

# De internationale oliemarkt als strijdtoneel

*Pieter Boot en Maurice Dykstra<sup>1</sup>*

Van oudsher is er veel belangstelling geweest bij economen voor ontwikkelingen op de internationale oliemarkt. Zowel machtsverhoudingen, prijsontwikkelingen als de economie van deze markt in het algemeen mochten zich in de aandacht verheugen. De olieprijsstijgingen in de jaren '70 en begin '80 gaven daar een impuls aan, terwijl meer recent de milieuproblematiek aanleiding was voor beschouwingen. De laatste jaren zijn schijnbare zekerheden echter geërodeerd. De verwachting dat olieprijsen zullen stijgen wordt keer op keer gelogenstraft. En uitspraken dat reserves op afzienbare termijn uitgeput zullen zijn -recent nog door de WRR (1994)- en uit dien hoofde een prijsstijging is te verwachten lijken zeer voorbarig.

In deze bijdrage wordt ingegaan op de essentiële kenmerken van de oliemarkt: de marktform en de drijvende krachten daarachter. Verschillende visies passeren de revue en vervolgens presenteren we een eigen marktmodel. Dit mondt uit in een lange-termijn prijsverwachting voor de komende 20 jaar. Vervolgens wordt ingegaan op de mogelijke gevolgen voor het te voeren internationale energie- en milieubeleid.

**Visies op de oliemarkt.** Het is opmerkelijk hoezeer olieprijsverwachtingen er in de jaren '80 naast hebben gezeten.<sup>2</sup> (figuur 1). Hiervoor lijken twee belangrijke redenen aanwijsbaar.

De eerste is de idee dat de evenwichtsprijs van olie op de lange termijn noodzakelijkerwijs moet stijgen, omdat er vanwege de eindigheid van een inherente schaarste sprake is. De tweede is dat de invloed die aan de OPEC wordt toegeschreven in combinatie met ongunstiger wordende vraag-/aanbod-

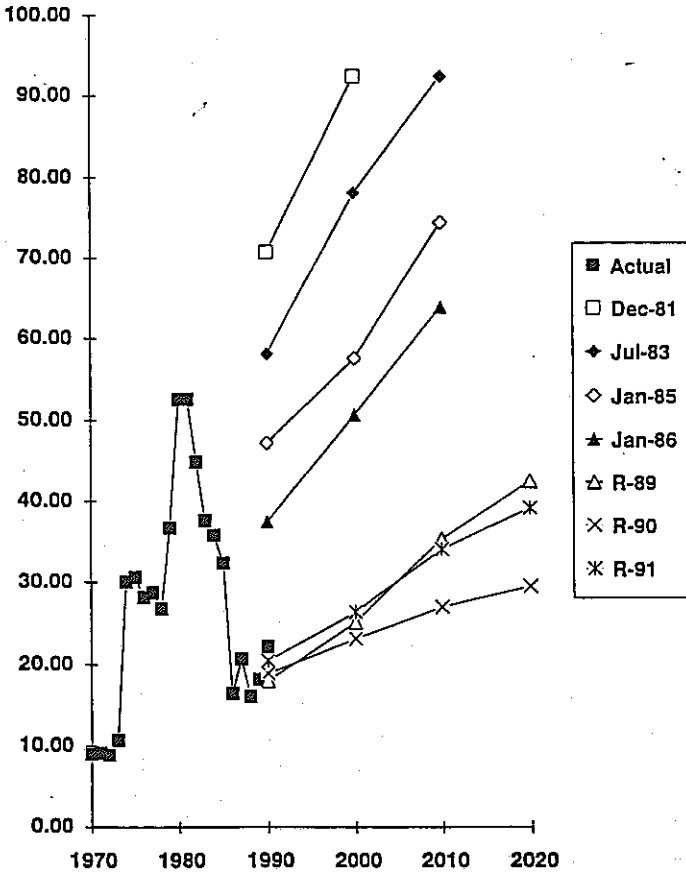
---

<sup>1</sup> Ministerie van Economische Zaken. Geschreven op persoonlijke titel. Met dank aan Peter van Bergeijk, Hans Kool, Coby van der Linde en Wim Rullens voor hun opmerkingen bij een eerder concept.

<sup>2</sup> Een belangrijke uitzondering was Odell, wiens analyses echter weinig weerklank vonden.

verhoudingen vanzelfsprekend tot prijsverhogingen moet leiden. Beide argumenten lijken onjuist, zoals we zullen aantonen.

**Figuur 1: Ruwe olieprijsen (USD, prijspeil 1990, per vat): verschuivende verwachtingen**



Bron: de zgn. IEW Polls, cf. Adelman 1993

**Schaarste.** Olie is, zoals andere fossiele brandstoffen, winbaar in een per definitie eindige voorraad. Eens zal de schaarste voelbaar worden, en dan zullen de prijzen gaan stijgen, is in essentie de redenering. In iets geavanceerder vorm is deze redenering gekoppeld aan de specifieke marktform van olie: weliswaar is er nu nog sprake van een markt met monopolioïde trekken

zodat de prijzen hoger zijn dan evenwichtsprijzen, zodat een stijging niet onmiddellijk hoeft op te treden, maar voor de onvermijdelijke prijsstijging maakt dat niet uit. In zeer eenvoudige vorm is deze visie weergegeven in de zogenaamde Hotelling regel, waarin de jaarlijkse door schaarste geïnduceerde stijging van de prijs (minus marginale produktiekosten) overeenkomt met de interestvoet (bij volledige concurrentie). Bij een reële interestvoet van 5% en constante produktiekosten, zou de prijs jaarlijks dus met 5% toenemen. In een monopolioïde markt nemen de marginale opbrengsten volgens deze regel met het niveau van de interest toe.

De praktijk leert echter dat er van zo'n door schaarste geïnduceerde prijsstijging geen sprake is. De lange termijn prijs van olie is -weliswaar in volstrekt verschillende marktsituaties- al 100 jaar reëel constant. De WRR is in dat verband met een curieuze variant op de redenering gekomen door, uitgaand van een verondersteld gedrag van producenten, te veronderstellen dat "er een forse concurrentie blijft bestaan onder energieproducenten om een zo groot mogelijk marktaandeel te verkrijgen, ook als schaarste van olie en gas zichtbaar wordt (WRR 1994, p.178)", waardoor de prijs minder zou kunnen stijgen dan eigenlijk nodig is. Hier is de uitspraak dus normatief geworden: de prijs stijgt niet, maar zou wel moeten stijgen.<sup>3</sup> Schaarste is dan natuurlijk geen betekenisvol begrip meer.

Een volstrekt tegengestelde visie, die een veel beter aanknopingspunt biedt om iets van de feitelijke marktontwikkeling te begrijpen, is die van Adelman (Adelman, 1993). In deze visie zijn er geen voorraden in enige zinvolle betekenis van het woord, alleen jaarlijkse toe- of afnames van reserves. Indien de kosten van exploratie van mineralen zoals fossiele brandstoffen hoger zijn dan de verwachte marktprijs, wordt er niet meer gezocht. Wat er dan in de grond zit is onbekend. "There is no such thing as 'limited resources'. The amount of any mineral in the earth is an irrelevant non-binding constraint" (Adelman, 1993, p.4). Inderdaad nemen historisch gezien de schattingen van voorraden met de produktie toe. In 1944 waren de bewezen olievoorraden in het Midden-Oosten 15 miljard vaten (aanzienlijk minder dan het jaarlijks mondiaal gebruik nu), in 1984 398 miljard en in 1993 654 miljard - en dat terwijl er jaarlijks ook wordt geconsumeerd. De zogenaamde mondiale reserve/produktie ratio is de facto de laatste 20 jaar alleen maar

---

<sup>3</sup> De redenering zou begrijpelijker zijn indien deze met externe effecten (zoals de klimaatproblematiek) werd beargumenteerd. Dat doet de WRR echter niet.

toegenomen van 30 in 1967 en 28 in 1977 naar 40 in 1987 en 42 in 1993.<sup>4</sup> In 1934 bedroeg deze 16 jaar!

De 'voorraad' olie is een veel minder afgebakend begrip dan men zou kunnen denken. Er is in wezen van 5 definities van voorraad sprake.

- a. De bewezen conventionele reserves, die bij een prijs tot plm.20 USD per vat commercieel winbaar zijn. Dat zijn de bovengenoemde getallen, de winbare of 'proved reserves'.
- b. De nog niet ontdekte reserves waarvan het bestaan wordt vermoed en die eveneens met bestaande technologie commercieel winbaar zijn. Dit zijn de 'undiscovered reserves'.
- c. De velden die bij hogere prijzen kunnen worden geëxploiteerd (op zeer grote diepte of moeilijke off-shore locaties).

Deze soorten vormen samen de 'uiteindelijke voorraad'. Maar er zijn nog twee soorten.

- d. De voorraden die bij betere en (nu nog) duurdere technieken uit de reserves a, b en c winbaar zijn. Thans wordt ongeveer 30 tot 40% van de reserves van een olieveld gewonnen. Als deze fractie wordt verhoogd, nemen de winbare reserves toe: de zogenaamde Enhanced Oil Recovery voet (EOR) stijgt.
- e. De voorraden teerzanden en bitumen (samen zware olie genoemd) en leesteenolie. De produkten die hieruit worden gekregen zijn perfecte substituten voor gewone olie. Winning is alleen duurder. Dit wordt de zgn. backstop-technologie genoemd: de kosten ervan stellen een bovengrens aan de olieprijs.

Het is nu snel in te zien dat er nooit eenduidige uitspraken over 'de voorraad' gedaan kunnen worden.

Is er dan niet zoiets als een 'uiteindelijke voorraad' en hoe relevant zou dat zijn? Natuurlijk is er zoiets, we hebben alleen geen enkel idee hoe groot die is. Schattingen variëren van 1,4 tot 3,1 triljoen vaten volgens de WRR, terwijl de Shell econoom Rainbow een range van 1,8 à 2,8 veronderstelt (WRR, 1994; Rainbow 1992). Indien -een zeer extreme veronderstelling- de jaarlijkse olieconsumptie constant zou zijn zou dat bij een reserve van 2,8 triljoen vaten voldoende zijn voor 100 jaar gebruik. Indien het gebruik echter met 2% per jaar zou toenemen (iets meer dan bijvoorbeeld het IEA verwacht) en de huidige uiteindelijke voorraad 1,8 triljoen vaten is, dan is deze over 45 jaar op. De voorraadgetallen hebben echter alleen betrekking

---

<sup>4</sup> De voorbeelden suggereren dat er een direct verband zou kunnen zijn tussen hoge prijzen en toename van de R/P-ratio, dan wel lage en afname. In een analyse van jaar tot jaar blijkt deze veronderstelling niet stand te houden. Wel zijn er perioden waarin er meer van een 'kopers'- of van een 'verkopersmarkt' sprake is.

op de categorieën a. en b. uit het voorgaande. Onder invloed van technologische ontwikkeling zullen de cijfers omhoog gaan. Wanneer de Enhanced Oil Recovery stijgt is immers uit een, bestaand of nog te ontginnen, veld meer te winnen. Verder zijn de getallen van de nog niet ontdekte reserves de modale schatting uit een waarschijnlijkheidsverdeling. De kans dat er meer of minder reserves ontdekt zullen worden is dus zeer groot. Ook zijn sommige voorraden 'backstop technology' nu al rendabel winbaar. Met leisteenolie is dat niet het geval, en de milieunadelen van winning zijn daar ook zeer aanzienlijk.

Het enige dat dus met zekerheid is te stellen is dat als olie inderdaad moeilijker winbaar wordt, de kosten van winning, indien er niet van technologische ontwikkeling sprake zou zijn, gaan stijgen. Over de te verwachten prijs zegt dat weinig en de voorraad staat niet vast. Hiermee komen we aan het tweede argument.

**De 'call on OPEC'.** Een tweede reden waarom steevast hogere olieprijsen voorspeld worden is, dat het beroep op OPEC-landen zal toenemen. Het marktaandeel van OPEC stijgt, omdat de vraag naar olie sneller toeneemt dan de niet-OPEC landen kunnen produceren. De kans om als kartel doeltreffende macht uit te oefenen en een prijs te realiseren die boven de competitieve marktprijs ligt, wordt zo steeds groter, te meer omdat hier de meeste voorraden zijn te vinden. Dit is de redenering van bijvoorbeeld het IEA (IEA 1993, 1994).

Om deze redenering te ontzenuwen moeten we iets algemener ingaan op de werkelijk drijvende krachten achter de lange-termijn olieprijs (zie ook Ministerie van EZ, 1994 en Boot en Dykstra, 1994). In essentie wordt deze olieprijs door drie factoren bepaald: <sup>5</sup>

- de kosten van winning in niet-OPEC-landen;
- de totale vraag;
- het gedrag van OPEC.

Eerst zullen we een statisch plaatje van de markt geven en vervolgens ingaan op de ontwikkeling van de drie verklarende factoren.

**Marktvorm.** In de oliemarkt zijn in beginsel twee verschillende productieblokken te onderscheiden die we vooralsnog gemakshalve 'OPEC' en 'non-OPEC' zullen noemen (Griffin, 1985). Cruciaal voor de prijsvorming op de oliemarkt is de mate waarin de 'OPEC' als kartel functioneert. Het is derhalve van groot belang om een inschatting te maken van de marktmacht

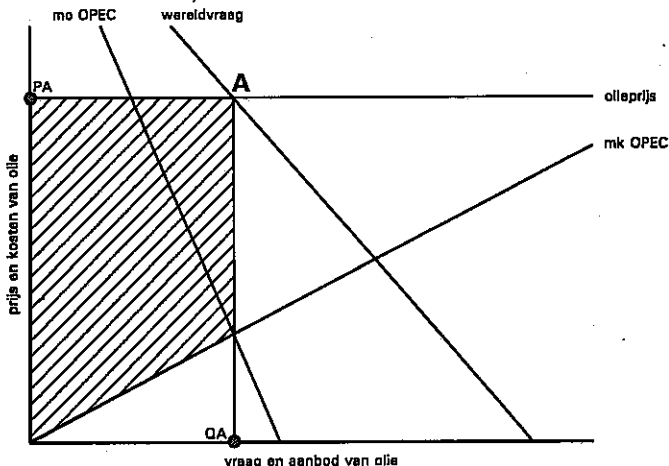
---

<sup>5</sup> We gaan hier niet in op de factoren die invloed hebben op de middellange-termijnschommelingen van de olieprijs, noch op de verschillende 'premiums'. Zie daartoe o.a. Van der Linde, 1991.

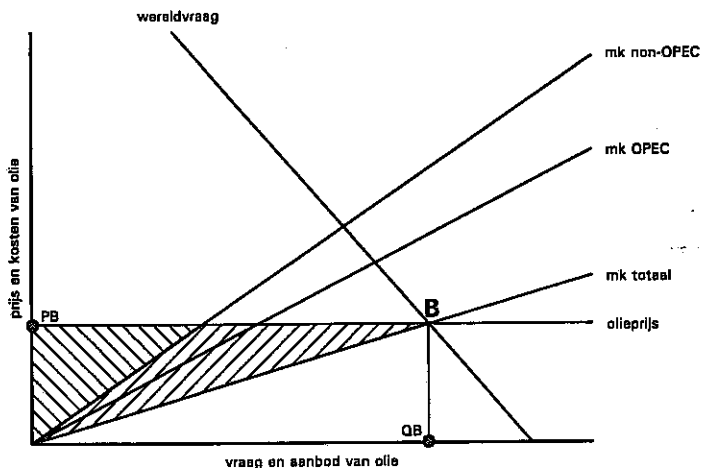
van 'OPEC' (later komen we erop terug of deze gestyleerde 'OPEC' overeenkomt met de huidige OPEC-lidstaten).

Figuren 2 en 3 geven het hypothetische olieprijsen-speelveld aan. Dit veld wordt begrensd door twee extreme situaties. Alle prijs-hoeveelheidscombinaties tussen deze twee extremen zijn -bij een gegeven vraag- hypothetisch mogelijk.

**Figuur 2: Prijs en hoeveelheid in monopoliemarkt**



**Figuur 3: Prijs en hoeveelheid bij volledige concurrentie**

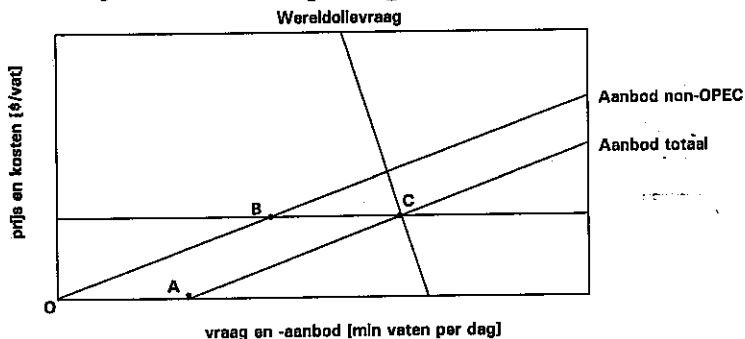


Uitgegaan wordt van een standaard dalende vraagcurve naar olie en stijgende aanbodcurve van olie door OPEC en non-OPEC. De aanbod-curve van (non-)OPEC is gelijk aan de respectievelijke marginale kosten-curven. Deze curven bestaan uit de sommering van alle (non-)OPEC aanbod van de afzonderlijke producenten. Zowel binnen OPEC als non-OPEC zijn er duidelijke verschillen in kostenniveaus, wat resulteert in stijgende aanbodcurven. OPEC heeft gemiddeld lagere kosten dan non-OPEC; de aanbodcurve van OPEC ligt daarom onder die van non-OPEC.

De eerste extreme situatie is die waarbij uitsluitend productie door de monopolist OPEC plaatsvindt. Prijs-hoeveelheidscombinatie A in figuur 2 zou dan tot stand komen. De marginale opbrengstcurve van OPEC en marginale kostencurve van OPEC kruisen elkaar immers bij deze productie ( $Q_A$ ). Bij deze productie komt prijs  $p_A$  tot stand. Dit is de bekende monopolieprijszetting waarbij  $MO=MK$ . De prijs is hoger dan de marginale kosten. Doordat er sprake is van een stijgende aanbodcurve heeft dit tot gevolg dat er altijd door bepaalde aanbieders 'rents' te behalen zijn.<sup>6</sup> OPEC behaalt in dit geval een rent ter grootte van het gearceerde vlak (/////).

De tweede extreme vorm is die waarbij er sprake is van een markt van volledig vrije mededinging (het OPEC-kartel bestaat dan niet meer). De OPEC-landen zullen dan op grond van hun kostenvoordeel het grootste aandeel van de productie voor hun rekening nemen. In beide landengroepen zijn de kosten van de marginale aanbieder gelijk aan de prijs. De producerende landen bieden zoveel aan als hun productiecapaciteit toelaat; zowel OPEC als non-OPEC produceren. Deze situatie wordt in punt B in figuur 3 weergegeven;  $Q_B$  wordt geproduceerd bij prijs  $p_B$ . Ook in deze situatie worden rents behaald; OPEC behaalt dan een 'rent' ter grootte van het gearceerde vlak (/////) en non-OPEC ter grootte van het vlak (\\\\\\\\).

**Figuur 4: Prijs en hoeveelheid op huidige markt**



<sup>6</sup> We spreken van 'rent' omdat de kostenverschillen grotendeels fysiek bepaald zijn en er uiteindelijk van een eindige voorraad sprake is. In de 'rent' ligt de winst besloten.

Figuur 4 geeft aan hoe prijs en productie daadwerkelijk tot stand komen. Deze situatie is een mengvorm van de twee bovengenoemde. Er is sprake van een OPEC die zich (in meer of mindere mate) als kartel (monopolist) gedraagt en tegelijkertijd functioneren de non-OPEC-landen als competitieve prijsnemers. In deze marktform is het uitgangspunt dat de OPEC-landen ex ante een bepaalde productiehoeveelheid bepalen. Deze is lager dan hun capaciteit, en kan in beginsel op allerlei manieren tot stand gekomen zijn: een gewenst marktaandeel, 'rent' maximalisering, vooraf bepaalde 'gewenste opbrengst, fractionele toename ten opzichte van het verleden of wat dies meer zij (zie verderop). Uit deze hoeveelheid volgt, gegeven de kostencurve van non-OPEC landen, de wereldmarktprijs. Alleen bij een wereldmarktprijs waarbij aldus de totale vraag gelijk is aan het totale aanbod, is er evenwicht (OA is gelijk aan BC). Anders gezegd: de kosten van non-OPEC productie limiteren de speelruimte van OPEC. Stelt OPEC een groot produktievolume vast dan dalen, gegeven deze kostencurve, de lange termijnrijzen. En daalt het OPEC-volume, dan stijgen ze. De non-OPEC landen produceren altijd op volledige capaciteit en hebben geen andere speelruimte dan beïnvloeding van de ligging van hun kostencurve.

In deze redenering is van korte termijnschokken afgezien.

Alle aanbieders - de marginale uitgezonderd - behalen 'rents' en hebben dus een prikkel om productie uit te breiden. De markt zoals hier beschreven heeft een inherente tendentie dat het aanbod de vraag overtreft. Prijzen zullen derhalve de neiging hebben om te dalen.

Indien de vraag toeneemt zijn de prijsgevolgen afhankelijk van welke producenten van de toegenomen vraag weten te profiteren. Er kan sprake zijn van verschuivingen langs de curven. Belangrijker in de praktijk zijn echter de verschuivingen van de curven. Dit kan plaatsvinden door technologische ontwikkeling maar tevens door productieuitbreiding van de niet-marginale producenten. Omdat er in beide blokken 'rents' te behalen zijn hebben immers zowel OPEC als non-OPEC drang tot productievergroting.

Bij uitbreiding van de marginale non-OPEC-productie verschuift het aanbod *langs* de aanbod-curve omhoog. Bij uitbreiding van de niet-marginale non-OPEC-productie *verschuift* de aanbod-curve naar rechts. De prijs hoeft niet te veranderen indien OPEC zijn productie navenant inkrimpt. Indien OPEC zijn productie op peil houdt zal de prijs dalen. De marginale bronnen in non-OPEC zullen dan afgestoten worden.

Indien non-OPEC dezelfde productie handhaaft zal de prijs onveranderd blijven; de ontwikkeling van de produktiekosten buiten de OPEC staat immers centraal bij de prijsvorming. De 'driving force' hierachter is dat



zowel OPEC als non-OPEC proberen een zo groot mogelijke 'rent' binnen te halen.

Van belang is dus hoe de drie factoren (kosten, vraag en OPEC-gedrag) zich in de loop van de tijd zullen ontwikkelen. We lopen ze achtereenvolgens na.

**Winningskosten.** De kosten van olieproductie verschillen uiteraard per land, en zijn ook niet met zekerheid bekend. Tabel 1 geeft een indruk van deze verschillen van de kosten van exploratie en ontwikkeling op dit moment van conventionele olie.<sup>7</sup>

**Tabel 1: kosten van exploratie en ontwikkeling, 1994 \***

| regio                          | kosten [USD/vat] |
|--------------------------------|------------------|
| Irak, Iran, S. Arabië, Koeweit | 1-2              |
| Nigeria                        | 3-7              |
| Noordzee                       | 12-15            |
| VS (excl. Alaska)              | 16-33            |

\* incl. verondersteld rendement van 15%, excl. directe produktiekosten (operating costs).

Bron: Stauffer, 1994

Voor projecten die al in gang zijn gezet, gaat het er slechts om of de variabele kosten (produceren of niet) lager zijn dan de opbrengst. Voor de lange termijn zijn de totale, integrale kosten van belang en worden projecten alleen aangevat indien er in de ogen van de investeerder van een redelijk winstperspectief sprake is.

De duurste producerende bronnen betreffen de zogenaamde 'stripper wells' in de VS. De integrale kosten van deze 'marginale' bronnen bedragen momenteel naar schatting circa 15 USD/vat; anders gezegd de kosten van het 'marginale vat' zijn 15 USD. De exploitatie van een groot aantal van deze bronnen is de afgelopen jaren stilgelegd omdat ze bij de huidige prijzen niet langer rendabel zijn. Productie op de Noordzee is relatief duur, maar er zijn nog volop projecten voor handen die bij een olieprijs van USD 15 het minimale vereiste bedrijfsrendement kunnen halen. Duidelijk is dat de OPEC-zeker in het Midden-Oosten tegen beduidend lagere kosten kan produceren dan andere landen. In Saoedi-Arabië zijn de feitelijke produktiekosten in elk geval niet meer dan enkele dollars per vat.

<sup>7</sup> We beschikken niet over recente cijfers over totale kosten.

De ontwikkeling van kosten is sinds 1973 zeer dynamisch geweest. Prijzen zijn van invloed geweest op de kostenontwikkeling. Bij lage prijzen (zoals vanaf 1986) is er meer concurrentie tussen projecten in een onderneming, en worden de kosten in de interne rangorde daarvan belangrijker. Door technologische ontwikkeling gaan de kosten permanent omlaag. Belangrijke factoren hierin zijn bij het zoeken naar olie de 3-dimensionale verkenning van de ondergrond. Bij het winnen is er het horizontaal boren waardoor meer opbrengst uit een veld wordt gehaald, de ontwikkeling van zgn. satellietvelden, de opkomst van onbemande platforms, en van technieken die dieper boren mogelijk maken.

Nieuwste schattingen geven aan dat de kosten van nieuw te ontwikkelen olievelden in de Noordzee 12 tot 15 USD per vat bedragen (vgl. tabel 1). Hiermee is rekening gehouden met alle kosten van exploratie en ontwikkeling en een verondersteld rendement van 15% (Stauffer, 1994). Directe produktiekosten en belastingen komen daar nog bovenop. Voor Britse Noordzee-olie is daarmee een prijs van minimaal 15 tot maximaal 21 USD per vat benodigd om nieuwe velden te exploiteren. In Mexico, Maleisië, Oman, Alaska en (delen van) Rusland zijn deze kosten lager, in Noorwegen en de VS hoger. Alles bijeen genomen zijn sinds midden jaren '80 de kosten met gemiddeld 25% gedaald. Per saldo mag worden verwacht dat de kosten van het 'marginale vat' verder zullen dalen, en dat dit in sterkere mate het geval zal zijn naarmate prijzen laag blijven.

Vraag. Tabel 2 geeft een beeld van de vraag naar olie in de afgelopen 20 jaar en de visie van het IEA voor de ontwikkelingen tot het jaar 2010. Daarin wordt een jaarlijkse groei in 1991-2010 voorzien van gemiddeld 1,8%; in 1971-91 bedroeg deze 1,4%. De olieconsumptie neemt daarmee wat minder toe dan de totale vraag naar energie (2,1% per jaar) en is voor het grootste deel in het transport geconcentreerd.

De groei in Noord-Amerika en West-Europa was de laatste 10 jaar zeer beperkt. Dramatisch daarentegen zijn de ontwikkelingen in Oost-Europa en het GOS waar de consumptie de afgelopen 4 jaar met jaarlijks bijna 10% is gedaald. Een totaal ander beeld geeft Azië waar de sterke economische opkomst duidelijk in het energieverbruik tot uitdrukking komt. In Zuid-Korea nam het energieverbruik het afgelopen decennium jaarlijks toe met 20%; in de Filipijnen, Indonesië, Maleisië, Singapore, Taiwan, en Thailand met jaarlijks 8-13%; de groei in India en China was in deze periode "gematigd" met respectievelijk 6 en 4%. Het IEA gaat voor de onderscheiden landenblokken grosso modo uit van voortzetting van de respectievelijke trends. In het jaar 2010 zal de olieconsumptie in de OESO-landen dan iets minder dan helft van die in de gehele wereld zijn. Vooral de consumptie in Azië zal zeer sterk

blijven toenemen; even na het jaar 2000 wordt deze omvangrijker dan in OESO-Europa. Het gebruik in Japan moet daar dan nog bijgerekend worden.

**Tabel 2: Vraag naar olie wereldwijd**

|                      | niveau<br>1991<br>(Mtoe) | aandeel<br>1991<br>% | jaarlijkse<br>1971-91 | groeivoet<br>1991-2010<br>% |
|----------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|
| Wereld               | 3072                     | 100                  | 1,4                   | 1,8                         |
| OESO                 | 1723                     | 56                   | 0,2                   | 0,8                         |
| w.v. N. Amerika      | 818                      | 27                   | 0,2                   | 1,0                         |
| OESO-Europa          | 621                      | 20                   | -0,1                  | 0,6                         |
| O-Europa en GOS      | 477                      | 16                   | 1,8                   | 0,2                         |
| Overige landen       | 872                      | 28                   | 4,9                   | 3,8                         |
| w.v. O-Azië en China | 310                      | 10                   | 5,8                   | 4,9                         |
| Lat. Amerika         | 250                      | 8                    | 3,1                   | 3,0                         |

Bron: IEA, 1994

**Gedrag OPEC.** De derde verklarende factor is het gedrag van OPEC-lidstaten.<sup>8</sup> In het voorgaande is van een gestyleerde 'OPEC' sprake geweest. Voordat we het gedrag van OPEC nader analyseren moeten we eerst onder ogen zien of deze landengroep een zinvolle categorie ten behoeve van de analyse is. Dat is immers in het geheel niet vanzelfsprekend.

Indien we eerst de verschillen in positie van OPEC lidstaten bezien, is globaal een vierdeling te maken, langs de assen van enerzijds olie-export-opbrengst per hoofd van de bevolking en anderzijds het aandeel van olie in de totale export (zie figuur 5).

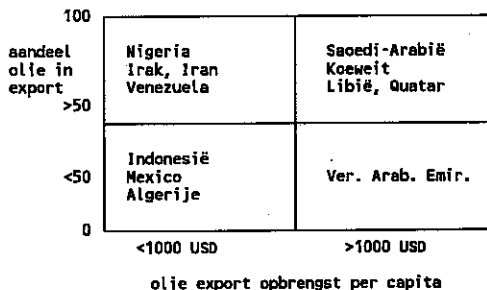
Slechts één OPEC-lid, bevindt zich in de groep van middelgrote olie-afhankelijkheid (40 tot 50% van de totale export) en hoge per capita-opbrengst (meer dan 1000 USD olie-export per capita). Libië, Saoedi-Arabië, Koeweit, Gabon en Qatar zijn weliswaar zeer van olie afhankelijk (meer dan 50% van de export), maar hebben daarvan ook een hoge opbrengst; na opheffing van het boycot zou Irak ook tot deze groep behoren. Afgezien van Gabon hebben we hiermee de typische kern van OPEC Golfstaten gelocaliseerd; landen met omvangrijke voorraden, in beginsel grote exportmogelijkheden en middel- tot zeer grote olie-afhankelijkheid. Indonesië en Algerije bevinden zich in de groep die minder per hoofd van de bevolking exporteert, maar ook voor minder dan de helft van de export van olie afhankelijk is. De

<sup>8</sup> De OPEC-lidstaten zijn Iran, Irak, Koeweit, Qatar, Saoedi-Arabië, de Verenigde Arabische Emiraten, Algerije, Libië, Gabon, Nigeria, Indonesië en Venezuela.

overige OPEC-lidstaten worden wel de 'kwetsbare olie exporteurs' genoemd met lage opbrengst en hoge afhankelijkheid.

Indien in het volgende over OPEC wordt gesproken, gaat het vooral om deze rijke Golfstaten die door geologische en economische positie nog enige speelruimte hebben om een ander marktgedrag te hanteren dan als prijsnemer. Op grond van de voorraadpositie zou ook Venezuela tot deze groep gerekend kunnen worden. De overige OPEC-lidstaten hebben feitelijk hetzelfde gedrag als non-OPEC producenten.

**Figuur 5: Afhankelijkheid van olie-export: enkele voorbeelden**



De behandeling van het gedrag van aldus omschreven OPEC landen valt in drie subparagrafen uiteen. Eerst beschrijven we in termen van de 'traditionele' analyse van het gedrag van OPEC de inherente instabiliteit van het kartel. Dit deel is dus vooral retrospectief van aard.<sup>9</sup> Vervolgens kijken we naar de feitelijke mogelijkheid van OPEC landen om hun productie al dan niet uit te breiden; tenslotte komt de geopolitieke invalshoek aan bod. In deze delen hebben we het expliciet over de toekomst.

De OPEC-lidstaten zijn direct en indirect vrijwel volledig van hun olie-inkomsten afhankelijk. Aangezien de oliesector er in grote mate, direct of indirect, een overheidsactiviteit is, wordt de noodzaak van productie bepaald door de noodzaak van overheidsinkomsten. Deze is, niet zozeer uit economische, maar vooral uit politieke overweging, groot. Anders gezegd: deze landen kunnen zich om politieke redenen geen drastische inkrimping van olie-inkomsten veroorloven, maar zijn genoodzaakt om een continue stroom van inkomsten te genereren. Daarom laten zij zich vooral door korte termijn overwegingen leiden (Adelman, 1993).

<sup>9</sup> Een goed theoretisch overzicht over de verklarende modellen van het OPEC verdrag is te vinden in Griffin (1985). Hij onderscheidt de kartelanalyse, de modellen waarin een vooraf bepaalde doelopbrengst centraal staat, en modellen waarin verandering van eigendomsrechten cruciaal is. Een wat bijgesteld kartelmodel scoort het best in de empirische testen.

Veel OPEC-(ontwikkelings)landen zijn economisch gebonden. Een snel groeiende bevolking gecombineerd met lage olieprijszaten betekent een dalend inkomen per capita. De OPEC-betalingsbalansoverschotten van de jaren zeventig zijn verdwenen. Schuldenlast en betalingsbalanstekorten zijn nu schering en inslag.<sup>10</sup> Overheden zijn genoodzaakt om overheidsbestedingen en -tekorten terug te dringen, maar ze moeten opboksen tegen de politieke moeilijkheden om zulke aanpassingen te doen. In een wereld waarin olieprijszaten reëel dalen, kunnen olie-inkomsten alleen vergroot worden door verhoging van produktie en kostenbesparing.

Het 'OPEC-kartel' is te karakteriseren als een golfbeweging tussen twee typen (Adelman, 1993):

1. alle producenten participeren in het stellen en handhaven van het totale aanbod;
2. alle deelnemers -de grootste producent uitgezonderd- produceren naar believen en de grootste producent past het totaalaanbod aan de vraag aan.

Variante 2. is gemakkelijker om te beheersen; de grootste producent is feitelijk verantwoordelijk voor de gang van zaken. Variante 1 geeft de hoogste beloning voor het collectief van de kartelliden. Beide vormen zijn instabiel: in 2. zal de dominante producent proberen om anderen in de lasten te laten delen; in 1. zal bedrog van andere deelnemers de dominante producent goedschiks of kwaadschiks tot 2. dwingen.

Tijdens de jaren zeventig (tot 1981-82) was variante 1 de dominante kartelvorm. Variante 1 is betrekkelijk gemakkelijk te handhaven indien de kartelliden economisch gezien de wind in de rug hebben. Onder invloed van een dalende vraag, verschoof in 1983-1985 het kartel richting variante 2. Saoedi-Arabië ging toen (met Koeweit en de Emiraten) feitelijk binnen de OPEC als swing producer fungeren en was bereid de produktie met twee-derde te verminderen om de prijs op peil te houden. Na 1986 heeft Saoedi-Arabië de rol van prijszetter naast zich neer gelegd en is zelf meer gaan produceren, met als gevolg sterk dalende prijzen. Het is dus niet zo dat het belang van de OPEC als geheel voortdurend het gedrag van lidstaten domineert, maar er is zeker van perioden sprake waarin dat een rol heeft gespeeld.

---

<sup>10</sup> Ook wat dat betreft staan de OPEC-landen er onderling sterk verschillend voor. In de jaren '80 zijn in alle OPEC-landen, behalve Indonesië, de inkomens per hoofd van de bevolking gedaald; in de Golfstaten zelfs zeer sterk. De schuldenlast (afbetaling en rente) als deel van de export is toegenomen, in Nigeria en Algerije zeer sterk. De afhankelijkheid van olie is overal groter dan in 1970, behalve in Venezuela en Indonesië. Indonesië is waarschijnlijk het enige OPEC-land dat er in economisch opzicht beter voor staat dan 15 jaar geleden. Nauwkeurige uitspraken zijn echter niet te doen, ook al omdat het cijfermateriaal zeer onvolledig is (World Bank, 1994).

Griffin (1985) spreekt in dit verband van een 'partial market-sharing' waarbij in het gedrag van OPEC-lidstaten zowel de totale vraag naar OPEC-olie, als de olieprijs een rol speelt. De ontwikkeling na 1986 is echter voor de OPEC als geheel weinig rationeel geweest, maar werd gedomineerd door het belang van Saoedi Arabië (incl. Koeweit en de Emiraten) (zie ook de speltheoretische verhandeling van Griffin en Vielhaber, 1994).

Voor de korte termijn speelt daarbij ook de 'bezettingsgraad', de mate waarin productiecapaciteit wordt benut, een rol. In de literatuur (b.v. Gately, 1984) wordt ervan uitgegaan dat bij een bezettingsgraad hoger dan 85% OPEC-landen zullen trachten de prijs te verhogen. Voor de iets langere termijn heeft deze stelling echter weinig verklarende waarde. Van belang daarbij is dat in de OPEC in beginsel altijd surplus-capaciteit is te verwachten. Het is immers het enige wapen waarmee de lidstaten elkaar onderling onder druk kunnen zetten. Duidelijk is dat de prikkel om te ontduiken erg groot is en vooral in tijden van lage prijzen en dus lage inkomsten.

Om olie-inkomsten verder te vergroten en om aan verwachte vraagtoename te kunnen voldoen is additionele capaciteit noodzakelijk. Dat echter vergt aanzienlijke investeringen in de produktie van ruwe olie, transport en raffinage. Volgens Hilton (1992) zijn de wereldwijd benodigde investeringen, op de korte tot middellange termijn, in deze drie categorieën *samen* ongeveer 200 mld USD. per jaar. Anderen, zoals de voormalig Secretaris-Generaal van de OPEC Subroto, noemen voor alleen de olieproduktie een lager bedrag, in de orde van 60 mld USD (Subroto, 1994). Voor wat betreft de OPEC zou het gaan om investeringskosten van het uitbreiden of handhaven (moderniseren) van de produktie van 10.000-15.000 vaten olie per dag, wat overeenkomt met een investering in produktie van 110-125 mld USD. Adelman (1993) verwijst deze kostencijfers naar het rijk der fabelen; hij rekent investeringskosten voor die ongeveer een tiende hiervan bedragen. De winst voor belasting is zelfs bij een lage olieprijs en een hoge rente zeer groot. Waar schuilt dan het probleem? Het kapitaal kan immers op de internationale kapitaalmarkt geleend worden. De kapitaalsuitgave hoeft in beginsel niet ten koste te gaan van andere overheidsuitgaven.

Gochenour (1992), Hilton (1992) en de OPEC zelf leggen een ander accent. Zij zijn overtuigd van een aanstaand financieringsprobleem. Gochenour betoogt dat de oliesector steeds de laagste prioriteit heeft als het gaat om de politieke keuze van het aanwenden van schaarse middelen ten behoeve van de oliesector, nationale veiligheid en maatschappelijke doelen.

Dit zou een reden kunnen zijn waarom een aantal huidige en potentiële olie-exporterende landen hulp zoekt bij de internationale olie-industrie voor kapitaal, technologie en managementcapaciteit. Deze landen stellen een nieuwe welwillendheid ten toon om de risico's van exploratie en investe-

gingsbehoefte over te dragen aan de olie-industrie, die immers het organisatievermogen en kapitaal heeft met dergelijke grote en risicovolle projecten om te gaan. Op deze wijze kunnen de gelimiteerde overheidsfinanciën gebruikt worden om voor investeringen in infrastructuur en andere maatschappelijke behoeften. Het is duidelijk dat dit een radicale ommezwaai zou betekenen voor de OPEC-landen, die juist in de jaren zeventig en tachtig de olie-industrie genationaliseerd hadden.

De economische en binnenlands-politieke invalshoek leiden dus tot verschillende conclusies. Financieel-economisch hoeft er geen investeringsprobleem te zijn, maar gegeven de politieke context is dat niet uit te sluiten. Dit zou dan tot gevolg hebben dat op een gegeven moment niet meer aan de toeneemende vraag voldaan kan worden. Dit leidt tot een instabiele markt waarbij forse prijsschokken te verwachten zijn. Beide benaderingen, Adelman en zijn opposenten, belichten een deel van de werkelijkheid.

In het voorgaande is OPEC met name vanuit een economische optiek gezien. Duidelijk is dat het produktiegedrag van OPEC en van de lidstaten ook sterk geo-politiek bepaald is. De basisingrediënten van geo-politiek in relatie met olie zijn economie, politiek en voorzieningszekerheid. De afgelopen twee decennia zijn belangrijke geo-politieke factoren de onderlinge conflicten en coalities tussen Saoedi-Arabië, Iran en Irak geweest, mede in verhouding tot de relatie met de Verenigde Staten. Er wordt wel gesteld dat sinds 1990 met het uitbreken van de Golf-crisis een (informeel) Amerikaans-Saoedisch geo-politiek verbond tot stand zou zijn gekomen. De belangrijkste onderdelen van zo'n verbond zouden zijn: de VS blijven militair de soevereiniteit van Saoedi-Arabië verdedigen; Saoedi-Arabië garandeert tegen een redelijke prijs (het niveau van 1993) zoveel olie aan de VS te leveren als de Amerikaanse importbehoefte bedraagt; de VS houden terugkeer van Irak op de oliemarkt zo lang mogelijk op om een daling van de olieprijs te voorkomen; de vraagtoename op langere termijn wordt opgevangen door extra aanbod uit Saoedi-Arabië (vgl. Odell, 1994). Met het aangaan van dit veronderstelde verbond is feitelijk sprake van een terugkeer van de Amerikaanse hegemonie in de oliesector, die met de opkomst van OPEC in de jaren zeventig verloren was gegaan. Op deze wijze is voor een zelfstandige rol van OPEC weinig ruimte meer, terwijl een lange-termijn-beeld is gecreëerd waarin vooral Amerikaanse ondernemingen hun greep op de wereldmarkt verstevigen.

**Vraag, aanbod en de olieprijs.** We keren weer terug naar figuur 4. De drie relevante variabelen zijn nu gezien: totale vraag, kosten van non-OPEC productie en gedrag van OPEC. Hoe zullen deze zich verder ontwikkelen? Van de statische analyse stappen we dan over naar een meer dynamische verkenning.

Ook voor de toekomstige ontwikkeling van de lange-termijn-prijs zijn de drie onderdelen van figuur 4 van belang. Dit wordt vaak over het hoofd gezien. Door een invloedrijke organisatie als de IEA (1993) wordt gesteld dat een toenemende vraag naar olie vrijwel vanzelfsprekend een groter marktaandeel en daarmee sterkere machtspositie van OPEC (of de Golf-staten) impliceert, en dat dit zal leiden tot een hogere prijs. Deze schijnbare vanzelfsprekendheid moet ter discussie worden gesteld.<sup>11</sup>

In de IEA basis-prognoses verzorgt de OPEC bijvoorbeeld in het jaar 2010 bijna 50% van de wereldmarkt, in vergelijking met nu  $\pm 35\%$ . Indien de economische groei tot 2010 25% hoger zal zijn, loopt dit aandeel tot 53% op (IEA, 1993). Het IEA, en eerder bijvoorbeeld het CPB (1993), stellen dat de positie van de OPEC als 'swing supplier' in combinatie met een stijgende wereldvraag naar olie en een dalende produktie in non-OPEC landen, de OPEC steeds meer kans zal geven als een krachtig kartel te functioneren. Is dit een onontkoombare ontwikkeling? Aan de stijgende olievraag (het verschuiven van de vraagcurve naar rechts) hoeft niet te worden getwijfeld (uitgezonderd een scenario met zeer verregaand milieubeleid).

Figuur 4 leert ons echter dat naast de vraagontwikkeling het gedrag van OPEC en de ontwikkeling van de non-OPEC kostencurve evenzeer relevant zijn. Indien de non-OPEC producenten (en evt. de OPEC non-Golf-landen) tezelfdertijd hun marginale velden uit produktie nemen en de technologische ontwikkeling doorgaat, verschuift de kostencurve naar rechts dit noemen we scenario 1. Dit is zeer wel mogelijk, omdat er voorlopig geen reden is om aan te nemen dat de investeringsstroom in de Noordzee op zal drogen en omdat in Afrika en Azië (en wellicht ook de GOS-landen) het politiek steeds acceptabeler wordt dat oliemaatschappijen olie gaan exploiteren. Groei in produktie zal daar door kunnen zetten. Wat overschiet aan extra vraag is voor de Golf-staten; de Golf-OPEC zal de eigen overcapaciteit moeten accepteren. Golf-OPEC-produktie zal in dit scenario op ongeveer het huidige niveau blijven of licht kunnen stijgen.

Een geheel andere mogelijkheid (scenario 2) zou zijn dat de OPEC alle vraag absorbeert en zijn marktaandeel vergroot: OA uit figuur 4 neemt dan méér toe dan de totale vraag.

Hoe pakken deze scenario's uit voor de prijzen? Een OPEC met een groot aandeel in de olieproduktie gaat niet per definitie gepaard met hoge prijzen.

---

<sup>11</sup> Op korte termijn zijn uiteraard grote fluctuaties mogelijk vanwege factoren die te maken hebben met tijdelijke aanbod- en vraagveranderingen, politieke en psychologische reacties. Om deze te beheersen is een complex systeem van future prijzen ontstaan dat beoogt korte-termijn risico's voor producenten en consumenten te beperken, en gezorgd heeft voor grotere transparantie van de markt (Shell, 1994).



Dit is afhankelijk van de ontwikkeling van de kostencurve van non-OPEC. Twee factoren met verschillende invloed zijn met name van belang: technologische vooruitgang resulterend in produktiviteitsstijgingen en uitputting van niet-marginale velden in de non-OPEC.

Non-OPEC heeft in scenario 1 door productie-uitbreiding gereedschap in handen om OPEC tot competitief gedrag te dwingen. Hoe groter de technologische vooruitgang en hoe groter mogelijkheden om non-OPEC productie uit te breiden (reserves), des te groter de dreiging voor OPEC. Ook het GOS kan hierin een interessante rol spelen. De 'race' tussen de marginale kostenontwikkeling van non-OPEC en de toenemende vraag bepaalt of de prijs per saldo zal stijgen of dalen. In het tweede scenario zullen prijzen hoe dan ook neiging hebben om te dalen. De OPEC moet de uitbreiding van haar aandeel afdwingen door de non-OPEC te onderbieden.

Nu is ook duidelijk in welke situaties de prijzen structureel op een hoger niveau komen te liggen (scenario 3). Dit is mogelijk in een combinatie van blijvende productie in 'marginale' (dus dure) non-OPEC velden, tegenvallende technologische ontwikkeling, een sterke toename van de vraag en een zeer beheerst productie-aanbod van OPEC. In dit geval is er bij de OPEC, anders dan in de afgelopen 10 jaar, sprake van een effectieve kartellisering. In termen van figuur 4: de vraagcurve schuift naar rechts, OA blijft constant of groeit weinig, de non-OPEC aanbodcurve is constant of schuift in geringe mate. Men kan dit bijvoorbeeld ook zo interpreteren dat het effect van technologische ontwikkeling meer dan teniet wordt gedaan door de uitputting van goedkope non-OPEC-velden. Dit is op korte tot middellange termijn weinig plausibel; na 2000 zou dit fenomeen op kunnen treden.<sup>12</sup>

De kans op een nieuwe langdurige periode van OPEC kartelmacht die tot zeer hoge prijzen zou leiden is alleen onder uitzonderlijke veronderstellingen denkbaar, waarvan een vertraging van de technologische ontwikkeling de belangrijkste is. De factor die dan grenzen stelt aan langdurige prijsexplosies zijn gelegen in de alternatieven voor huidige olie. De alternatieven zijn met name de 'zwarte olies'. In Canada, Venezuela en Maleisië zijn winningsprojecten in de range 25-30 USD/vat rendabel. Momenteel kunnen deze alterna-

---

<sup>12</sup> Interessant in dit verband is de analyse van Oliveira en Lodi. Hun analyse is gestructureerd volgens een aangepaste Hotelling-regel, waarin de kosten van winning enerzijds, kosten van backstoptechnologie, de uiteindelijke reserves, de toename van de vraag en de interestvoet anderzijds, een rol spelen. De empirische schattingen die beogen het prijsverloop in de periode 1969-93 te verklaren, maken aannemelijk dat de invloed op de lange-termijn-prijs van de kosten van winning zeer aanmerkelijk groter is dan van alle andere factoren bij elkaar (Oliveira en Lodi, 1994).

tieven niet concurreren. Maar ook bij deze olies is sprake van produktiviteitstoename en daarmee van dalende kosten.

In elk geval is er *geen* vanzelfsprekende relatie tussen het marktaandeel van OPEC en de hoogte van de prijs, en evenmin van een directe relatie tussen stijgend OPEC marktaandeel en stijgende prijzen. In zo'n visie wordt de statische analyse verward met een dynamische. De denkfout die veelal wordt gemaakt is dat een stijgend marktaandeel gelijkgesteld wordt aan toegenomen macht over de prijsvorming, en daarmee stijgende prijzen. Indien het marktaandeel *z  r* groot zou worden, is een prijsopdrijvende invloed overigens niet uit te sluiten. Ook zal de instabiliteit van het systeem toenemen bij een groter OPEC-aandeel van de markt. De mate waarin politiek bepaalde factoren zwaarder wegen dan de onderliggende economische krachten is dan immers groter. Vooral korte-termijnschokken zijn dan steeds meer denkbaar.

**Bandbreedten.** De ervaring heeft geleerd dat een nauwkeurige prognose van olieprijsen ex ante weinig zinvol is en achteraf onmogelijk blijkt. We hebben ons dan ook geconcentreerd op de meest relevante factoren die van invloed zijn op deze prijzen op langere termijn. Deze kan worden vertaald in veronderstellingen die door middel van een eenvoudig model in lange-termijn-prijs bandbreedten kunnen worden vertaald.

In de bijlage is het model kort geschetst. De relatieve verandering van het aanbod van non-OPEC olie, het aanbod van OPEC-landen en de wereldvraag wordt er uiteindelijk herleid tot vier achterliggende factoren: de kostenontwikkeling van conventionele olie, van 'backstop' olie, het OPEC aanbod en de toename van het mondiale BNP. Bij het simuleren van de verwachte ontwikkeling van deze factoren is gebruik gemaakt van de scenario's van het IEA (1994). Daartoe moest het IEA-model worden nagebootst, maar in exact omgekeerde volgorde: het IEA leidt de energievraag en -productie uit de prijs af, terwijl in ons denkmodel de richting andersom is. Dat neemt niet weg dat er inzake externe variabelen zoals BNP-groei en prijs- en inkomens-elasticiteiten bij de parameters van het IEA-model aangesloten kan worden. Aldus kan worden nagebootst hoe de technologische ontwikkeling zich bij het IEA voltrekt. Door daar onze eigen veronderstellingen tegenover te plaatsen, wordt duidelijk geillustreerd in welke situaties hoge en lage prijzen denkbaar zijn, en hoe dit met de verschillende verklarende factoren samenhangt.

Modelmatig vallen de 3 genoemde scenario's dan samen met de volgende veronderstellingen:

- scenario 1: dalende kosten conventionele oliewinning en backstop technologie, gematigde toename OPEC produktie;

- scenario 2: dalende kosten conventionele oliewinning en backstop technologie, sterke toename OPEC-productie, lagere mondiale BNP-groei;
- scenario 3: geen kostendaling conventionele winning en trage daling bij backstop technologie, geringe toename OPEC productie.

De prijselasticiteit van het non-OPEC aanbod, en de inkomens- en prijselasticiteit van de wereldolievraag zijn in de scenario's dezelfde.

De modeluitkomsten zijn vermeld in tabel 3.

Het scenario met een dalende prijs wordt hierbij gekenmerkt door een grote productie en hoog OPEC-aandeel (scenario 2), en het scenario met de oplopende prijs is daarvan juist het spiegelbeeld (scenario 3). Het eerste scenario bevindt zich tussen deze uitersten. Hiermee is een plausibele bandbreedte van 12 tot 31 USD per vat olie geschetst voor de komende 20 jaar, rekenend met het huidig prijspeil. Een grotere stijging of daling is alleen bij minder plausibele veronderstellingen denkbaar.

**Tabel 3: scenario-uitkomsten**

| scenario | jaar | olie-prijs* | olie-prod.** | aandeel OPEC |
|----------|------|-------------|--------------|--------------|
| 1        | 1995 | 19,0        | 72           | 31%          |
|          | 2000 | 20,0        | 80           | 32%          |
|          | 2005 | 21,0        | 88           | 34%          |
|          | 2010 | 22,0        | 97           | 35%          |
|          | 2015 | 24,0        | 108          | 37%          |
| 2        | 1995 | 18,0        | 72           | 34%          |
|          | 2000 | 17,0        | 79           | 39%          |
|          | 2005 | 16,0        | 88           | 44%          |
|          | 2010 | 14,0        | 97           | 50%          |
|          | 2015 | 12,0        | 108          | 57%          |
| 3        | 1995 | 19,0        | 72           | 31%          |
|          | 2000 | 21,0        | 79           | 33%          |
|          | 2005 | 23,0        | 87           | 34%          |
|          | 2010 | 25,0        | 96           | 36%          |
|          | 2015 | 27,0        | 105          | 38%          |

\* in USD (prijspeil 1994);

\*\* in mln. vaten per dag; dit komt overeen met een jaarlijkse toename van 2% in scenario 1, 2,4% in scenario 2 en 1,3% in scenario 3.

De olieprijs en het energiebeleid. In het voorgaande is de indruk gewekt dat de toekomstige prijsontwikkeling betrekkelijk 'autonoom' en niet goed door overheidsbeleid beïnvloedbaar, tot stand komt. We denken dat dit in wezen ook het geval is. De invloed van individuele overheden en hun energiebeleid op de mondiale lange-termijnprijs moet niet worden overschat. Toch heeft dit beleid wel enige invloed op de wereldmarktprijs, en wel in neerwaartse zin.

Allereerst is daar het energiebeleid gericht op besparing van belang. Vrijwel alle geïndustrialiseerde landen voeren zo'n beleid om een veelheid van redenen: veelal is het kosteneffectief (energiebesparingsinvesteringen zijn dan snel terugverdiend), het vermindert soms eenzijdige importafhankelijkheid, en is goed voor het milieu. Per saldo remt dit de vraagtoename.

Ten tweede voeren veel non-OPEC producenten een actief beleid gericht op de bevordering van het vinden en winnen van energievoorraden, door bijvoorbeeld fiscale faciliteiten. Dit stimuleert het aanbod.

En ten derde is er het beleid gericht op technologie-ontwikkeling, zowel van conversie (het omzetten van energie in kracht of warmte) als productie, en zowel wat betreft de conventionele als back-stop energiebronnen.

Een lastig probleem in dit verband is het milieu-aspect.

Al aan de orde is geweest dat de voorraden aan fossiele energiedragers niet zodanig zullen slinken, dat uit dien hoofde schaarste en daarmee verband houdende prijsstijgingen in de periode tot 2015 te verwachten zouden zijn.

De wereldmarktprijzen bewegen zich echter niet op een niveau zoals dat voor een drastische vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies als bijdrage aan de aanpak van het versterkt broeikaseffect nodig zou zijn. Het broeikaseffect is op mondiaal niveau erkend als een ernstig milieuprobleem. Weliswaar zijn er nog tal van wetenschappelijke onzekerheden over de verhouding tussen emissies en klimaatverandering, en over de mogelijke gevolgen van klimaatveranderingen, maar in de komende jaren zal de kennis op deze punten toenemen. Goed denkbaar is dat dit zal nopen tot een in wereldkader verdergaande aanpak van dit probleem dan nu het geval is (zie Boot, 1994). Wellicht zal het nodig zijn de toename van energie-gerelateerde emissies al in de komende 20 jaar daadwerkelijk af te remmen door middel van internationaal gecoördineerd beleid. Dat zal een grote invloed hebben op de energiemarkten en daarmee op energieprijzen. Hoe dat beleid zich exact zal manifesteren, en wat de betekenis ervan voor wereldmarktprijzen van energie zal zijn, is niet op de voorhand te zeggen. Het meest voor de hand liggend is te veronderstellen dat er mondiale heffingen zouden komen bij eindverbruikers, die tot een drastische afname van het gebruik zouden leiden. Dit op zijn beurt zou leiden tot een verlaging van de af-bronprijzen, en dit is precies de reden waarom de OPEC er zo tegen ageert. Op mondiaal niveau zal een heffing dus tweede-orde effecten hebben, die een deel van het

eerste orde effect van de heffing op het gebruik teniet kunnen doen. Toch zou langs zo'n weg een gestadige prijsstijging voor de eindverbruikers bereikt kunnen worden.

**Conclusies.** In de traditionele visie op de oliemarkt, gedomineerd door veronderstelde gevolgen van schaarste en een vanzelfsprekend geachte toename van OPEC-invloed, is op lange termijn alleen een prijsstijging denkbaar. In dit artikel is daar een andere visie tegenover gesteld, waarin technologie, vraagontwikkeling en het gedrag van OPEC centraal staan. Resultaat van de analyse is een bandbreedte van mogelijke lange-termijn- prijzen, waarin verdere verlaging even goed mogelijk is als verhoging. Uit de optiek van mondiaal milieubeleid zou een hogere prijs voor gebruikers echter wenselijk zijn.

## Literatuur

- Adelman, M.A., 1993, 'Modelling World Oil Supply', *The Energy Journal*, 14(1)
- Boot, P.A., 1994, 'De economie van de klimaatverandering', *Tijdschrift voor Politieke Economie*, 16(3)
- Boot, P.A., M.J. Dykstra, 1994, 'Energieprijzen tussen kennis en onzekerheid', *ESB*, 30 november
- BP, 1984, 1994, *Statistical Review of World Energy*, Londen
- Centraal Planbureau, 1993, *Een aantal energiescenario's voor Nederland tot 2015*, Onderzoeksmemorandum nr.100
- Ministerie van Economische Zaken, 1994, *Van wereldmarkt tot eindverbruiker*, Beleidsstudies Energie nr. 7
- Gately, D., 1984, 'A Ten-Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market', *Journal of Economic Literature*, 22, Sept.
- Gochenour, D.T., 1992, 'The coming capacity shortfall: the constraints on OPEC's investment in spare capacity expansion', *Energy Policy*, 20(10)
- Griffin, J.M., 1985, 'OPEC Behavior: A Test of Alternative Hypotheses', *American Economic Review*, 75(5)
- Griffin, J.M., L.M. Vielhaber, 1994, 'OPEC Production: The Missing Link', *The Energy Journal*, Special Issue
- Hilton, A.C.E., 1992, 'Oil, energy and capital: a coming crunch?' *Energy Policy*, 20(10)
- International Energy Agency, 1993, 1994, *World Energy Outlook*, Paris
- Linde, C. v.d., 1991, *Dynamic International Oil Markets, Oil Market Developments and Structure, 1860-1990*, Dordrecht
- Odell, P., 1994, 'US oil companies ready to take the high ground again', *Petroleum Economist*, July

- Oliveira, A. de, Lodi, C.F.G., 1994, 'A framework for the assessment of the oil price', *OPEC Review*, Spring
- Rainbow, R., 1992, *Oil Outlook 2020*, paper World Energy Council
- Shell, 1994, Shell briefing service 1994, nr. 2, *Oil trading*
- Stauffer, T.R., 1994, *Oil & Gas Journal*, March 21
- Subroto, 1994, 'Reports of OPEC's decaith have been greatly exaggerated', *Petroleum Economist*, July
- World Bank, 1994, *World Development Report*, New York
- World Energy Council, 1993, *Energy for Tomorrow's World*, Londen
- WRR, 1994, *Duurzame risico's: een blijvend gegeven*, Rapport nr. 44, Den Haag

### Bijlage: Een eenvoudig wereld-olielmodel

**Aanbod van olie van non-OPEC.** Verondersteld wordt een kostenfunctie van conventionele olie, waarbij alle variabelen in relatieve veranderingen zijn geschreven, van de volgende gedaante:

$$knc = \alpha_1 + \alpha_2 \cdot qnc \quad [1]$$

waarbij:

knc: kosten van winning van conventionele olie in non-OPEC

$\alpha_1$ : exogene kostenontwikkeling;  $\alpha_1$  is kleiner (groter) dan nul indien de kostenreductie a.g.v. (technologische) ontwikkeling groter (kleiner) is dan de kostenverhoging a.g.v. geologische uitputting.

qnc : produktie van conventionele olie in non-OPEC ( $\alpha_2 > 0$ ).

Verondersteld wordt een markt gekenmerkt door volledige mededinging; winstmaximalisatie wordt bereikt indien marginale kosten gelijk zijn aan de marginale opbrengsten (= prijs van olie). De produktie van conventionele olie in non-OPEC is dan:

$$qnc = \frac{-\alpha_1}{\alpha_2 - 1} + \frac{1}{\alpha_2 - 1} \cdot p \quad [2]$$

p: prijs van olie.

Behalve conventionele olie wordt ook backstop olie geproduceerd. Naar analogie van vergelijking [3] is de produktie van backstop olie (qnb):

$$qnb = \frac{-\alpha_3}{\alpha_2 - 1} + \frac{1}{\alpha_2 - 1} \cdot p \quad [3]$$

waarbij  $\alpha_3$  kleiner (groter) is dan nul indien de kostenreductie a.g.v. (technologische) ontwikkeling groter (kleiner) is dan de kostenverhoging a.g.v. geologische uitputting.

Verondersteld wordt dat beide olietypen dezelfde prijselasticiteit hebben. De (exogene) kostenontwikkelingen ( $\alpha_1$ ,  $\alpha_3$ ) hoeven niet identiek te zijn. De totale non-OPEC-olieproduktie is dan:

$$qn = c_1 + c_2 + c_3 \cdot p \quad [4]$$

waarbij:

$$c_1 = \frac{-\alpha_c \cdot \alpha_1}{\alpha_2 - 1}$$

$$c_2 = \frac{-\alpha_b \cdot \alpha_3}{\alpha_2 - 1}$$

$$c_3 = \frac{1}{\alpha_2 - 1}$$

$\alpha_c$ : aandeel conventionele olie in totale produktie non-OPEC;

$\alpha_b$ : aandeel backstop olie in totale produktie non-OPEC.

**Aanbod van olie van OPEC.** Het aanbod van olie van OPEC ( $q_o$ ) wordt exogeen verondersteld:

$$q_o = q_{oe} \quad [5]$$

**Totaal aanbod van olie.** Het wereldaanbod (qs) is het totaal van non-OPEC-productie (qn) en OPEC-productie (qo):

$$qs = \Omega n \cdot [c1 + c2 + c3 \cdot p] + \Omega o \cdot qoe \quad [6]$$

waarbij:

$\Omega n$ : aandeel non-OPEC-olie-productie in totale productie;

$\Omega o$ : aandeel OPEC-olie-productie in totale productie.

**Wereldvraag naar olie.** De wereldvraag naar olie (qd) wordt verondersteld afhankelijk te zijn van het Bruto Wereld Product (bwp) en de prijs van olie:

$$qd = \alpha 4 \cdot bwp + \alpha 5 \cdot p \quad [7]$$

waarbij:

$\alpha 4$ : productie(inkomens)elasticiteit van de vraag naar olie;

$\alpha 5$ : prijselasticiteit van de vraag naar olie.

**Evenwicht van vraag en aanbod.** In evenwicht zijn vraag (qd) en aanbod (gs) aan elkaar gelijk. De prijs van olie is dan:

$$p = c4 + c5 + c6 \cdot qoe + c7 \cdot bwp \quad [8]$$

waarbij:

$$c4 = \frac{-\Omega n \cdot c1}{\Omega n \cdot c3 - \alpha 5}$$

$$c5 = \frac{-\Omega n \cdot c2}{\Omega n \cdot c3 - \alpha 5}$$

$$c6 = \frac{\Omega o}{\Omega n \cdot c3 - \alpha 5}$$

$$c7 = \frac{c4}{\Omega n \cdot c3 - \alpha 5}$$

De prijs van olie wordt dus bepaald door de technologische ontwikkeling van de kosten van conventionele olie (c5), de technologische ontwikkeling van de kosten van backstop olie (c6), het aanbod van OPEC (c7·qoe) en het Bruto Wereld Product (c8·bwp).

Vervolgens kan een kwantitatieve invulling van het model worden gegeven. Aan de hand van gegevens van de IEA-scenario's uit de World Energy Outlook (zie tabel B1) worden parameterwaarden bepaald. Met deze parameterwaarden worden eerst de IEA-scenario's nagebootst om te zien in hoeverre het model de resultaten kan reproduceren. Daarna wordt een invulling gegeven aan de drie scenario's zoals ze zijn beschreven.

**tabel B1: gegevens IEA-scenario's**

|       | bwp      | prijs | Ωw     | Ωo  | αw   | αn    | qoe  | p    |
|-------|----------|-------|--------|-----|------|-------|------|------|
|       | 2010     | 2010  | 2010   |     |      |       |      |      |
|       | [\$/vat] | ln    | ln     |     |      |       |      |      |
|       |          |       | vat/d] |     |      |       |      |      |
| IEA-1 | 2,9%     | 28    | 93,9   | 52% | 1,8% | -0,2% | 4,8% | 2,4% |
| IEA-2 | 2,9%     | 18    | 101,1  | 57% | 2,2% | -0,4% | 5,7% | 0,0% |
| IEA-3 | 2,3%     | 28    | 85,9   | 45% | 1,3% | 0,0%  | 3,5% | 2,4% |



Door de gegevens m.b.t.  $q_w$ ,  $b_w$  en  $p$  in te vullen in vergelijking [7] kunnen de prijs- en inkomenselasticiteit bepaald worden (zie tabel B2).

tabel B2: parameterwaarden berekend o.g.v. IEA-scenario's

|  |       |
|--|-------|
| productie(inkomens)elasticiteit o.g.v. scenario 2: | 0,76  |
| prijselasticiteit o.g.v. scenario 1:               | -0,17 |
| prijselasticiteit o.g.v. scenario 3:               | -0,18 |
| gehanteerde prijselasticiteit :                    | -0,18 |

Door de gegevens m.b.t.  $q_n$  en  $p$  in te vullen in vergelijking [4] kan  $\alpha_1$  (kostenparameter van conventionele olie) bepaald worden (zie tabel B2). Additionele veronderstellingen zijn:

- $\alpha_3=0$  (kostenparameter van backstop olie);
- de lange termijn prijselasticiteit is 0,57 (vgl. CPB, 1993), d.w.z.

$$\frac{1}{\alpha_2-1} = 0,57$$

In tabel B3 worden de cruciale inputs naast elkaar gezet (IEA en Boot-Dijkstra).

tabel B3: Inputs

|  | IEA-1 | IEA-2 | IEA-3 | BD-1  | BD-2  | BD-3  |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| d (prijselasticiteit non-OPEC aanbod)      | 2,8   | 2,8   | 2,8   | 2,8   | 2,8   | 2,8   |
| b (tempo kostenontwikkeling conventioneel) | 2,8%  | 0,7%  | 2,4%  | -1,5% | -1,5% | -0,8% |
| f (tempo kostenontwikkeling backstop)      | 0,0%  | 0,0%  | 0,0%  | -3,0% | -3,0% | -1,5% |
| c4 (inkomenselasticiteit wereldvraag)      | 0,76  | 0,76  | 0,76  | 0,76  | 0,76  | 0,76  |
| c5 (prijselasticiteit wereldvraag)         | -0,18 | -0,18 | -0,18 | -0,18 | -0,18 | -0,18 |
| bwp (groei bruto wereld product)           | 2,9%  | 2,9%  | 2,3%  | 2,9%  | 2,3%  | 2,9%  |
| qo (groei OPEC-productie)                  | 4,8%  | 5,7%  | 3,5%  | 2,9%  | 4,8%  | 2,9%  |