal, dass Regierungsstellen jahrzehntlang völlig falsche Prognosen verbreiten. In den 70-er Jahren waren alle Energieverbrauchsprognosen viel zu hoch, weil das Effizienzpotential übersehen wurde. In der Summe macht es den Eindruck, dass die IEA ihre Politik von der Erdöl, der Gas- und der Atomlobby eingeflüstert erhält. Eine Organisation, die Geld dafür erhält, die Versorgungssicherheit zu verbessern, macht sich mit ihrer Anlehnung an nicht-erneuerbare Energien völlig überflüssig. Die von ihr empfohlenen Optionen sind weder sicher noch billig, sie heizen Kriege und internationale Konflikte geradezu an und richten sich zudem diametral gegen den erklärten Willen der Weltgemeinschaft, den Schutz des Klimas zu fördern. Man sollte die IEA abschaffen und eine Agentur für die erneuerbaren Energien gründen, eine Richtung, in der deutsche Bestrebungen längst zielen.⁵⁸

Unkonventionelles Erdöl und Flüssiggas



1.24 Unkonventionelles Erdöl und (verflüssigtes) Erdgas wird in den nächsten Jahren eine zunehmende Bedeutung gewinnen. Campbell schätzt, dass bei einer Ausweitung entlang der technischen Verfügbarkeit bis im Jahre 2020 etwa 15,5 Mio. Barrel/Tag gefördert werden können, was etwa 20% des heute geförderten konventionellen Öls entspricht. Daten: Aspo Base Case Scenario 2003⁵⁹



1.25 Öl und Gas sind nicht Mineralien, sondern Energieträger. Für ihre Gewinnung wird wiederum Energie benötigt. Die Grenze der Förderwürdigkeit ist nicht dann erreicht, wenn eine Ölquelle den letzten Tropfen Öl hergegeben hat, sondern wenn zur Gewinnung einer zusätzlichen Einheit Erdöl mehr Energie aufgewendet wird als daraus an Energie gewonnen wird.⁶⁰ Die Kurve zeigt die Ölproduktion im Zeitverlauf und den (Net) Energy Return on Energy Investment (EROEI). Sie wurden abgeleitet aus Produktionsdaten im US-Bundesstaat Louisiana. Zu Beginn ist der EROEI positiv und steigt weiter an, da ohne grosse Neuinvestitionen immer grössere Ölmengen gewonnen werden. Nach Überschreiten des *Peaks* sind aber neue Bohrungen und produktionssteigernde Massnahmen nötig, um die Ölmenge zu halten. Der EROI nimmt ab. Ab einem gewissen Punkt wird der Energieertrag sogar negativ (rote Fläche), obschon die Ölquelle noch lange nicht versiegt. Grafik nach Hall/Cleveland/Kaufmann⁶¹

12. Unkonventionelles Öl: nur scheinbare Linderung des Problems

Die meisten Ökonomen lehnen das Konzept der Endlichkeit von natürlichen Ressourcen ab. Verfügbarkeit ist für sie eine Frage des Preises und des technischen Fortschritts, nach dem Motto: suche mehr und Du wirst mehr finden!

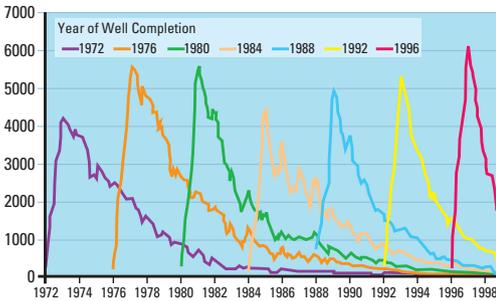
Die unkonventionellen fossilen Ressourcen stossen aber, abgesehen von den ökologischen Nachteilen, an thermodynamische Grenzen. Diese Grenze ist spätestens dann erreicht, wenn zur Gewinnung einer zusätzlichen Einheit Nutzenergie mehr Energie aufgewendet als gewonnen wird. Die Produktion von unkonventionellem Öl und Gas ist technologisch anspruchsvoll, kapitalintensiv und bringt netto weniger ein als die bisherige Ölförderung:

- Venezuela verfügt über grosse Mengen an *extra schwerem Öl* in einer Tiefe von 600–1200 Metern. Die Produktion beträgt derzeit etwa 125 000 Barrel pro Tag. Dazu kommen grosse Mengen an Bitumen (Orimulsion), die bei der Verbrennung giftige Emissionen frei setzen.
- Um Öl aus *Ölschiefer* (z.B. aus Kanada) zu gewinnen, muss das Gestein auf 500°Celsius erhitzt werden. Auch hier kommt es zu stark umweltschädlichen Abfallprodukten. Campbell schätzt, «dass Ölschiefer selbst in ferner Zukunft auf der globalen Bühne keine grosse Rolle spielen wird».⁶²
- In Westkanada befinden sich grosse Vorkommen von Teersanden mit einem Ölgehalt von 10–20%. Von den geschätzten 2500 Gigabarrel Teersand gelten 4 Gigabarrel bei den heutigen Preisen als abbauwürdig, bei höheren Preisen und verbesserten Abbaumethoden lassen sich bis zu 300 Gigabarrel daraus gewinnen.⁶³ Dafür braucht es aber enorme Investitionen und chemische Verfahren, namentlich die Entfernung der Abdeckschicht von 20 bis einigen hundert Metern, das Sortieren des Erzes mit Dampf, heissem Wasser und Ätznatron, das Aufschwimmen des Öls mittels Schwerbenzin (NAFTA) die Entfernung des Schwefelanteils. Pro Kilogramm Erdöl werden 33 Kilogramm Rohmaterial bewegt.⁶⁴
- Bisher wurde für die Produktion von synthetischem Öl Erdgas verwendet, das nahe der Abbaustätten als «stranded gas» reichlich vorhanden war.⁶⁵ Mit zunehmendem Anstieg der Gaspreise in Nordamerika ist es jedoch interessanter, das Erdgas auf dem Markt zu verkaufen als Teersand zu gewinnen.⁶⁶

In Kanada werden bis zum Jahre 2010 rund 18 Mrd. C-\$ in neue Projekte investiert, um 1 Mio. Barrel pro Tag (1% der Weltölförderung) zusätzlich zu fördern. Damit ist auch die Grenze dieser Ressourcen ersichtlich. Entscheidend ist der Faktor Zeit: Geht die Ölförderung in einem Tempo von 2–3% pro Jahr zurück, können die unkonventionellen Ressourcen den Preisanstieg beim Erdöl nicht wirklich aufhalten.

Die Energiebilanz von Ölbohrungen ist trotz Innovationen in den letzten Jahrzehnten stetig gesunken.⁶⁷ Die Firma Syncrude war in Australien an einem Ölsand-Projekt beteiligt, hat sich aber im Jahre 2001 zurückgezogen und sich zeitgleich an der Erschliessung von kanadischer Windenergie beteiligt. Das Beispiel zeigt, dass die Entwicklung dieser Ressourcen erheblich teurer sein kann als die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energien. Ein Grossteil aller unkonventionellen Ressourcen, so die These, wird im Boden bleiben, weil seine Gewinnung weniger hergibt als die erneuerbaren Energien. Die Kohle verlor ihre Marktanteile auch nicht wegen mangelnder Vorkommen, sondern weil neue, billigere Energiequellen entdeckt wurden.

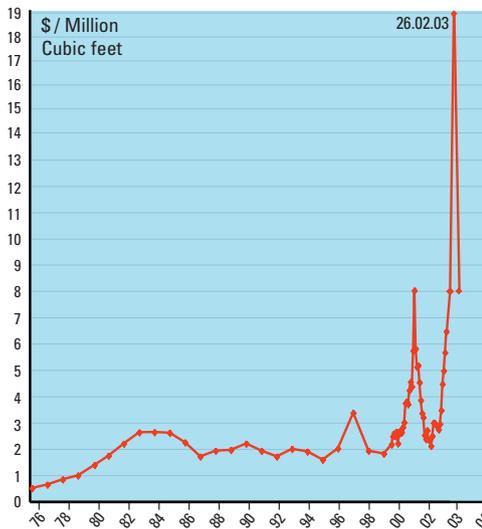
Erdgas: unerwarteter Produktionsabfall



1.26 Förderprofil von US-Gaslagerstätten seit 1970. Mit neuen Explorations- und Fördertechniken gelang es, Gaslagerstätten immer rascher zu finden und in kürzerer Frist auszu-beuten. Die Folge davon sind anfangs höhere, dann steiler abfallende Förderprofile.

Grafik EIA/US-DOE⁶⁸

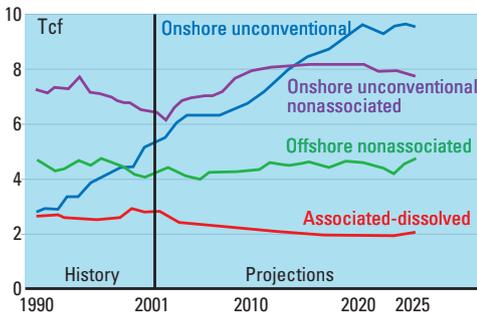
Erdgaspreise in USA und Kanada



1.27 Erdgaspreise («Wellhead») in den USA. Während Jahrzehnten war Erdgas in den USA nahezu gratis – mit Preisen zwischen 0,5 und 1,5 Rp./kWh. Heute gelingt es den Lieferanten nicht mehr, aus inländischen Quellen die Nachfrage zu befriedigen, trotz wachsenden Importen aus Kanada. Im Winter 2000/1 stiegen die US-Erdgaspreise erstmals auf über 8 \$/Mcf (ca. 4 Rp./kWh).

Danach verdoppelte sich die Zahl der Gasbohrungen, ohne allerdings die Förderung zu erhöhen. Das Problem flaute dann dank einem sehr milden Winter 2001/2 ab. Doch im strengeren Winter 2003 stiegen die Preise wiederum auf über 8 \$/Mcf. Die US-Förderung sinkt weiter; ab 2004 wird auch die kanadische Gasproduktion sinken.⁶⁹

Wie es das US-Energieministerium sieht



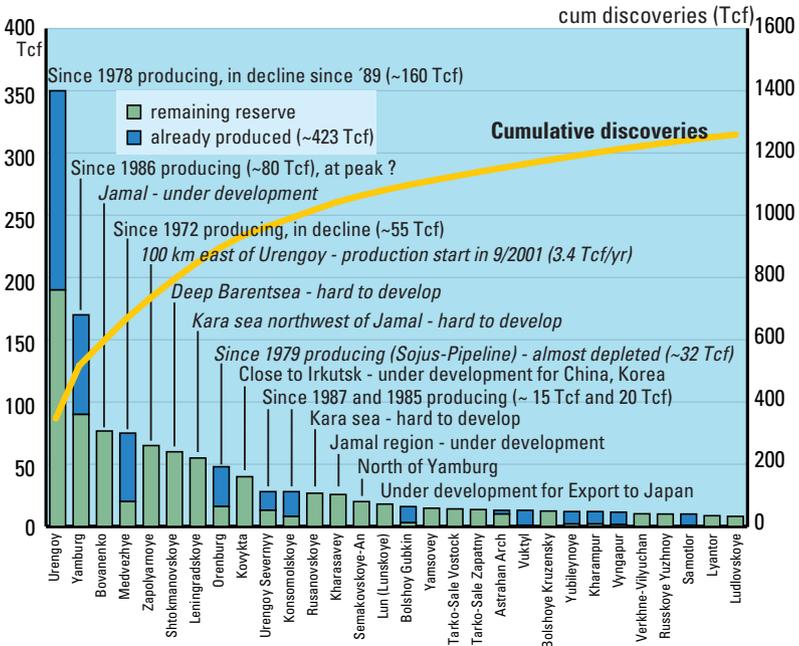
1.28 Im Jahre 2002 ging die US-Gasproduktion um 5% zurück. Doch weiterhin macht die US-Energiebehörde auf Schönwetter und prognostiziert eine Produktionssteigerung um fast 100%, von 19 Tcf (2002) auf 35 Tcf (2035).⁷⁰ Es wird auf «unkonventionelles Gas» vertraut, welches aus Teersand gewonnen werden könne. Zu welchen Kosten und in welchen Mengen bleibt unklar. Die Zahl der Bohrungen liegt im Jahr 2003 trotz hoher Preise tiefer als in den Vorjahren.⁷¹

13. Erdgas in Nordamerika: Abruptes Ende der Verschwendung

Viele Hoffnungen richten sich heute auf Erdgas. Tatsächlich sind die jährlichen Gasfunde (noch) ergiebiger als beim Öl. Aber wenn Erdgas (Marktanteil 24%) das Erdöl (41%) auch nur teilweise ersetzen soll, wird die Entwicklung in kurzer Zeit an ähnliche Grenzen stossen wie beim Erdöl. Um zusätzlich zum Gas-Verbrauchszuwachs (+2%/a seit 1990) während fünf Jahren den Verbrauchszuwachs beim Erdöl aufzufangen (+1,5%/a), müsste die Gasproduktion um mehr als 5% pro Jahr gesteigert werden. Dies ist in einem Umfeld sinkender Gasförderung in Europa (Grossbritannien, Niederlande, Norwegen) und in den USA nicht einfach. Was «Depletion» (Erschöpfung) bedeutet, bekommen die Gaskonsumenten in den USA seit zwei Jahren schmerzhaft zu spüren – und die Entwicklung war schon lange absehbar:⁷²

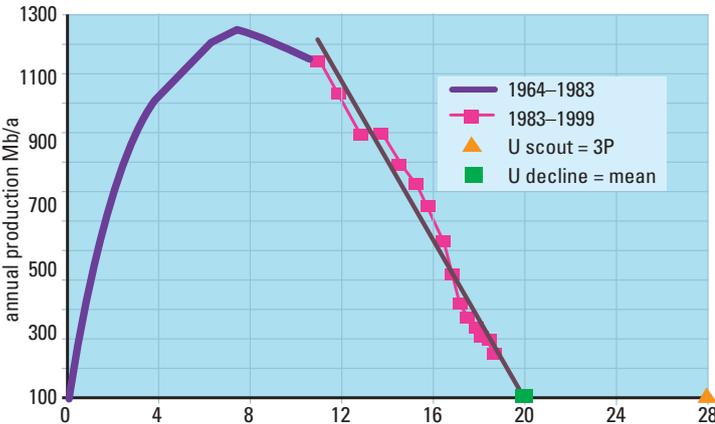
- Die Preise für Erdgas erhöhten sich im Jahr 2000 um über 400% und erneut – und diesmal dauerhafter – Ende 2002 (Abbildung 28).
- Noch ein Jahr zuvor hatte der National Petroleum Council die «umfassendste US-Studie über Erdgas abgeliefert, die je erstellt wurde», so Matt Simmons, ein Koautor der Studie. Die Angebotsperspektiven wurden in rosa Farben geschildert. «Angesehenste Angebotsexperten aus ganz Amerika identifizierten neue Vorkommen, die den rasch wachsenden Gasbedarf befriedigen würden. Leider war die Studie voll von Irrtümern».⁷³
- Im Juli 2000 publizierte dann das US-Energieministerium einen neuen Bericht über «beschleunigte Erschöpfungserscheinungen» der heimischen Öl- und Gasfelder. Tenor: «...neue Techniken vermindern die Langzeit-Produktivität... Ölfelder werden immer kleiner... trotz besseren Techniken sinkt die Förderquote im Vergleich mit älteren Feldern... beschleunigte Förderrückgänge bei Gasvorkommen sind evident...»⁷⁴ Zum ersten Mal in seiner Geschichte veranstaltete das Department of Energy darauf im Herbst einen Workshop über «inkorrekte Energiedaten».
- «Die Qualität der Reserven ist viel schlechter als vor 20 Jahren... es ist wie in einer Dose Corn Flakes: wenn man tiefer wühlt werden die Flocken immer kleiner.» schreibt ein Analytiker der Branche.⁷⁵
- «Es wird jeden Monat klarer, dass die Nachfrage viel stärker steigt als erwartet, und wir unterschätzten die hohen Erschöpfungsraten, die heute die meisten Vorkommen der USA erleiden; zudem unterschätzten wir die hohe Zahl zusätzlicher Bohrungen, die nötig sind, um die Reserven zu erschliessen,» erklärt Matt Simmons die Trends. «Allein in Texas müsste man die Zahl der Gasbohrungen von 350 auf 2000 erhöhen, um das prognostizierte Angebot bereitzustellen. Ich fürchte, dass die Prognosen die rasche Erschöpfung vieler Felder noch immer zu wenig in Rechnung stellen.»⁷⁶

Russische Gasfelder nach Grösse



1.29 Größenverteilung und Ausbeutungsgrad russischer Gasfelder. Grafik Schindler/ Zittel/LBST⁷⁷

Samothor – grösstes russisches Ölfeld



1.30 Auch Riesen sind nicht unendlich gross. Samothor war das grösste Ölfeld der Sowjetunion. Es liefert heute noch knapp ein Sechstel der Menge, die während den 70-er Jahren extrahiert wurde. Auch hier bestätigt sich exemplarisch die Hubbert-Kurve. Grafik Laherrère⁷⁸

14. Rettet Sibirien die Europäer?

Erdgasmärkte sind leitungsgebunden und regional entkoppelt: In Nordamerika ist die Versorgungskrise bereits Realität, in Europa herrscht noch vermeintlicher Überfluss. Die Gasvorkommen in Westsibirien sind aber bereits weitgehend ausgebeutet. Eine Prognose des russischen Energieministers Gavrin sieht eine Steigerung der landesweiten Produktion um etwa 20% bis 2020 vor,⁷⁹ aber die wachsende russische Wirtschaft wird einen massgeblichen Teil selber verbrauchen.

Erdgas kann die Ölverknappung mildern. Doch die Erwartungen sind überhöht. Jörg Schindler und Werner Zittel warnen: *«Die langfristig große Hoffnung für Europa bilden die Gasvorräte Russlands, die zwar am wenigsten gut belegt sind, dafür aber als immens groß angenommen werden. Eine genauere Analyse führt uns zu der Einschätzung, dass*

- *Die russischen Gasvorräte überschätzt werden.*
- *Bereits zur Aufrechterhaltung der bestehenden Produktion neu investiert werden muss (die drei größten Gasfelder Urengoy, Medvezhdye und Yamburg, die etwa 1/3 allen russischen Gases beinhalten und fast 90% der heutigen russischen Gasproduktion stellen, sind zu 67%, 78% und 46% bereits erschöpft).*
- *Zur Ausweitung der Produktion deutlich in die Erschließung der verbleibenden großen Felder investiert werden muss – diese liegen in geographisch ungünstigen Gebieten, so dass die Erschließung aufwendiger sein wird als in der Vergangenheit.*
- *Ein großer Teil der neuen Produktionsmöglichkeiten in kleinen Feldern liegt, die etwa die Hälfte der noch verbleibenden Reserven beinhalten – sofern diese Felder abseits der großen Transportpipelines liegen wird deren Erschließung sehr teuer werden,*
- *Zunehmend neue Gasverbraucher in Konkurrenz zum Export in die EU- Staaten auftreten werden (der Eigenverbrauch Russlands wird wieder steigen, neue Verbraucher wie die Türkei, China, Korea oder Japan werden zunehmend russisches Gas nachfragen).*
- *Es erscheint uns unter günstigsten Bedingungen vorstellbar, dass Russland seine Produktion noch für etwa 15 Jahre um 2–3% p.a. ausweiten kann. Das aber erfordert die zügige Erschließung neuer Felder mit hohem Investitionsaufwand (...).»⁸⁰*

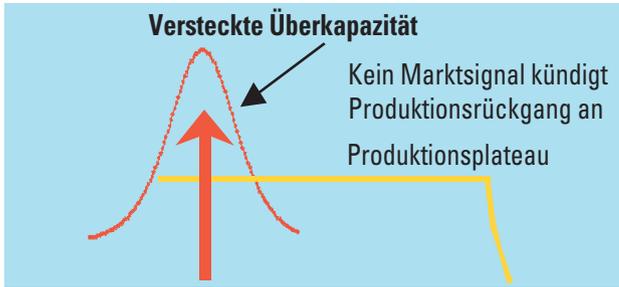
Matt Simmons und andere Kenner der Szene sind pessimistischer: «Europa erhält heute noch 28% seines Erdgasverbrauchs aus den grossen Feldern Sibiriens. Aber diese Felder erlebten im Jahre 2000 beträchtliche Förderrückgänge, was das europäische Gasangebot in eine prekärere Lage versetzt als viele europäische Energieplaner wahrhaben wollen. Wenn die sibirischen Gasrückgänge irgendeine Ähnlichkeit mit den Ölförderungs-rückgängen haben, die Sibirien erlitt, erwartet Europa der grösste Gas-Schock aller Zeiten.»⁸¹

- Ein Insider berichtet: «Es gibt sehr grosse Erdgasvorräte unter der Barents-See, die meisten davon unter der Halbinsel Yamal. Die Reserven sind unzugänglich, aber machen vielleicht die Hälfte der deklarierten russischen Vorräte aus. Ohne Yamal sieht Russland nicht mehr wie ein Gas-Gigant aus. Unter Tschernomyrdin [Ex-Gasprom-Chef und später Ministerpräsident] versuchten die Russen während 30 Jahren, Yamal-Gas zu gewinnen. In den 70-er Jahren wurde ein Netz mit sechs Pipelines vom Norden von Salekhard nach Bovanenskoye verlegt. Es war ein ökonomisches, technisches und ökologisches Desaster. Die Pipelines versanken im aufgetauten Permafrost und verschwanden. Es ist nicht Alaska, und Conoco, Shell und BP waren auch dort und wussten nicht weiter. (...)»⁸²

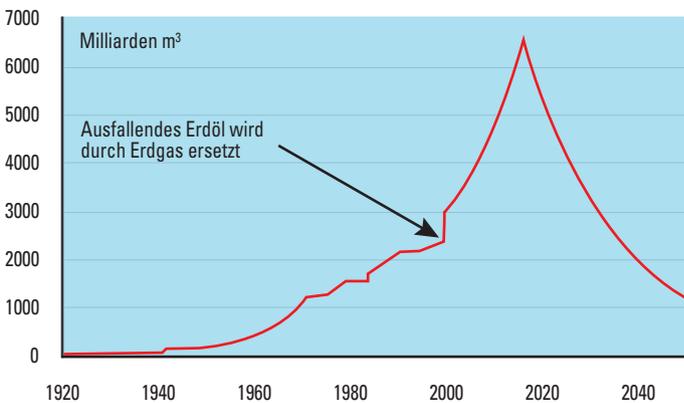
Inzwischen hat die russische Regierung Preissteigerungen beim Erdgas um das Vier- bis Acht-fache angekündigt.⁸³ Deshalb drängen sich hier Fragen auf:

- Welche Nachfragereaktionen würden solche Preissteigerungen nach sich ziehen?
- Was könnte eine Energiepolitik erreichen, die statt der Mobilisierung der letzten fossilen Reserven eine Verbesserung der Energieeffizienz in allen Bereichen anstrebt?
- Sind erneuerbare Energien wie Windenergie oder Geothermie nicht wesentlich billiger, wenn der Markt spielt?

Erdgas: Das verborgene Kliff



1.31 Beim Erdgas kündigt sich ein Produktionsrückgang nicht im voraus an. Die Gasversorgung ist leitungsgebunden. Aus Kostengründen werden die Pipelines nicht auf die maximal mögliche Förderung ausgerichtet, sondern auf einen langfristigen Mittelwert. Dieses Produktionsniveau kann oft über Jahrzehnte aufrecht erhalten werden. Sinkt die Förderung in einem grossen Gasfeld, lässt sich dank dem Gasnetz neues Erdgas zuführen, ohne dass Marktsignale eine Verknappung ankündigen. Campbell spricht deshalb von einem «verborgenen Gas-Kliff.» Ohne Frühwarnung – anders als beim Öl – bricht die Gasversorgung innert wenigen Jahren zusammen. Grafik Campbell⁸⁴



1.32 Der Völlersatz von rückläufiger Erdölproduktion durch Erdgas würde zu einer Verdreifachung des Gasverbrauchs innert zwei Jahrzehnten führen. Die hohen Wachstumsraten könnten nur während einer kurzen Frist durchgehalten werden, dann sackt auch beim Erdgas die Ressourcenbasis zusammen. Grafik Schindler& Zittel (2000)

15. Die Risiken der Gas-Strategie

Gemäss dem Jahresbericht von Eurogas⁸⁵ wird die Produktion der EU-Staaten (zu denen Norwegen nicht gehört) etwa bis 2010 auf heutigem Niveau verlaufen und dann bis 2020 um etwa 30 % zurückgehen. Etwa die Hälfte des Importzuwachses wird durch die in Bau befindliche Pipeline von der russischen Halbinsel Jamal nach Mitteleuropa abgedeckt sein.

Schindler & Zittel kommentieren die Entwicklung wie folgt:

«Vermutlich bis spätestens zum Jahr 2005 wird Großbritannien das Maximum der Gasproduktion überschreiten.... In zehn Jahren wird die Produktion Großbritanniens auf höchstens 50 % der heutigen Produktion zurückfallen. Bereits im Dezember 1998 musste England trotz einer um 3,5 % gestiegenen Gasproduktion erstmals Gas importieren, da der Bedarf noch stärker angestiegen war. In zehn Jahren wird Holland kein Gas mehr exportieren. (...) Innerhalb der nächsten zehn Jahre wird es vermutlich kein Versorgungsproblem geben. Innerhalb der kommenden 20 Jahre wird Norwegen vermutlich das Produktionsmaximum überschreiten. Bis zum Jahr 2020 wird die Abhängigkeit von russischen Erdgas deutlich zunehmen. Es ist jedoch keineswegs gesichert, daß Russland diese zusätzliche Versorgung in ausreichendem Maße übernehmen kann.»⁸⁶

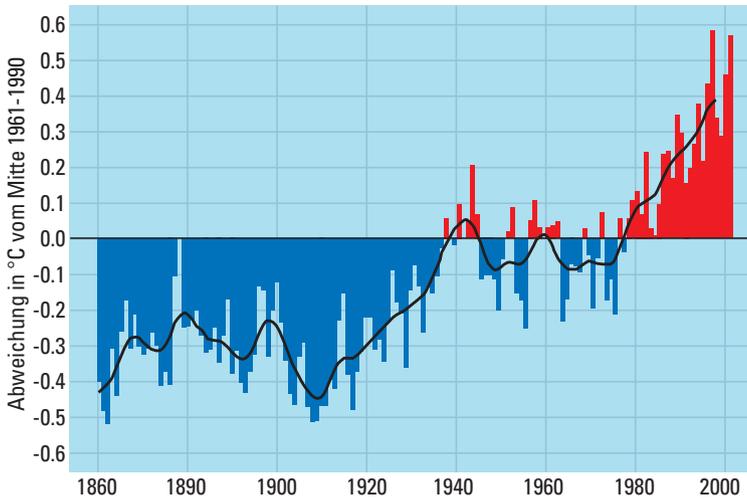
Massgeblich für den «rush for gas» und das Preisniveau wird in Zukunft auch das Ausmass sein, in welchem Motorfahrzeuge auf Erdgas umgestellt werden. Die technischen Anpassungen dafür sind relativ einfach. Mit der Umstellung auf Flüssiggas entstünde ein beinahe homogener Markt für Benzin und verflüssigtem Erdgas. Die Ölmultis propagieren diese «Lösung» aktiv und möchten Erdgas aus entlegenen Gebieten ohne Pipeline-Verbindung (sog. stranded gas) fördern. Die Nachteile sind aber nicht zu übersehen:

- Für die Verflüssigung von Erdgas wird 10–20 % der im Gas enthaltenen Energie benötigt.
- Anschliessend muss das Gas bei tiefen Temperaturen (–165 °Celsius) in isolierten Behältern transportiert werden.
- Ladung, Transport und Entladung des verflüssigten Erdgas sind zeit- und kapitalintensiv. Die Kosten dieser Strategie sind hoch; es braucht grosse Investitionen und «lange Anfahrtswege», was sich nur lohnt, wenn auch die Ressourcen auf lange Sicht verfügbar sind.
- Die Abhängigkeit von wenigen Exportländern nimmt auf mittlere Frist weiter zu.

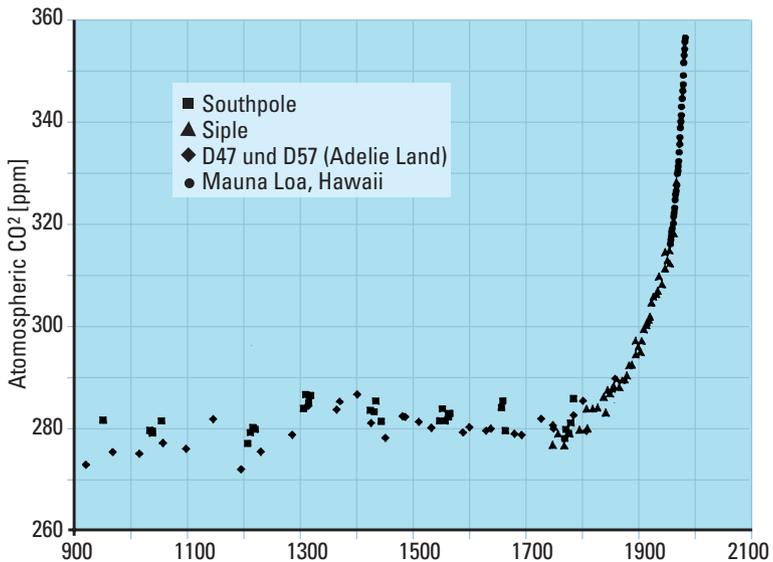
Einschätzung verbleibender Erdgasreserven (Schindler & Zittel 2000)⁸⁷

	BGR (Tcm)	BP(O&GJ) (TCM)	Campbell	USGS
Europa	7,8	5,21	8,9	9
GUS	56,3	56,7	55,9	136,4
Afrika	9,9	10,22	6,8	11,4
Naher Osten	50,8	49,53	42,3	47,6
Australien/Asien	13,9	10,17	14,1	13,8
Nordamerika	8,0	8,35	7,6	15,2
Südamerika	6,2	6,21	4	6,6
Welt	152,9	146,39	139,6	240

Globale Jahresmittelwerte der bodennahen Lufttemperatur 1860–2002



1.33 Veränderung der Oberflächentemperaturen (Quelle: IPCC 2001)



1.34 Zunahme der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre. Die Grafik zeigt die Entwicklung in den letzten 1100 Jahren. Grafik: CO₂ – Eine Herausforderung für die Menschheit, Gehr, Kost, Stephan; 1997

16. Erdölknappheit und Klimaschutz

Beschaffungsprobleme für die Aufrechterhaltung des hohen Energieverbrauchs führen zu lokalen und internationalen Konflikten:

- Kriege und militärische Interventionen in Kolumbien, Nigeria, Afghanistan und am persischen Golf zur Sicherung des Zugangs zu Energieressourcen und Pipelines.
- Migration bedingt durch Veränderungen des Klimas.
- Zunehmende Knappheit von fruchtbaren Böden und Trinkwasser, bedingt durch vermehrte Trockenheit, Verschmutzungen und Rodungen.
- verringerte Erträge des Fischfangs bedingt durch veränderte Meeresströmungen/Klimawandel, die wiederum auf die Verbrennung von nicht-erneuerbaren Energien zurückzuführen sind.

Die natürliche Verknappung des Erdöls auf globalem Niveau ist theoretisch geeignet, die Anstrengungen zum Schutz der Erdatmosphäre und des Klimas zu unterstützen. Die *bad news* für die Ölkonsumenten sind *good news* für die Umwelt.

Die Nutzung von nichterneuerbaren Energien zeitigt dramatische negative Auswirkungen auf das Weltklima: Die ansteigenden Temperaturen führen zu Veränderungen der Niederschläge und der Meeresströmungen, zur Gefährdung der Biodiversität, der landwirtschaftlichen Produktion, der Siedlungsstrukturen und der Lebensgrundlagen allgemein.

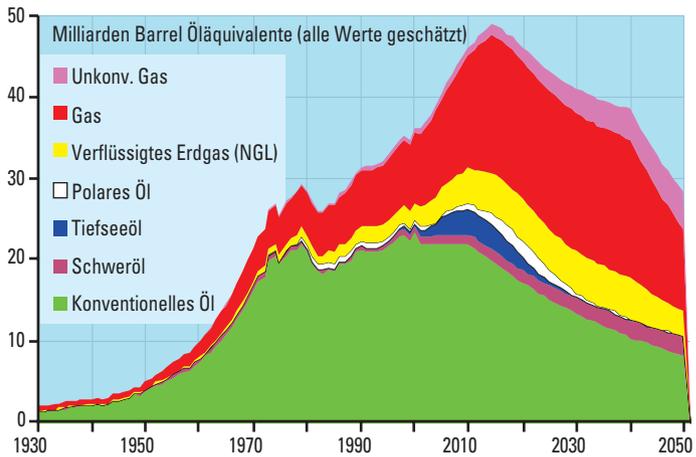
Ressourcenknappheit und Klimaschutz: Die beiden Perspektiven werden selten verknüpft analysiert. Eine Verknappung des Erdöls kann, muss aber nicht automatisch zu ökologischen Verbesserungen führen.

- Die zu erwartenden Preiserhöhungen werden die Rentabilität der Anstrengungen für vermehrte Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien verbessern.
- Der Boom der erneuerbaren Energien wird sich in jenen Ländern verstärken, die dafür bereits gute Rahmenbedingungen geschaffen haben.
- Gleichzeitig zeichnet sich aber auch ab, dass Länder wie die USA keineswegs den Nachhaltigkeitskriterien Priorität einräumen, sondern der Verknappung mit einer Öffnung von Naturreservaten, mit dem Bau von Hunderten neuer Kohle- (und vielleicht auch Atomkraftwerken) entgegenzutreten möchten.

Die langfristigen Folgen höherer Ölpreise sind deshalb noch nicht genau erkennbar und werden stark von der energiepolitischen Marschrichtung beeinflusst. Mit dem Kioto-Protokoll sind zwar internationale Massnahmen eingeleitet, um dem Wandel des Klimas zu begegnen. Aber die Durchsetzbarkeit des Protokolls ist nicht gesichert. Schon die offiziellen Zielsetzungen sind ungenügend: «...*the Kyoto-Protocol alone will be insufficient to stabilize Carbon-Dioxid-Levels in the atmosphere.*»⁸⁸ Soll die langfristig tragfähige CO₂-Konzentration nicht überschritten werden, müssen die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 weltweit mindestens halbiert und bis 2100 sogar um 70–80% gesenkt werden. Damit stellt sich vor allem die Frage, ob Länder wie die USA und China zur Kohle zurückkehren werden oder nicht.

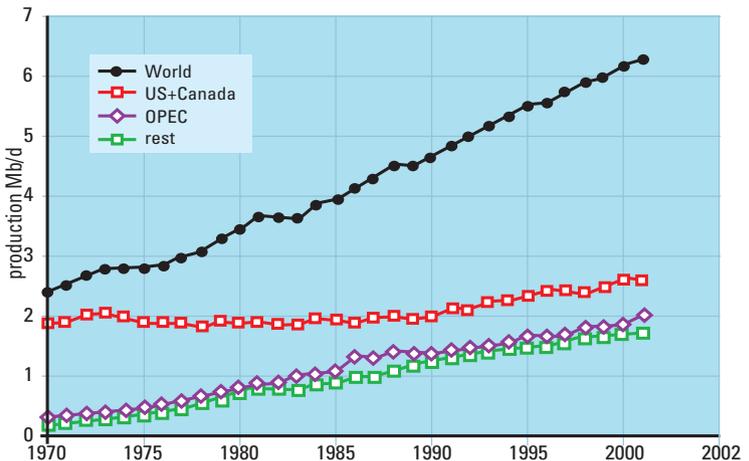
Gelingt es nicht, die Treibhausgase zu stabilisieren, werden sich die Lebensverhältnisse in vielen Ländern der Erde weiter destabilisieren. Trendanalysen sagen, dass bei einer Verdoppelung des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre in den nächsten 50 Jahren ein Grossteil der Gletscher verschwinden wird.⁸⁹ Dies zeitigt Folgen für die Naturgefahren, die Bevölkerungs- und Wirtschaftsstruktur, zum Beispiel in den Alpen und den flussanliegenden Talschaften, aber auch in Küstenländern.

**Produktion sämtlicher Kohlenwasserstoffe (ohne Kohle)
Base Case Szenario von Colin Campbell (ASPO)**



1.35 Entwicklung des technischen Verlaufs der Produktion von Kohlenwasserstoffen (Öl und Erdgas). Mit Rückgriff auf Erdgas kann der Anstieg des Verbrauchs an fossilen Ressourcen noch etwa bis zum Jahr 2015 anhalten. Der Verlauf kann auch bedeutend weniger steil ausfallen, wenn international koordinierte Massnahmen gegen den Ausstoss von Treibhausgasen ergriffen würden oder wenn hohe Preise (verursacht etwa durch ein neues Opec-Kartell, welches Gewinnmaximierung betreibt) vorzeitig einen Verbrauchsrückgang einleiten würden. Ab 2010 ist der Ölverbrauch, ab 2015 ist auch der Gasverbrauch gemäss Base Case Szenario rückläufig. Grafik Aspo/Campbell.⁹⁰

Produktion von Flüssiggas (LNG) weltweit in Millionen Barrel pro Tag



1.36 weltweite Produktion von Flüssiggas 1970–2000. Grafik Laherrère⁹¹/ Daten EIA/US-DOE

17. Versorgungssicherheit in Gefahr

Es gehört zu den fundamentalen Voraussetzungen für die Robustheit komplexer Systeme, dass sie über genügend Reservekapazitäten verfügen. Nur mit ausreichender Redundanz entsteht die Fähigkeit, mit Unvorhergesehenem umzugehen.

Die «just in time»-Ökonomie unregulierter Märkte verfolgt aber einen gegenläufigen Trend. Zugunsten der Rentabilität werden Sicherheiten preisgegeben, jegliche Redundanz des Systems eliminiert. Die ganze Aufmerksamkeit richtet sich auf kurze Fristen und rasche Rentabilität. Mit dieser Optik und ohne Rücksicht auf ökologische Verluste haben Ökonomen die Infrastruktur der Industrieländer ganz auf billige Energie ausgerichtet – im Verkehr, in der Landwirtschaft, beim Heizen.

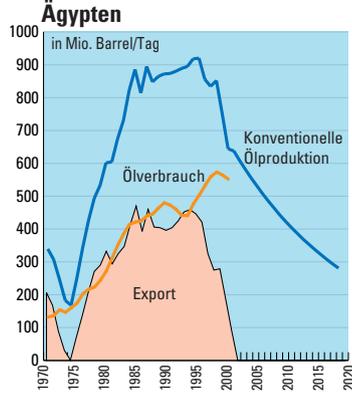
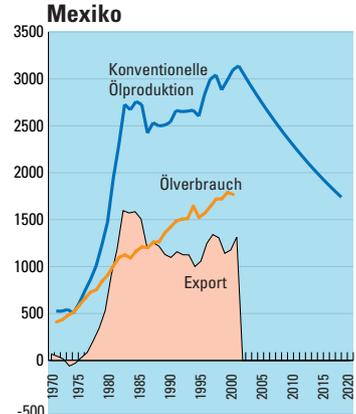
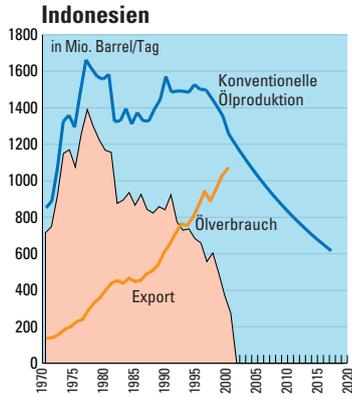
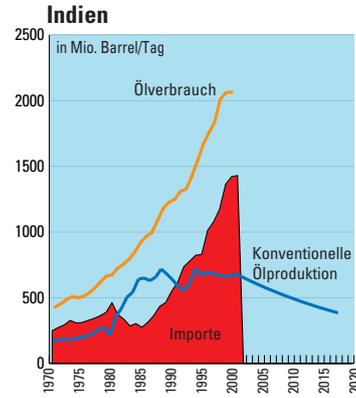
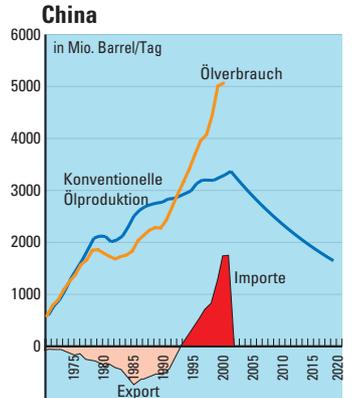
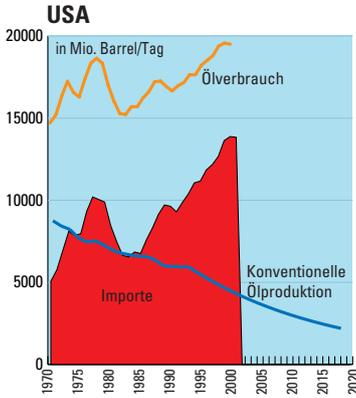
Öl war bisher der beste Energieträger, was Energieintensität, Lagerfähigkeit und Produktionskosten anbelangt. Doch die Umweltprobleme der fossilen Energieträger sind seit langem ein Problem. Und nun wird absehbar, dass auch die Sicherheit und die Ökonomie nicht mehr stimmt. Viele Ölkonsumenten werden in Zukunft von ihren Lieferanten zunehmend frustriert werden. Erdöl wird in den nächsten Jahren knapper, teurer, muss von immer weiter entfernten Gegenden importiert werden und verursacht immer mehr Umtriebe und Konflikte, Kriege eingeschlossen. Das Ölzeitalter neigt sich dem Ende zu, und wegen des hohen Verbrauchsniveaus wird sich das Ende viel rascher abspielen als der gemächliche Anfang!

Dem halten die Ökonomen mit neoliberaler Kurzsichtigkeit stets die gleichen Überlegungen entgegen:

- «Die nachgewiesenen Ölreserven sind heute 15mal grösser als 1948, und werden noch 230 Jahre reichen. Danach werden Ölschiefer und Teersande nochmals für 580 Jahre Energie liefern. Nur solange die Preise tief bleiben, wird dieses Öl im Boden bleiben», schreibt zum Beispiel vom J. Taylor vom Cato-Institute. «Entweder die Saudis brechen die Preisblase oder andere Nicht-Opec-Länder werden dies für sie tun.»

Phantastische Ressourcen in unbekanntem Ländern, riesige Tiefsee-Vorkommen und sagenhafte technische Innovationen gehören zum Märchen-Repertoire der Branche, die davon lebt, dass Nationen in suchtartiger Abhängigkeit von Öl und Gas haften bleiben. Doch die steilen Produktionsrückgänge in vielen älteren Fördergebieten widerlegen diesen zur Schau gestellten Optimismus. Der Eifer, mit welchem die USA die irakischen Ölfelder unter ihre Kontrolle bringen, ist ein deutliches Signal, dass die «Führungsspitze» der Ölindustrie sehr wohl weiss, dass die Vorräte knapp sind. Die Regierung Bush ist geradezu ein Konzentrat der Ölindustrie. Auch der Irak kann das Ölzeitalter nicht wesentlich verlängern, im Gegenteil. Hält die aktuelle Verschwendung noch einige Jahre länger an, wird der Produktionsrückgang umso steiler ausfallen.

Nur erneuerbare Energien und effizientere Energienutzung liefern jene «robusten» Erträge, auf welche die Fortsetzung des Industriezeitalters angewiesen ist. Erneuerbare Energien versiegen nicht, ihre Kosten sind ex ante berechenbar (keine Brennstoffpreis-Volatilitäten), sie kommen ohne oder mit nur wenig Emissionen aus und ihr Potential übersteigt den Energieverbrauch um ein Vielfaches. Die hohen Wachstumsraten der Solar- und der Windindustrie geben zur Hoffnung Anlass, dass man die bevorstehenden Krisen und Unfälle meistern kann.



Produktion und Verbrauch von Erdöl in USA, China, Indien, Indonesien, Mexiko und Ägypten. Die dargestellten Länder weisen alle eine erhebliche Eigenproduktion auf, die den einheimischen Bedarf allerdings immer weniger zu befriedigen vermag. Besonders stark ist der Verbrauchsanstieg in den neu industrialisierten Ländern wie China, Indien und Mexiko. Indonesien, Ägypten und Mexiko werden in einigen Jahren selber Erdöl importieren. Auch China und USA waren einst Ölexporteur. Eigene Grafik.⁹²

18. Retten Kriege den American Way of Life?

Seit US-Präsident George W. Bush an der Macht ist, scheint die US-Aussenpolitik vom Bestreben geleitet, billig und verlässlich an neues Öl zu kommen. Dafür wird vieles in Kauf genommen: Gewalt, Verletzung von Menschen- und Völkerrechten, Unterstützung von Diktaturen, Mord und Folter. Erdöl hat in der US-Innenpolitik lange Zeit eine sehr wichtige Rolle gespielt und erklärt die «fossile Fixierung» dieses Landes:

- George W. Bush begründete seine Karriere in der Ölindustrie; von ihr wurde sein Wahlkampf gesponsert.⁹³ Fast alle Berater stammen aus dem Energiegeschäft,⁹⁴ und in dieser Richtung werden Subventionen und kanalisiert,⁹⁵ während bei erneuerbaren Energien gekürzt wurde.⁹⁶
- Hauptziel der US-Ölfirmen ist es, die Herkunft des Öls möglichst stark zu diversifizieren.
- Eines der Prestigeprojekte der Regierung Bush war die Öffnung der Naturschutzgebiete in Alaska (ANWR), wo aber lediglich noch 2–3 Mrd. Barrel liegen⁹⁷, genug um den US-Ölverbrauch von sechs Monaten zu decken.⁹⁸
- Die US-Interessen im Irak sind so gesehen die konsequente Fortsetzung der US-Innenpolitik. Seit dem Jahr 2000 wurde dem Irak erlaubt, unlimitiert Öl zu exportieren, aber das Regime störte sich an der finanziellen Bevormundung und spielte mit der UNO und den USA rund um die Exporte Katz und Maus.⁹⁹
- Zwecks Diversifikation wurde verzweifelt versucht, neue Pipelines in Zentralasien – aber ausserhalb Russlands – zu erstellen, via Aserbeidschan/Georgien und Türkei sowie via Afghanistan/Pakistan. US-Truppen wurden in Kirgisien, Tadschikistan, Usbekistan, Turkmenistan, Kasachstan and Georgien stationiert.
- Auch in Westafrika werden neue Truppenstützpunkte zum Schutz der Ölfelder aufgebaut.

Nachdem sich die Hoffnung auf neue Vorräte am kaspischen Meer zerschlagen hat, ist es logisch, dass sich das Interesse des Bush-Regimes auf den Irak als zweitgrössten Reservehalter konzentriert.¹⁰⁰ Die Kosten eines Irak-Kriegs sind ökonomisch gesehen eine Subventionierung des fossilen Energiesektors.¹⁰¹ Laut Yale-Professor William Nordhaus kostet eine Invasion des Iraks 17–45 Mrd.\$, die anschliessende Besetzung zwischen 75 und 500 Mrd.\$, dazu 25 bis 100 Mrd.\$ für Wiederaufbau.¹⁰² Es ist deshalb falsch, von billigem Öl zu sprechen, aber die Kosten wird der Irak aus den Ölerlösen selber tragen müssen, wenn es nach den Vorstellungen der USA geht.¹⁰³

Es bleibt zweifelhaft, ob der Irak den USA wirklich zu billigerem Öl verhelfen wird:

- Mit 6–8 Millionen Barrel Öl pro Tag (statt wie bisher 2–2,5 Mbd) würde das Öl aus Irak das globale Ölangebot um 5–7 Prozent ausweiten.
- 5–7% mehr Öl entsprechen dem Verbrauchswachstum von 3–5 Jahren, dann pendelt sich die Marktsituation auf höherem Niveau wieder ein.
- Billiges Öl würde die teuren Explorationen nach Tiefseeöl im Atlantik und im Golf von Mexiko bremsen.
- Weder Russland noch die übrigen Opec-Länder würden einem Preiszerfall tatenlos zusehen, so lange Mengenbeschränkungen von 3–5% zu 50–100% höheren Erlösen führt.

Verlieren die arabischen Ölländer schrittweise ihre Souveränität, wächst die Gefahr einer islamistischen Radikalisierung mit Revolution und Bürgerkriegen, gefolgt von einem drastischen Rückgang der Exporte.¹⁰⁴ Ölpipelines sind vor Attentaten schwer zu schützen. Bei einem islamistischen Flächenbrand gegen die «Ungläubigen» würde Osama bin Laden seinem erklärten Ziel rasch näher kommen, den Ölpreis auf 144 \$ zu treiben. Die USA bewegen sich auf der Suche nach Öl in einem Weltmarkt. Sie konkurrieren dabei mit einer zunehmenden Zahl industrialisierter Länder. Es ist schwer vorstellbar, dass sich die USA einen geschützten Zugang zu billigem Erdöl verschaffen können, während die Mitbewerber aus Europa, China oder Japan höhere Weltmarktpreise bezahlen müssen. Die Eroberung des Iraks wird den American Way of Life nicht retten.