

Mohnfeld, Jochen

Article — Digitized Version

## Die Entwicklung der Weltölmärkte

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Mohnfeld, Jochen (1981) : Die Entwicklung der Weltölmärkte, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Verlag Weltarchiv, Hamburg, Vol. 61, Iss. 7, pp. 330-334

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/135577>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

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

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

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

**Terms of use:**

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

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

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

# Die Entwicklung der Weltölmärkte

Jochen Mohnfeld, Paris

**Die Preiskonferenz der OPEC in Genf am 25./26. Mai 1981 hat zu keiner Einigung in dem Streit um die Listenpreise geführt. Als Folge der Patt-Situation dürfte das auf Mäßigung bei den Preisen bedachte Saudi-Arabien auf absehbare Zeit nicht bereit sein, sein hohes Produktionsvolumen, mit dem es einen Preisdruck ausübt, wesentlich zurückzunehmen. Welche kurz- und mittelfristigen Perspektiven für die Weltölmarktentwicklung ergeben sich aus dieser Situation?**

Als Folge des Mangels an Einigung konnte die OPEC-Konferenz nur beschließen, die Preise unverändert zu lassen. An Preissteigerungen war wegen des bestehenden Öl-Überangebots ohnehin nicht zu denken. Saudi-Arabien hatte vergeblich versucht, die Länder mit den höchsten Preisen (Libyen, Algerien, Nigeria mit jeweils 40-41 \$ pro Barrel<sup>1</sup> – Preisliste in Tab. 1) zu einer Preissenkung um 2 \$/b zu bewegen, und wäre im Gegenzug bereit gewesen, seinen Preis um 2 \$/b (von 32 \$ auf 34 \$ für Saudi Arabian Light) zu erhöhen.

Die Hochpreisländer, aber auch mehrere andere OPEC-Länder, die ihren Preis relativ lose an einem hypothetischen Referenzpreis von 36 \$/b ausrichten, hatten von Saudi-Arabien eine Produktionsdrosselung verlangt, damit der Preisdruck gemildert würde. Solange die OPEC-Preisstruktur sich aber noch nicht in ökonomisch begründbarer Weise an einem einheitlichen Referenzpreis orientiert, entspricht eine preiserhöhende Produktionskürzung nicht den wirtschaftlichen Interessen der Förderländer mit einer langen Reichdauer der Reserven. Saudi-Arabien und einige andere Förderländer mit großen Reserven sind an einer langfristigen Maximierung der Öleinkünfte interessiert, während die Länder mit relativ geringen Reserven ihren Gewinn kurzfristig maximieren wollen. Diese wirtschaftliche Interessengruppierung ist in der Praxis jedoch mit anderen, meist politischen Interessen vermischt, so daß allein Saudi-Arabien auf der letzten Preiskonferenz für eine Reduzierung der Spitzenpreise focht. Der angebotene Kompromiß hätte ohnehin nur einen ersten Schritt zu einer rationalen Preisstruktur bedeutet. Wenn man die Spotmarkterlöse für Produkte zugrunde legt, ergeben sich für leichte, schwefelarme Öle aus Nordafrika im Vergleich zu Saudi-Arabien Qualitäts- und Transportkostenunterschiede von im Durchschnitt 2,50 \$/b und

maximal 3,50 \$/b, während die Listenpreise 8-9 \$/b auseinanderklaffen.

Da Saudi-Arabien sich zu einer Produktionskürzung nicht bereit fand, unternahmen die übrigen OPEC-Länder den vergeblichen Versuch, das Angebot durch Produktionsenkungen künstlich zu verknappen. Ausgenommen von diesem Beschluß waren Iran und Irak, da ihre Förderung ohnehin durch ihren Krieg stark beeinträchtigt ist. Der Beschluß blieb jedoch völlig wirkungslos, da ein derzeit gar nicht erreichtes Volumen als Basis für die Berechnung der Förderkürzung zugrunde gelegt wurde. Die theoretisch errechneten Kürzungen von etwa 1,2 mbd stellten in den meisten Fällen nichts weiter als eine nachträgliche Begründung für bereits vom Markt erzwungene Produktionsverminderungen dar.

Die Angebotssituation am Weltölmarkt wird weiterhin von dem hohen Produktionsvolumen Saudi-Arabiens dominiert. Es betrug im Juni rund 10,3 mbd<sup>2</sup>; Meldungen, wonach die Förderung Anfang Juli leicht (um 0,45 mbd) gesenkt werden sollte, haben sich nicht bestätigt. Das gegenwärtige Niveau hat inzwischen 43 % der gesamten OPEC-Förderung erreicht, verglichen mit 28 % im Jahre 1978 (vgl. Tab. 2). Die Förderung einer Reihe anderer Länder wird dagegen unter das gewünschte Niveau gedrückt, weil sich die allgemeine Schwäche der Nachfrage natürlich auf die Förderländer mit den höchsten Preisen konzentriert. Davon sind insbesondere Nigeria, Libyen und Algerien mit mindestens 1 mbd betroffen, aber auch Mexiko und eine größere Zahl kleinerer Produzenten fallen mit weiteren 0,5-1,0 mbd darunter.

Der Produktionsüberschuß, von dem heute häufig gesprochen wird, ist in erster Linie ein Überschuß von Produktionspotential, das unfreiwillig nicht genutzt wird, teilweise aber auch ein ungewollter Lageraufbau auf der Nachfrageseite. Der derzeitige Lageraufbau

*Dr. Jochen Mohnfeld, 39, ist Mitarbeiter der Internationalen Energie-Agentur bei der OECD in Paris. Er ist für Ölmarktfragen zuständig.*

<sup>1</sup> 1 Barrel (Faß) = 159 Liter; im folgenden abgekürzt mit b oder bbl; 1 Million barrels per day (mbd) entsprechen etwa 50 Mill. t pro Jahr.

<sup>2</sup> Einschl. 0,3 mbd NGLs – Natural Gas Liquids (flüssige Naturgase).

von weltweit ca. 2 mbd (vgl. die Quartalswerte in Tab. 2) ist für diese Saison an sich nicht unüblich. Viele Ölgesellschaften, die bei der Vermarktung der Produkte Verluste erleiden, möchten aber die Läger wegen der Kostenbelastung lieber ab- als aufbauen. Sie sehen sich wegen laufender Vertragsverpflichtungen oder auch aus Angst, längerfristige Lieferbeziehungen zu stören, häufig nicht in der Lage, ihre Abnahme in dem gewünschten Umfang zu reduzieren.

Derzeit ergeben sich noch keine Anzeichen für eine Belebung der Ölnachfrage in den Industrieländern. Die Nachfrage in den 21 IEA-Ländern<sup>3</sup> liegt 1981 nach vorläufigen Schätzungen um 5,7 % unter dem entsprechenden Vorjahresergebnis, das seinerseits um 8 % unter dem Wert von 1979 lag. Im Vergleich zum 1. Quartal 1981 beträgt der Rückgang im 2. Quartal etwa 11 %. Der derzeitige Nachfragerückgang ist also nicht nur saisonal bedingt, sondern auch auf konjunkturelle Faktoren und strukturelle Änderungen zurückzuführen. In welchem Umfang der nicht saisonbedingte Nachfragerückgang konjunkturellen oder strukturellen Ursachen zuzurechnen ist, läßt sich nur in groben Umrissen abschätzen. Sicher sind nicht nur allein konjunkturelle Faktoren ausschlaggebend gewesen, obwohl sie insbesondere wegen der Unterbeschäftigung in den energieintensiven Industriezweigen dazu beigetragen haben. Da andererseits das reale BSP der Industrieländer im 1. Halbjahr immer noch um schätzungsweise 1,6 % gewachsen ist<sup>4</sup>, muß ein wesentlicher Teil des Ölnachfragerückgangs auf Verbrauchsumstellungen zurückgeführt werden, die durch die stark gestiegenen Ölpreise ausgelöst wurden.

Nach der ergebnislosen OPEC-Konferenz sind die Preise an den Weltölmärkten wegen des unvermindert bestehenden Angebotsüberhangs weiter gesunken. Die Preisschwäche wird am deutlichsten auf dem Markt für frei verfügbare Spotmengen sichtbar. Dort schlägt sich die Nachfrageschwäche schon seit Anfang des Jahres in sinkenden Preisen nieder. Zum ersten Mal seit Ende 1978 fiel der Spotpreis für Arabian Light Mitte Juni auf den offiziellen Listenpreis von 32 \$/b zurück, und für einzelne Partien wurde inzwischen noch weniger gezahlt (vgl. Abb. 1). Ob damit eine Auffanglinie für die Spotmarktpreise erreicht worden ist, ist noch nicht sicher. Eine nachhaltige Unterschreitung der 32 \$-Marke erscheint aber unwahrscheinlich, da Saudi-Arabien es selbst in der Hand hat, seinen Listenpreis zu stützen. Für die übrigen Produzentenländer ist durch die weite-

ren Preisrückgänge auf den Spotmärkten der Abstand zu den Listenpreisen weiter gewachsen (vgl. Abb. 1). (Diese Lücke beträgt für leichte, schwefelarme afrikanische Öle (Stand: Ende Juni) 6-7 \$/b, für leichte Golföle 4,30-5,20 \$/b und für schwere, schwefelreiche Sorten 6,25-7 \$/b.)

Diese großen Diskrepanzen üben einen starken Druck auf die Vertragspreise aus, da die Ölgesellschaften unter dem Zwang von Verlusten bei der Verarbei-

**Tabelle 1**  
**Entwicklung der Rohölpreise**

Stand: Ende Juni 1981

Rohölsorte	Spez. Dichte in Grad	Produktion in Mbd	\$ /Barrel	
			Ende 1978	2Q81
<b>OPEC</b>				
Arabian Lt.	34°	6,67	12,70	32,00 <sup>1</sup>
Arabian Med.	31°	0,92	12,32	31,45 <sup>1</sup>
Arabian Hv.	27°	2,67	12,02	31,00 <sup>1</sup>
Iranian Lt.	34°	0,67	12,81	37,00
Iranian Hv.	31°	0,68	12,49	36,00
Abu Dhabi M&Z	39°	1,55	13,26	36,56
Iraq Basrah	35°	0,50	12,60	35,96
Iraq Kirkuk	36°	0,50	12,82	36,18 <sup>2</sup>
Kuwait	31°	1,26	12,22	35,50
Libyen	40°	1,45	13,85	41,00
Algerien	44°	0,80	14,10	40,00 <sup>3</sup>
Nigeria	34°	1,30	14,10	40,00
Venezuelan Lt.	34°	0,83	13,99	38,06
Venezuelan Med.	26°	0,78	12,72	32,88
Venezuelan Hv.	17°	0,51	11,38	27,95
Indonesien	34°	1,58	13,55	35,00
Oatar	40°	0,45	13,19	37,42
Gesamte Produktion		23,12		
durchschn. GSP <sup>6</sup>			12,93	34,84
Spot-Verkäufe		0,7		37,75
Prämien/Rabatte <sup>5</sup>		2,0-3,0		38,10
Durchschn. OPEC-Preis (GSP, Spot, Prämien/Rabatte)				35,45
%-Anstieg GSP <sup>6</sup> gegenüber Ende 1978				169,5
gegenüber Ende 31. Dezember 1979				33,4
gegenüber Ende Ende 4. Q. 1980				8,8
				7,9
<b>NICHT-OPEC</b>				
Mexiko <sup>4</sup>	32°	2,35	13,10	38,50
Nordsee	36°	2,10	14,00	39,25
Durchschnittlicher Preis für international gehandeltes Öl (OPEC und NICHT-OPEC)				35,98
				34,16

<sup>1</sup>Rückwirkend zum 1. November 1980.

<sup>2</sup>37,29 \$ für Kirkuk Blend fob Mittelmeer; gegenwärtig nur Exporte von Kirkuk 36° fob Mittelmeer zu 37,50\$, Pipeline-Gebühr jedoch reduziert um 0,57 \$/b ab 1. 6.

<sup>3</sup>Ein Zuschlag für vorzunehmende Exploration von 3 \$/b bestand für einige Zeit in 1980 und wurde Anfang 1981 auf niedrigerem Niveau (1,50 \$/b) wieder eingeführt; Zuschlag wird möglicherweise weiterhin erhoben.

<sup>4</sup>Preis für Isthmus; Preise für alle Rohöle ab Mitte Juni um 4 \$/b reduziert.

<sup>5</sup>Durchschnittsgröße für Mengen mit Rabatten (geschätzt) und die wenigen noch verbleibenden Verträge mit Zuschlägen.

<sup>6</sup>GSP (Government Selling Price): Offizieller Listenpreis.

<sup>3</sup> Fast alle westlichen (in der OECD zusammengeschlossenen) Industrieländer ohne Frankreich, Finnland, Island.

<sup>4</sup> Gegenüber dem 1. Halbjahr 1980; die vom OECD-Sekretariat im Jahresdurchschnitt erwartete Wachstumsrate beträgt 1,2 %.

tung der überteuerten Rohöle drohen, die Abnahme zu vermindern oder einzustellen. Folgende Preisvermindierungen sind bisher festzustellen:

- Zunächst wurden seit Beginn dieses Jahres die offiziellen und inoffiziellen Aufschläge auf die Listenpreise eliminiert. Wurden im Januar noch Aufschläge von durchschnittlich 3,30 \$/b auf rund 4 mbd erhoben, so sind diese heute praktisch verschwunden.
- Einige kleinere Produzentenländer, die gewöhnlich flexibler auf die Marktlage reagieren, haben schon seit dem frühen Frühjahr ihre Preise in kleineren oder größeren Schritten zurückgenommen.

□ Die vorläufig bedeutsamste Zurücknahme der offiziellen Listenpreise haben Mexiko<sup>5</sup> und Großbritannien<sup>6</sup> Mitte Juni durch Abschläge von 4 \$ bzw. 4,25 \$/b vorgenommen (vgl. Tab. 1).

□ Die letzte Front schließlich, an der die Ölkäufer gegen unrealistische Preise angehen, sind die OPEC-Listenpreise. Bisher fand sich noch kein OPEC-Land mit Ausnahme des kleinsten Produzenten Ecuador zu einer offiziellen Ermäßigung bereit. Dabei dürfte die Frage der Gesichtswahrung gegenüber der saudischen Position sicherlich eine wichtige Rolle spielen. Es mehrten sich aber die Anzeichen, daß mehrere OPEC-Länder zu Preissenkungen unter der Hand durch Rabatte oder Verlängerung der Zahlungsziele bereit sind. In einer Reihe von Förderländern sind die Preise für das 3. Quartal im Rahmen laufender Lieferverträge neu zu verhandeln, und es würde nicht überraschen, wenn sich die Verhandlungsposition der Käufer in breiterem Umfang als bisher zumindest bei den inoffiziellen Konditionen durchsetzen könnte.

**Tabelle 2**  
**Weltölangebot und -nachfrage<sup>1</sup>**  
(mbd)

	1979	1980	1981				Jahr
	Jahr	Jahr vorläufig	Q1	Q2	Q3	Q4	
<b>1. Weltölnachfrage (Mbd)<sup>2</sup></b>							
IEA (ohne Verarbeitungsgewinne)	38,3	35,4	35,8	31,5	32,0	35,0	33,6
Übrige OECD andere (einschl. OPEC) <sup>3</sup>	2,8	2,6	2,4	2,1	2,2	2,3	2,3
Verarbeitungsgewinne	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Welt (einschl. Verarbeitungsgew., ohne Staatshandelsländer)	51,8	49,4	49,3	44,6	45,3	48,6	47,0
<b>2. Nicht-OPEC Öl-Angebot<sup>4</sup></b>							
IEA/OECD Entwicklungsländer	14,4	14,9	15,2	14,8	14,7	14,7	14,8
Nettoexporte der Staatshandelsländer	5,2	5,6	6,2	6,3	6,3	6,3	6,3
Verarbeitungsgewinne	1,1	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Summe	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Summe	21,2	22,1	22,8	22,5	22,4	22,4	22,5
<b>3. Zusätzlicher Bedarf</b>	30,6	27,3	26,5	22,1	22,9	26,2	24,5
<b>OPEC Produktion<sup>4</sup></b>							
Saudi-Arabien	9,5	10,0	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3
Iran	3,1	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,4
Irak	3,4	2,7	0,7	1,0	1,0	1,0	0,9
Kuwait	2,3	1,5	1,5	1,1	1,1	1,2	1,2
Andere <sup>5</sup>	13,3	11,9	11,7	10,5	10,1	10,4	10,7
Summe	31,6	27,6	25,6	24,2	23,8	24,2	24,5
<b>4. Saldo der Vorratsveränderungen (Restgröße)</b>	+1,0	+0,3	-0,9	+2,1	+0,9	-2,0	0,0

<sup>1</sup>Vorgesehener Stand Ende Juni 1981. Kleine Differenzen in den Summen sind durch Runden bedingt. Für die Schätzungen wurde von einem Wirtschaftswachstum der IEA-Länder um 1,2% im Jahre 1981 ausgegangen.

<sup>2</sup>Einschl. Bunker.

<sup>3</sup>Die Schätzungen für 1981 sind etwas niedriger als für 1980, um einem möglicherweise geringeren Verbrauch im Iran und Irak Rechnung zu tragen.

<sup>4</sup>Einschl. NGL (Natural Gas Liquids).

<sup>5</sup>Einschließlich der Neutralen Zone.

Auch ohne offizielle Preissenkungen hat sich der durchschnittliche OPEC-Preis durch das wachsende Gewicht des relativ preiswerten saudischen Öls seit Mitte des 1. Quartals bis heute von 34,84 \$ auf 34,56 \$/b ermäßigt. Da die Spotmarktpreise gleichzeitig rasch (um 5-6 \$) sanken, die Prämien abgebaut und sogar vereinzelt verdeckte Rabatte gewährt wurden, ermäßigte sich der durchschnittliche OPEC-Preis um mehr als 1 \$/b (vgl. Tab. 1). Dennoch reduzierte dieser Preisrückgang den gewaltigen Anstieg seit Anfang 1979 um fast 170 % lediglich um 2,2 %. Der Durchschnittspreis für am Weltmarkt gehandeltes Öl unter Einschluß der Nicht-OPEC-Produzenten fiel noch etwas rascher, von fast 36 \$ auf 34,16 \$/b (- 5 %).

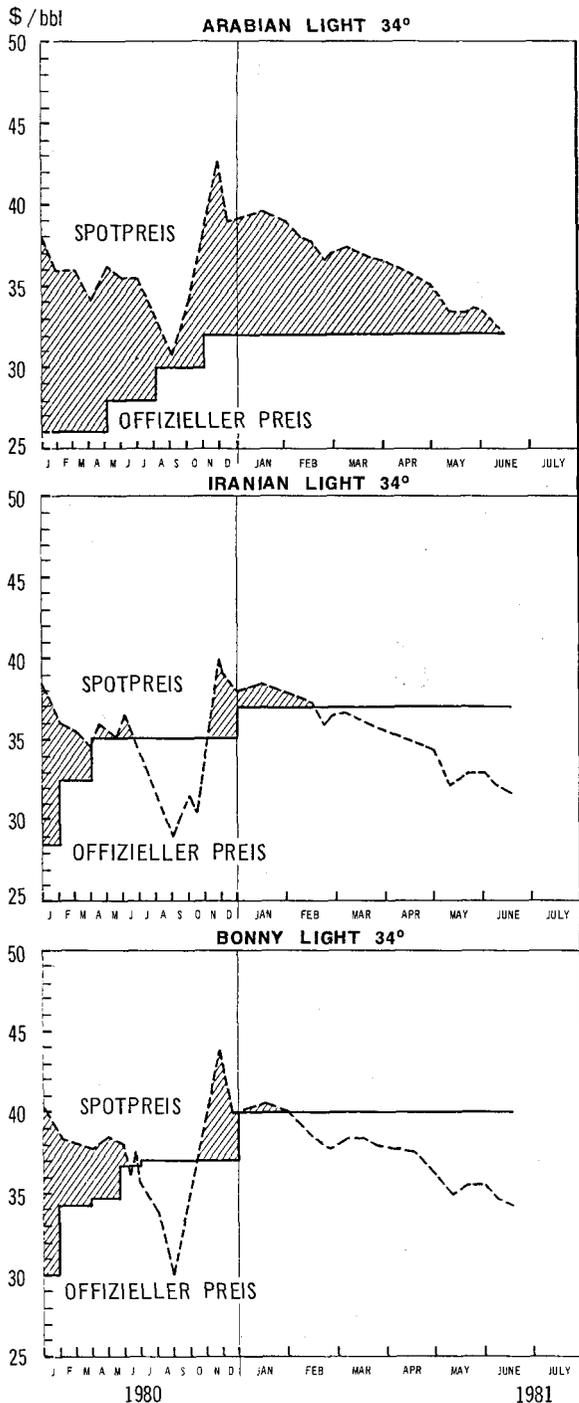
In Abb. 2 wird die Entwicklung des gewichteten OPEC-Durchschnittspreises mit dem Listenpreis und dem Spotpreis für Arabian Light verglichen. Trotz aller Bemühungen hat Saudi-Arabien den Preisabstand zu den übrigen Ländern bisher nicht verringern können. Nach 2 1/2 Jahren turbulenter Marktentwicklung entspricht der Spotpreis für Arabian Light aber erstmals wieder dem offiziellen Preis. Man erkennt, daß die jetzige Konsolidierungsphase bereits weiter fortgeschritten ist als die Marktentspannung im September 1980, die

<sup>5</sup> Die mexikanische Regierung kündigte allerdings einige Tage nach dieser Senkung ihre Absicht an, mit den Ölgesellschaften um eine Wiedererhöhung zu verhandeln.

<sup>6</sup> Die Preise werden nicht von der Regierung, sondern der staatlichen Ölgesellschaft BNOG festgelegt, wobei vertragsgemäß die Marktlage zu berücksichtigen ist. Ende Juni hat auch Norwegen mit Preissenkungen von 10 % (rd. 4 \$) nachgezogen.

dann durch den Ausbruch des Krieges zwischen Iran und Irak unterbrochen wurde. Abb. 2 enthält auch eine Kurve für die Entwicklung der Produkterlöse, die aus 1 Barrel Arabian Light auf dem Rotterdamer Spotmarkt erzielt wurden. Der Durchschnittserlös liegt mit 32 \$/b nur rund 1,50 \$/b über dem Tiefpunkt von Ende Sep-

**Abbildung 1**  
**Offizielle und Spotpreise 1980-1981**



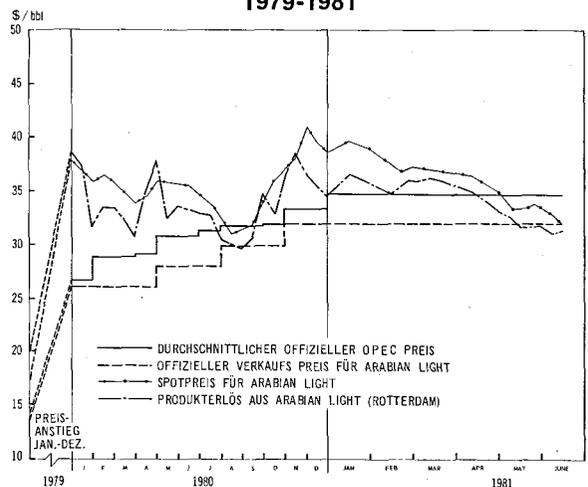
tember 1980. Die Entwicklung der einzelnen Produkte ist allerdings recht unterschiedlich verlaufen. Benzin und als Folge davon andere leichte Produkte notieren durch die sommerliche Nachfragespitze fester, während schwere Heizöle weiter nach unten tendieren. Hinzu kommt, daß der Raffineriedurchsatz (zum Teil durch Stilllegungen) wegen der schwachen Heizölnachfrage so weit heruntergefahren wurde, daß leichte Produkte auf dem Spotmarkt zugekauft werden müssen und dies die Preise stabilisiert.

Die an den Spotrohölpreisen orientierten Spotproduktenpreise üben einen erheblichen Preisdruck auf die inländischen Raffineriepreise in den Märkten mit freier Preisbildung aus. Da ein wesentlicher Teil des Raffineriedurchsatzes auf Rohöllieferungen zu den deutlich höheren Listenpreisen beruht, ist die Ölindustrie weltweit unter starken Gewinndruck geraten und erleidet in den Ländern mit (relativ) freier Preisbildung Rekordverluste.

Eine Fortsetzung der für die Ölverbraucher günstigen Versorgungslage läßt sich unschwer voraussagen, solange Saudi-Arabien an seinem hohen Produktionsniveau festhält. Mit einer deutlichen Förderrücknahme ist solange nicht zu rechnen, wie das Ziel einer Rationalisierung der OPEC-Preisstruktur noch nicht erreicht ist. Eine solche Entwicklung setzt allerdings die Dominanz ökonomischer Faktoren bei der Entscheidungsfindung voraus. Dies ist angesichts der latenten politischen Unruhe im Nahen Osten aber keineswegs selbstverständlich.

In Tab. 2 wird der Versuch unternommen, die gegenwärtig absehbare Entwicklung bis zum Jahresende in Zahlen einzufangen, ohne dabei das politische Störpo-

**Abbildung 2**  
**Durchschnitts-Preise für Rohöl und Produkte 1979-1981**



tential zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Förderhöhe einzelner OPEC-Länder hat der Versuch eher Szenario-Charakter. Die von dem Nachfragerückgang unfreiwillig betroffenen Förderländer warten nur darauf, daß Saudi-Arabien seine Förderung zurücknimmt, um selbst wie in einem kommunizierenden System die Lücke ausfüllen zu können.

Unter der Voraussetzung einer störungsfreien Entwicklung ist angesichts der innerhalb und außerhalb der OPEC unfreiwillig stillgelegten Kapazitäten von 2-3 mbd und der Möglichkeit einer Reaktivierung des kriegsbedingt stillgelegten Potentials im Iran und Irak von zusammen 3,5 -4 mbd nicht nur auf kurze, sondern auch auf mittlere Frist eine Ölverknappung nicht zu erwarten.

Der im 1. und 2. Quartal sichtbare Rückgang des Ölverbrauches dürfte sich nach heutiger Einschätzung im Jahresverlauf fortsetzen. Der Verbrauch der IEA-Länder könnte im Jahre 1981 um etwa 5 % oder 1,8 mbd unter dem Vorjahreswert liegen, nachdem er bereits 1980 um fast 8 % gesunken war (vgl. Tab. 2). Dabei wird für 1981 eine reale Zunahme des BSP um 1,2 % unterstellt<sup>7</sup>.

Eine zusätzliche Unsicherheit bei dieser Schätzung ergibt sich aus der Möglichkeit, daß die wirksame Nachfrage durch einen gewissen Lagerabbau oder zumindest einen saisonal zu niedrigen Aufbau vermindert wird. Es liegen widersprüchliche Indizien vor. Das Vorratsmeldesystem der IEA, das die Planungen für die nächsten drei Monate enthält, zeigt noch einen, wenn auch relativ schwachen saisonalen Aufbau im 2. und 3. Quartal, während Vertreter der Ölindustrie bekunden, die Lager nicht weiter aufbauen, sondern wenn möglich sogar reduzieren zu wollen, um damit der fallenden Nachfrage und den hohen Lagerhaltungskosten Rechnung zu tragen. Obwohl eine leichte Verringerung der von der Ölindustrie eingelagerten Rohöle und Produkte zu erwarten ist (455 Mill. t am 1. Oktober 1981 gegenüber 465 Mill. t am 1. Oktober 1980), wird die Deckung des Verbrauchs im jeweils nächsten Quartal (ausgedrückt in Verbrauchstagen) noch leicht von 95 auf 96 Tage ansteigen.

Der Prozeß der relativen Entkoppelung der westlichen Volkswirtschaften vom Öl könnte nicht nur kurzfristig, sondern auch noch mittelfristig anhalten. Auch 1982 könnte nach heutiger Einschätzung der Ölverbrauch in den Industrieländern noch stagnieren, wobei eine gewisse Beschleunigung des Wirtschaftswach-

tums auf 2,2 % im Jahresdurchschnitt<sup>8</sup> schon in Rechnung gestellt wird. Da die Ölpreise jedoch zumindest im 2. Halbjahr 1981 in den meisten Industrieländern real sinken dürften (soweit ein Sinken der nominellen Dollarpreise nicht durch Währungsabwertungen zunichte gemacht wird) und auch für 1982 gute Aussichten auf eine Fortsetzung dieses Trends bestehen, ist eine baldige Verlangsamung des Umstellungsprozesses zumindest nicht auszuschließen. Dies wird entscheidend von den mittel- und längerfristigen Preiserwartungen abhängen. Für die meisten europäischen Länder besteht aber vorerst noch das Problem, den durch ihre Währungsabwertungen gegenüber dem Dollar bedingten *zusätzlichen* Preisauftrieb zu verdauen (z. B. für die Bundesrepublik im 1. Halbjahr 1981 von +21 %).

Zunächst scheint der Ölpreisschock von 1979/80 bei vielen Verbrauchern eine Toleranzschwelle überschritten zu haben, die zu größeren Einsparungen als nach den Preiserhöhungen von 1973/74 geführt hat. In Tab. 3 werden die Ölverbrauchs- und Ölimportentwicklung nach den beiden Ölpreisschocks verglichen. Die wesentlich stärkere Reaktion von 1979 bis 1981 beruht auf dem wesentlich größeren *absoluten* Ausmaß der Steigerungen (nomineller<sup>9</sup> Rohölpreis 1973/74 plus 7,50 \$/b, 1979/80 dagegen plus 20 \$/b), zum zweiten auf der seit 1973 geweckten Einstellung, längerfristig weitere Ölpreissteigerungen erwarten zu müssen, und zuletzt wohl auch einfach auf einer Beschleunigung bereits in Gang befindlicher Investitionen. Die Frage ist nur, wie lange diese positive Entwicklung sich fortsetzen wird.

**Tabelle 3**  
**Wirkungen des 1. und 2. Ölpreisschocks**  
**auf Verbrauch und Nettoimporte der IEA-Länder**  
(mbd)

	Ölverbrauch	Nettoimporte	Reales BSP
1973	37,0	24,0	
1975	34,1	21,0	
1973/75	-2,9	-2,2	+0,1%
1979	38,3	24,5	
1981	33,6	18,6	
1979/81	-4,7	-5,9	+2,1%

Da die kurzfristige Risikobehaftung der Ölversorgung aus dem Nahen Osten unvermindert weiter besteht und auch der langfristige Strukturwandel in Energieerzeugung und -verbrauch noch keineswegs gesichert ist, läßt sich die gegenwärtige Situation am besten als „Entspannung ohne Sicherheit“ kennzeichnen<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Wegen der niedrigen Basis betrug die prozentuale Steigerung 1973/74 rund 400 %; 1979/80 dagegen „nur“ 170 %.

<sup>10</sup> Formulierung des Bundeswirtschaftsministers Graf Lambsdorff bei der IEA-Ministerkonferenz am 15. Juni 1981.

<sup>7</sup> Schätzung des OECD-Sekretariats.

<sup>8</sup> Gegenüber dem Durchschnitt des 2. Halbjahres 1980.