

DE =	EN =	PT =	VN =
Ölreserven 1/3			

Globales Ölfördermaximum

Das **globale Olfördermaximum** (engl. *peak oil*) ist das zeitliche Maximum der weltweiten Förderrate von Rohöl. Dem Konzept eines Olfördermaximums liegt die Annahme zugrunde, dass die Olförderung und -produktion bereits lange vor der endgültigen Erschöpfung der Ölreserven aufgrund von mehreren Faktoren ein historisches Maximum erreichen wird und die Produktion danach irreversibel abfällt. Es geht auf Arbeiten des Geologen Marion King Hubbert aus den 1950er Jahren zurück. Hubbert prognostizierte im Jahr 1974 das Maximum der konventionellen Förderung für 1995, in absoluten Zahlen hat er aber nur einen Bruchteil des tatsächlich geförderten beziehungsweise vorgefundenen Rohöls angenommen.

Anfang und Mitte der 2000er Jahre erhielt das Konzept durch eine Reihe von Veröffentlichungen und populärwissenschaftliche Bücher weltweite Aufmerksamkeit. Die damals weitverbreitete Annahme, eine Reduktion der weltweiten Verfügbarkeit von Öl stehe unmittelbar bevor, hat sich jedoch nicht bewahrheitet. Aktuelle Prognosen liegen zwischen 2020 und 2030. Der Zeitpunkt und die Höhe des Maximums wurde durch die Einbindung von bislang nicht-konventionellen Vorkommen wie Schieferöl, Olsand oder Tiefseevorkommen erneut verschoben. Im Gegensatz zum lokalen Olfördermaximum hat sich das Konzept nicht als taugliches Prognoseinstrument für die globale Ölförderung erwiesen, in der Ölwirtschaft selber wird es für nicht besonders aussagekräftig gehalten.

Ölreserven

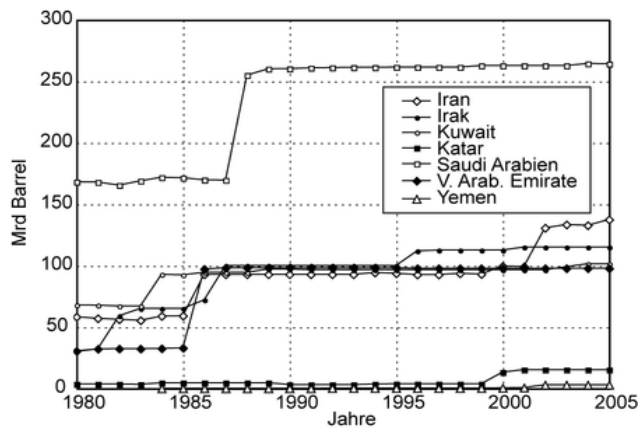


Abb. 5: Angegebene bewiesene Ölreserven einiger OPEC-Mitgliedsstaaten im Nahen Osten von 1980 bis 2005

Reservenangaben geben üblicherweise nicht die absolute Gesamtmenge des Öls im Boden an, sondern die Menge, die auch gefördert werden kann. Diese Menge hängt sowohl von den geologischen Voraussetzungen (Porosität und Permeabilität des Speichergesteins) ab als auch von der eingesetzten Fördertechnik und vom Ölpreis. Je höher der Ölpreis, desto teurere Technik lässt sich rentabel einsetzen. Die Grenze ist jedoch die energetische Kosten-Nutzen-Rechnung; sobald für die Olsuche, die Förderung und den Transport mehr Energie aufgewendet werden muss, als im geförderten Öl enthalten ist, wird diese Förderung als Energiequelle unrentabel („ERoEI“ Energy Return on Energy invested).

Der Anteil des förderbaren Öls an der Menge im Boden beträgt selbst beim Einsatz hochmoderner Technik nur etwa 35–45 % einer Lagerstätte. Die stärkste Auswirkung auf die Förderrate hat zum einen die Geologie (hoch permeable Lagerstätten ermöglichen hohe Förderraten), zum anderen der Einsatz der sogenannten Sekundär-Fördertechnik (zumeist das Einpumpen von Wasser unter das Ölfeld). Die maximale Ausbeutung eines Ölfeldes – also die Erhöhung des Anteils an förderbarem Öl – wird vor allem durch hochpräzises Anbohren auch der kleinen Taschen eines Ölfeldes erreicht. Bohrungen können heute horizontal erfolgen, mit einer Genauigkeit von wenigen Metern auch sehr schmale ölführende Schichten erreichen und so den Entölungsgrad steigern.

Interpretationsspielräume werden von den ölproduzierenden Staaten oft genutzt, um ihre Reserven zu manipulieren. So entschieden 1985 die OPEC-Förderländer, die länderspezifischen Förderraten an die jeweiligen Reserven zu koppeln; wer hohe Reserven aufweisen konnte, durfte mehr fördern und umgekehrt. Wie in Abb. 5 deutlich zu sehen ist, provozierte diese Entscheidung eine allgemeine künstliche Anhebung der Reserven der einzelnen Mitgliedsstaaten, da jeder Staat höhere Förderraten bei hohem Preis zugute haben wollte.

gezeichnet:	hpw	Datum:		eduction project	Ölreserven	translate/en_ds/p_ct/vn_ro	orign: internet, wiki
Aenderung:	an	Datum:	10.06.2015	WIAP KFKOK	Oil reserves	r1	datei_wi_8_f_57_j3_r1_Öel
Aenderung:	control 2	Data:		Safenwil Schweiz	spear 2	www.wiap.ch	idee_of / from HPW

Ölreserven 2/3

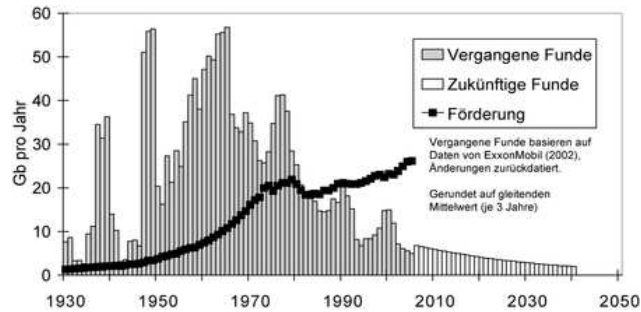


Abb. 6: Ölfunde von 1930 bis 2050 und Förderung bis 2006, Quelle: ASPO

Um weiterhin Erdöl zu fördern, müssen neue Ölquellen entdeckt werden. Abb. 6 zeigt die Ölfunde von 1930 bis 2050 nach Campbell unter Zuhilfenahme der Methode der „Rückdatierung von Ölfunden“, wobei die weißen Balken Schätzungen sind. Eingerechnet ist die jährliche Fördermenge. Man erkennt die großen Ölfunde Ende der 1940er Jahre im Persischen Golf und die großen Funde Anfang der 1980er Jahre in der Nordsee. Die meisten Lagerstätten wurden allerdings in den sechziger Jahren gefunden. Laut Campbell nehmen die Funde – von einigen Ausnahmen abgesehen – beständig ab; seit 2003 liegen sie sogar kontinuierlich unter den prognostizierten Werten. Seiner Studie zufolge wird seit Anfang der 1980er Jahre mehr Öl gefördert als neues gefunden.

Branchenexperten zufolge ermöglicht ein gestiegener Ölpreis, auch bisher nicht intensiv untersuchte Gebiete (zum Beispiel Sibirien) zu erkunden und unkonventionelle, bislang wirtschaftlich nicht lohnende Lagerstätten auszubeuten. Dazu gehören Ölsande, hier vor allem die großen Vorkommen in Alberta in Kanada, Ölschiefer, Tiefseebohrungen, Sibirien- oder Alaska-Exploration, Bitumen etc. Leonardo Maugeri, ein Angestellter des italienischen Ölkonzerns Eni, sah bereits 2004 einen erheblichen Investitionsstau, da in vielen Ölländern und der Ölindustrie die Erfahrungen mit dem Preisverfall durch Überkapazitäten aus den 1980er Jahren noch nachwirkten.

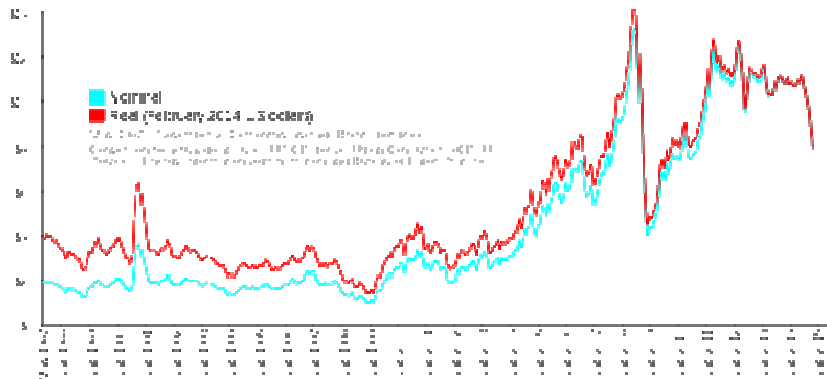


Abb. 9: Preisentwicklung der Ölsorte Brent zwischen Mai 1987 und November 2014 in US-Dollar (nominal und real)

Die weltweite Nachfrage nach Öl schwankt mit der Konjunktur. Kurzfristige Preisschwankungen bei Öl sind eng mit sicherheits- und regionalpolitischen Entwicklungen und Befürchtungen verbunden. Preisschwankungen alleine sind also kein Hinweis auf akute Verknappung. Ein deutlicher Effekt zeigte sich allerdings in der Zusammenschau von Preisen und Fördermengen: Während bis 2004 die oft spekulativen Preisschwankungen kurzfristig zu deutlichen Anpassungen der Fördermenge führten, reagiert seither das Angebot deutlich schwächer. Die sprunghaft verminderte Preiselastizität deutet darauf hin, dass die großen Produzenten der OPEC nun am Fördermaximum operieren.

gezeichnet:	hpw	Datum:		education project	Ölreserven	translate/en_ds/p_ct/vn_ro	origin: internet, wiki
Aenderung:	an	Datum:	10.06.2015	WIAP KFKOK	Oil reserves	r1	datei_wi_8_f_57_j3_r1_Öel
Aenderung:	control 2	Data:		Safenwil Schweiz	spear 2	www.wiap.ch	idee_of / from HPW

DE =	EN =	PT =	VN =				
Ölreserven 3/3							
<p>Vorgeschlagene Vorsorgemaßnahmen nach Ländern</p> <p>Deutschland</p> <p>Die deutsche Bundesregierung sieht keine Gefahr einer Energiekrise aufgrund einer Verringerung der Ölförderung. Deswegen sind auch keine Maßnahmen geplant, einem solchen Ereignis zu begegnen.</p> <p>Schweden</p> <p>Das Risiko eines Rückgangs der Olförderung trug in Schweden zur Ankündigung bei, das Land bis 2020 unabhängig von Erdöl und fossilen Rohstoffen zu machen, welche 2005 von der seinerzeit aus den schwedischen Grünen und der Linkspartei gebildeten Regierung veröffentlicht wurde (Schwedischer Ölausstieg). Die Empfehlungen des zu diesem Ziel gebildeten Expertenkomitees fanden international Beachtung. Eine Umsetzung ist nicht erfolgt.</p> <p>USA</p> <p>Eine entsprechende Umsetzung von Maßnahmen fand bisher nicht statt, die USA sind seit 2012 entgegen Hirschs und auch Hubberts Voraussagen aufgrund neuer Techniken (vgl. Hydraulic Fracturing) auf dem Wege, wieder zum weltweit führenden Ölproduzenten zu werden.</p>							
gezeichnet:	hpw	Datum:		education project	Ölreserven	translate/en_ds/p_ct/vn_ro	origin: internet, wiki
Aenderung:	an	Datum:	10.06.2015	WIAP KFKOK	Oil reserves	r1	datei_wi_8_f_57_j3_r1_Öel
Aenderung:	control 2	Data:		Safenwil Schweiz	spear 2	www.wiap.ch	idee of / from HPW