

**Ole Gunnar Austvik**

**Drivkreftene i oljemarkedet**

**Forskningsrapport nr 50, 2000**

**Sammendrag**

Rapporten fokuserer på krefter som er med å bestemme oljeprisen på mellomlang og kanskje lengre sikt, det vil si fra om noen måneder og utover i det neste tiåret. Den trekker sammen tidligere arbeider og vurderer fremtidig prisutvikling. Først gis en kort oversikt over utviklingen i oljemarkedet de siste 30 årene, der Norges rolle også blir diskutert. Deretter drøftes oljeprisens globale inntektsomfordelende rolle. De store beløpene som oljehandelen representerer gir incitament for at alle aktører som har muligheter til det, til å påvirke oljeprisens utvikling. Dernest drøftes de tradisjonelle prisprognosenes manglende treffsikkerhet, herunder ulike modeller for oljemarkedet. Det vises også at utviklingen i oljeprisen siden prisfallet i 1986 er kraftig forskjellig for konsumenter og produsenter av olje på grunn av avgiftsøkningene på oljeprodukter. Særlig markant har dette vært i Europa.

Deretter følger en oversikt over hovedtrekkene i markedsutviklingen. Forbruksøkningen har på 1990-tallet vært særlig markant i de nye økonomiene i Asia. Dersom denne fortsetter som forventet, vil hoveddelen av økningen måtte dekkes gjennom økt produksjon i landene ved Den persiske gulfen, med mindre det blir gjort nye store funn andre steder i verden. Balansen mellom etterspørsel etter olje fra Asia og tilbudet fra Midtøsten synes å bli spesielt viktig for oljeprisutviklingen de neste to tiårene. Videre drøftes et mulig "prisvindu" for perioden 2000-2010 gjennom en scenario-analyse. Det diskuteres hvor robuste scenariene er, eller hva som skal til for at det som i dag oppfattes som lite sannsynlige utviklingstrekk likevel kan inntreffe. Avslutningsvis diskuteres hvilke konsekvenser en slik forståelse for oljemarkedet kan ha for norsk økonomisk planlegging og internasjonal prispolitikk på olje.

Hovedtrekkene i rapporten ble først presentert på Europa-programmets rådsmøte i Stortinget 19. oktober 1999 – med tema: "Strategiske utfordringer for Norge som olje- og energiprodusent" (se <http://www.euro-program.no>).

*Emneord: Råoljemarkedet, OPEC, IEA, Norge.*

**SUMMARY:**

This report is focusing on economic and political forces determining the price of crude oil in the medium and long term. It draws together earlier works and assesses future price developments. Consequences for Norwegian economic planning and international oil policy are also discussed.

*Key words: Crude oil market, OPEC, IEA, Norway.*

**OM FORFATTEREN:**

Ole Gunnar Austvik er utdannet sosialøkonom (Cand.oecon 1980) og er Master i Public Administration fra John F. Kennedy School of Government, Harvard University (MC-MPA 1989). Han arbeidet i Statistisk Sentralbyrå 1981-85 og ved Norsk Utenrikspolitisk Institutt (NUPI) 1985-91. Siden 1991 har han arbeidet som førsteamanuensis ved Høgskolen i Lillehammer med hovedansvar for sosialøkonomi og internasjonal økonomi. Forskningsområdet er petroleumspolitik og internasjonal økonomi.

*Telefon: 612 88246 Fax: 612 88170 Mobil: 906 77251 E-mail: [ole.gunnar.austvik@kaldor.no](mailto:ole.gunnar.austvik@kaldor.no)  
<http://www.kaldor.no/energy>*

## Innledning

Ingen kan forutsi nøyaktig hva oljeprisen vil komme til å bli, verken på kort eller lang sikt. I et perspektiv på dager, uker, måneder og ett år eller to, styres den ofte av forventninger om hva som vil skje i fremtiden. Når forventningene endrer seg tilstrekkelig, endres også prisen, av og til temmelig dramatisk. I et perspektiv over 10-20 år, er det heller ikke enighet om trenden går i retning av fallende eller stigende priser. Selv om råolje i geologisk forstand er en begrenset ikke-fornybar ressurs, er det ikke sikkert at den skal oppfattes som det i økonomisk forstand. Avhengig av hva en mener om knapphetsgraden, og om hvordan politiseringen av markedet utvikler seg, kan prisforventningene variere mellom meget høye og meget lave priser på lang sikt.

Både på kort og lang sikt, kompliseres analysen av oljemarkedet av at prisen påvirkes av så kvalitatitivt vidt forskjellige faktorer som økonomiske, teknologiske, geologiske og politiske forhold. De ulike faktorene veksler dertil i betydning over tid. Historien har vist at bastante antakelser om viktigheten av en spesifikk faktor og markedets virkemåte, har ført til fundamentalt gale prisforventninger. Utfordringen kan derfor synes å ligge i å klare å veie sammen faktorene på en optimal måte over tid. Forståelsen for markedets virkemåte er kanskje viktigere enn å legge for mye ressurser i å prøve å nå det umulige, som det er å forutsti prisutviklingen eksakt.

Selv om oljeprisen innen visse (relativt store) variasjonsområder antakeligvis må oppfattes som genuin usikker, er det likevel slik, at over en bestemt tidshorisont, er enkelte utviklingstrekk mer sannsynlig enn andre. En scenario-basert forståelse for markedets funksjonsmåte blir vagere enn de tradisjonelle prisprognosene. Likevel kan det være bedre å få en tilnærmet riktig virkelighetsbeskrivelse av markedets mulighetsområde og dynamikk, enn gjentagne ganger å ta eksakt men grunnleggende feil i hvordan utviklingen blir. I forlengelsen av beskrivelsen av et mulighetsområde, hvor det også går fram hva usikkerheten består i, vil utfordringen for beslutningstakere, enten de er i selskaper eller offentlige myndigheter, ligge i å utforme en strategi og en politikk som er rimelig robust for både de sannsynlige og for de lite sannsynlige, men ikke umulige, fluktusjoner og utviklingstrekk vi står overfor.

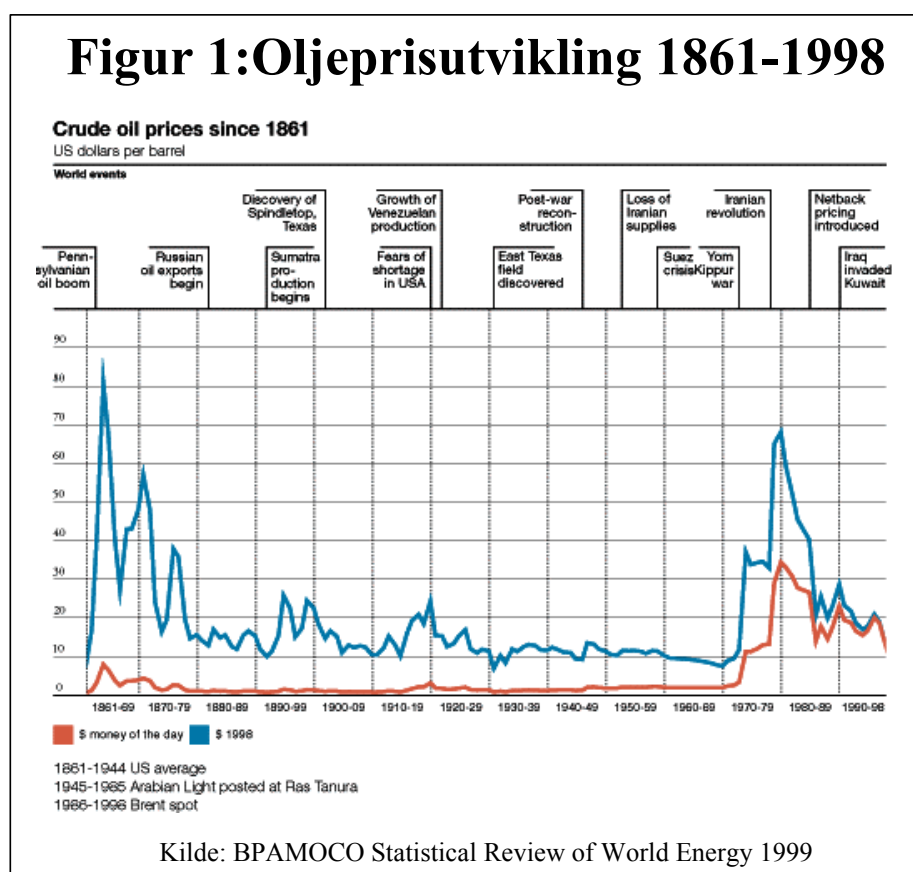
Denne rapporten fokuserer på krefter som er med å bestemme oljeprisen på mellomlang og kanskje lengre sikt, det vil si fra om noen måneder og utover i det neste tiåret. Først gis en kort oversikt over utviklingen i oljemarkedet de siste 30 årene, der Norges rolle også blir diskutert. Deretter drøftes oljeprisens globale inntektsomfordelende rolle. De store beløpene som oljehandelen representerer gir incitament for at alle aktører som har muligheter til det, til å påvirke oljeprisens utvikling. Dernest drøftes de tradisjonelle prisprognosenes manglende treffsikkerhet, herunder ulike modeller for oljemarkedet. Det vises også at utviklingen i oljeprisen siden prisfallet i 1986 er kraftig forskjellig for konsumenter og produsenter av olje på grunn av avgiftsøkningene på oljeprodukter. Særlig markant har dette vært i Europa.

Deretter følger en oversikt over hovedtrekkene i markedsutviklingen. Forbruksøkningen har på 1990-tallet vært særlig markant i de nye økonomiene i Asia. Dersom denne fortsetter som forventet, vil hoveddelen av økningen måtte dekkes gjennom økt produksjon

i landene ved Den persiske gulfen, med mindre det blir gjort nye store funn andre steder i verden. Balansen mellom etterspørsel etter olje fra Asia og tilbudet fra Midtøsten synes å bli spesielt viktig for oljeprisutviklingen de neste to tiårene. Videre drøftes et mulig ”prisvindu” for perioden 2000-2010 gjennom en scenario-analyse. Det diskuteres hvor robuste scenariene er, eller hva som skal til for at det som i dag oppfattes som lite sannsynlige utviklingstrekk likevel kan inntreffe. Avslutningsvis diskuteres hvilke konsekvenser en slik forståelse for oljemarkedet kan ha for norsk økonomisk planlegging og internasjonal prispolitikk på olje.

## Oljemarkedet: kort historikk

Bruk av olje skriver seg tilbake til USA rundt 1860. Oljeprisen har fluktuert særlig mye (mange hundre prosent) på 1800-tallet og over de siste 30 årene. Men selv i ”rolige” perioder har den endret seg så mye som 50-100 prosent. Råolje er en viktig innsatsfaktor i ethvert lands økonomiske virksomhet, og har vært – og er fortsatt – den viktigste enkeltvare i internasjonal handel. Prissvingninger er typisk for en rekke råvarer. Figur 1 viser nominell og reell prisutvikling i perioden 1861-1998.



Handelen med råolje representerer typisk en stor verdiandel av konsumentlands importkostnader og oljeeksporterende lands inntekter. Det internasjonale råoljemarkedet har ofte vært gjenstand for påvirkning både fra selskaper og stater. I lange perioder var det verdens syv største oljeselskaper (Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, Royal Dutch Shell og British Petroleum - de «syv søstre») som kontrollerte mesteparten av eksporten. I de siste 30 årene har medlemslandene i Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) representert tyngdepunktet.

OPEC ble etablert i januar 1961 av 5 av verdens viktigste oljeeksporterende land: Saudi Arabia, Iran, Irak, Kuwait og Venezuela. Hensikten var å koordinere oljepolitikken i medlemslandene og stabilisere "skadelige og unødvendige" svingninger i oljeprisen. Foranledningen til etableringen av OPEC var en økende misnøye med at de internasjonale oljeselskapene kunne bestemme priser og utvinningstempo for oljeproduksjonen mot å betale (ofte lave) royalties (avgifter) til vertslandene. Iran var det første landet som dannet et nasjonalt oljeselskap i 1951.

Innen 1973 var mesteparten av oljeproduksjonen i OPECs medlemsland overført til nasjonale oljeselskap. På dette tidspunkt var medlemstallet økt til 13, med Algerie, Indonesia, Libya, Dubai/De forente arabiske emirater, Nigeria, Ecuador, Gabon og Qatar som nye medlemmer.

Med statlig kontroll over mesteparten av verdens eksportkapasitet for olje, hadde landene i OPEC økt mulighetene til å administrere produksjonsmengder og pris. Etter Yom Kippur krigen mellom Israel og araberlandene i 1973 satte OPEC-landene, under ledelse av Saudi Arabia og dets oljeminister Sjeik Yamani, opp prisene fra rundt 3 \$/fat til rundt 12 \$/fat, uten at produksjonsmengden ble nevneverdig nedjustert. Denne 4-doblingen av prisen kalles gjerne det første oljesjokket, eller OPEC I. Prisen holdt seg nominelt på 13 \$/fartsnivået fram til 1979, og representerer en pris på 30-40 \$/fat i dagens pengeverdi. Når Ayatollah Khomeini overtok i Iran i 1979, reduserte han landets oljeproduksjon fra vel 5 millioner fat pr. dag (mf/d) til rundt 3.2 mf/d. Saudi-Arabia klarte å kompensere for en del av dette bortfallet. I et relativt stramt marked drev det likevel prisen opp (nominelt) fra rundt 13 \$/fat til 20 \$/fat. Etter at Iraks president Saddam Hussein året etter (1980) gikk til krig mot Iran, falt produksjonen i Iran og Irak med ytterligere 4 mf/d som følge av krigsødeleggelser på begge sider. Dette førte oljeprisen helt opp i mot 40 \$/fat. Denne prisen tilsvarer en pris i 1999-verdi på 60-70 \$/fat. Denne 3-doblingen av prisen kalles gjerne det andre oljesjokket, eller OPEC II.

Med disse høye prisene begynte etterspørselen å falle. For å holde prisene oppe fordelte OPEC produksjonskvoter. OPECs samlede produksjon sank fra 31.5 mf/d i 1979 til 17 mf/d i 1985. Kvoteordningene førte til konflikter mellom OPEC-landene om hvordan byrdene skulle fordeles, samtidig som de høye prisene oppmuntret til energisparing, fremskaffelse av nye energibærere og økt oljeproduksjon utenom OPEC. Saudi-Arabias produksjon sank fra 10 mf/d til 3 mf/d i perioden. Til slutt kollapset prisene vinteren 1985/86 fra 28 \$/fat til 15 \$/fat som følge av at Saudi Arabia innførte en såkalt "net-back"-prising for å øke produksjonen. Det tredje oljesjokket var altså et kraftig prisfall, og har ofte blitt kalt OPEC III.

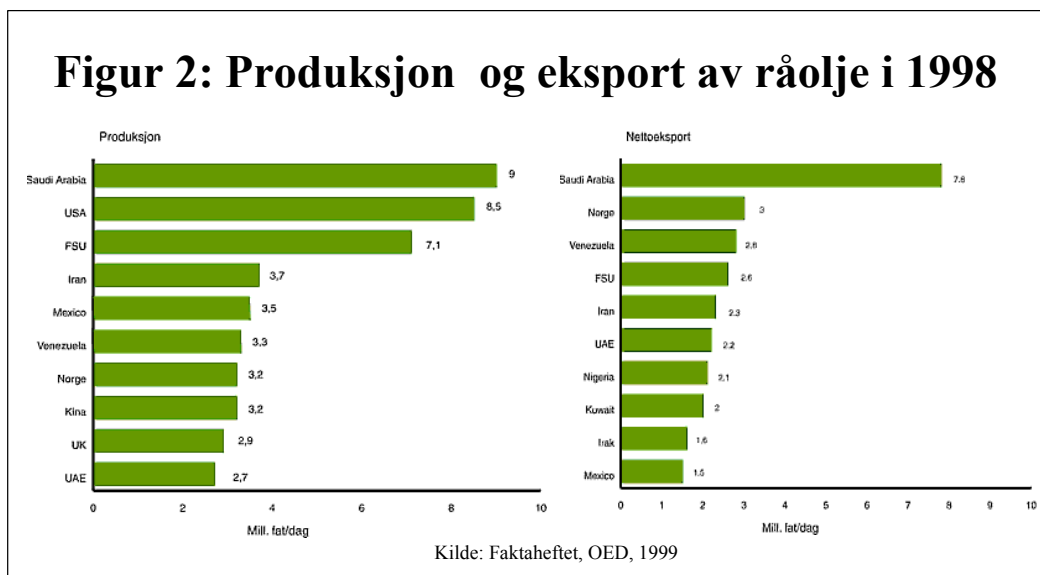
Etter 1986 har prisene ligget noe jevnere, på nominelt 15-20 \$/fat med et unntak i 1990/91. Under Gulf-krigen, da Irak gikk til angrep på Kuwait, ble all eksport fra begge landene stoppet. Imidlertid ble dette bortfallet fullstendig kompensert ved økning i Saudi-Arabias

og noen andre lands eksport. I en kort periode var prisene oppe i 35-40 \$/fat, for så å falle tilbake til 15-20 \$/fat etter at de allierte styrkene hadde slått Irak ut av Kuwait. Sommeren 1998 falt prisene helt ned til 10 \$/fat og holdt seg der til våren 1999 da eksportører i og utenfor OPEC samlet reduserte tilbudet av olje med flere millioner fat. Prisene har høsten 1999 ligget på 20-25 \$/fat.

## Oljemarkedets mekanismer

Mens gassalg hovedsakelig er avgrenset til noen regioner, ett av dem er Europa, blir olje handlet over hele verden. Måten råoljesalget foregår på og hvordan prisene blir dannet, er også forskjellig fra andre energimarkeder. Med en del unntak kan vi si at prisene på oljeprodukter er den viktigste enkeltfaktor for de fleste av verdens andre energibærere. Dette skyldes blant annet at olje er den energibæreren som veier tyngst i verdens energiforbruk. Dessuten kan oljeprodukter erstatte de fleste andre energibærerne. Prisene vi får for eksporten både av råolje og naturgass, er i sin tur langt på vei bestemt av den prisen sluttbrukerne av oljeprodukt må betale. I tillegg til råoljeprisen må disse også betale avgifter til forbrukslandet, transport- og raffineringkostnader osv. Produsentlandet kan få en større eller mindre del av den endelige prisen til forbrukerne. Råolje handles globalt og transportkostnadene er i forhold til råoljens verdi relativt lave. Råoljeprisen er dermed om lag den samme over hele verden når vi korrigerer for ulike kvaliteter og transportkostnader.

Råoljeprisen bestemmes av en rekke ressursmessige, økonomiske, tekniske og politiske



faktorer på tilbuds- og etterspørselssiden. Disse faktorene har varierende betydning for prisdannelsen over tid.

På tilbudssiden er det blant annet viktig hvor store oljereserver et produsentland har, utvinningstempoet, hvor geografisk konsentrert og tilgjengelige ressursene er, inntektsbehovet for produsentlandet, innen- og utenrikspolitiske forhold og politiske hendelser i Midtøsten (2/3 av verdens oljereserver finnes der). Viktig er også evnen til å

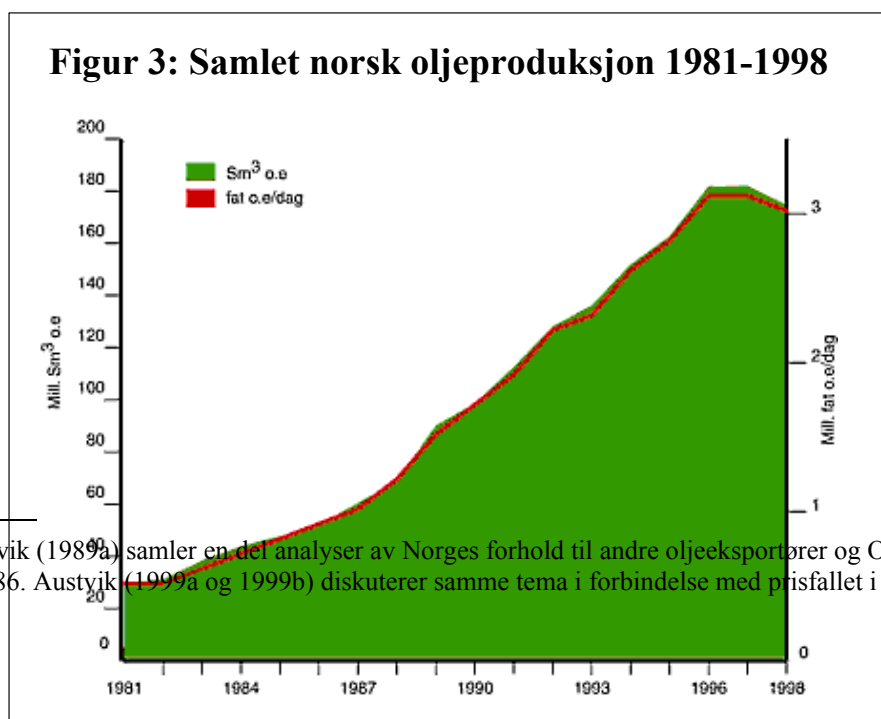
samordne produksjons- og prisreguleringer, såsom gjennom organisasjonen av oljeeksporterende land, OPEC.

Siden olje er en ikke-fornybar naturressurs, er det gitt fra naturens side hvilke land som overhodet har mulighet til å produsere olje. Menneskenes kunnskap om hvor oljen er, i hvilke mengder og til hvilke kostnader den kan produseres har imidlertid endret seg sterkt. På begynnelsen av 1960-tallet ble det eksempelvis slått fast at det ikke fantes olje i Nordsjøen. I USA har på den annen side produksjonshorisonten (det tidspunkt all olje i landet skulle være oppbrukt med dagens produksjonstempo) vært snaut 10 år fram i tid siden 1950-tallet!

De tre største produsentlandene har lenge vært Saudi-Arabia, USA og Russland. Siden USA konsumerer omtrent dobbelt så mye olje som de produserer, blir imidlertid USA verdens største nettoimportør av olje. Også mye av Russlands produksjon går med til eget forbruk. Det er de land som har høy produksjon i forhold til eget forbruk som blir store på tilbudssiden i markedet. Mens Norge representerer under 4 prosent av verdensproduksjonen, er andelen av verdensmarkedet rundt 8 prosent (jamfør figur 2). Dette har i flere år gjort oss til verdens nest største oljeeksportør.

Figur 3 viser at norsk oljeeksport har økt kraftig det siste tiåret. Mens vi på begynnelsen av 1980-tallet produserte rundt 0,5 millioner fat pr. dag (mf/d), har vi i andre halvdel av 1990-tallet kommet opp i over 3 mf/d. Vårt eget forbruk av råolje er ca. 0,2 mf/d, slik at nettoeksporten er på rundt 3 mf/d. Som eksportør har vi passert kjente oljestormakter som Iran og Kuwait for flere år siden. Våre påviste reserver representerer imidlertid bare 1,1 prosent av verdens totale reserver, mens området rundt Persiagulfen utgjør hele 65 prosent.<sup>1</sup>

På etterspørselssiden er blant annet forbrukslandenes økonomiske vekst, inntekts- og etterspørselshastigheter for energi generelt og olje spesielt, fleksibilitet i endring av forbruksmønstre osv viktig. Politisk er det også viktig hvordan effektiviserings- og samordningstiltak mellom landene fungerer.



<sup>1</sup> Austvik (1989a) samler en del analyser av Norges forhold til andre oljeeksportører og OPEC etter prisfallet i 1986. Austvik (1999a og 1999b) diskuterer samme tema i forbindelse med prisfallet i 1998/99.

Politisk påvirkning av oljemarkedet har særlig vært fokusert gjennom De syv søstre og OPEC. Siden 1974 har imidlertid også etterspørselssiden blitt sterkere påvirket av OECD-landene. Deler av energipolitikken i forbrukslandene har vært koordinert i Det internasjonale energibyrået (International Energy Agency, IEA) som en selvstendig enhet innen OECD. Gjennom dette organet ønsket konsumentlandene, anført av USA ved dets utenriksminister Henry Kimsingen, å gi OPEC en motvekt ved å redusere medlemslandenes oljeavhengighet gjennom energisparing, utvikling av alternative energikilder og gjennom forskning og utvikling. IEA har også en egen krisehåndteringsplan som kan tre i kraft i forbindelse med en oljekrise. Denne omfatter både fordelingsplaner for olje og bruk av de såkalte Strategiske petroleumsreserver (SPR), som er bygget opp i mange av de største medlemslandene.<sup>2</sup>

På bakgrunn av sin dobbeltrolle som vestlig oljeproduserende land, er Norge kun assosiert medlem av IEA. I de fleste praktiske spørsmål deltar Norge på lik linje med land med fullt medlemskap. Ved en eventuell ny energikrise er imidlertid ikke Norge (formelt) forpliktet til å delta i ulike rasjonerende tiltak som IEA-land da vil sette i verk (jfr. Oljekrisen i 1974 og de forberedende tiltak til sparing i forbindelse med Gulf-krigen i 1991).

Også Den europeiske union (EU) er i ferd med å bli en viktig politisk faktor på etterspørselssiden. På grunn av økt markedliberalisering – som vi har sett gjennom «Gassdirektivet» (EU, 1998) og harmonisering av avgiftspolitikken – der avgifter skal flyttes fra arbeid til energi (EU, 1997), er etterhvert EU og EU-land blitt svært viktige også for norsk petroleumpolitikk.<sup>3</sup> Ved innføring av felles europeisk mynt, vil stadig mer energihandel bli priset i euro. Dette vil blant annet kunne skape press i retning av en harmonisering av finanspolitikken, som i sin tur vil forsterke det press økte avgifter allerede har på produsentprisene.

All den tid EUs politikk i hovedsak kun dekker Europa, vil dette bli spesielt viktig for inntjeningen på norsk gasseksport, og særlig dersom avgiftene på gass blir høyere enn avgiftene på oljeprodukter som gassen konkurrerer med. EUs innflytelse på oljeprisene er mindre, siden råolje handles i et globalt marked. Som landgruppe er EU-landene imidlertid like store i markedet som USA, og deres politikk vil blant annet ha stor betydning for hvordan den globale avgiftsporteføljen på oljeprodukter utvikler seg.

IEA og EU var begge pådrivere i gjennomføringen av det europeiske energicharteret (IEA, 1995). Med en modell fra GATT/WTO-regelverket, søker chartret å skape større grad av frihandel med energi, øke konkurransen i alle ledd i markedskjeden og lette muligheten til å investere i energiprojekter, også i Russland.

### **Oljeprisen og avhengighet for eksport- og importland**

Nær 2/3 av verdens kjente oljereserver befinner seg i fem land ved Den persiske gulf; Saudi-Arabia (25 %), De forente arabiske emirater (10 %), Kuwait (9 %), Iran (9 %) og Irak (10 %).<sup>4</sup> Fortsatt er imidlertid det tidligere Sovjetunionen (20 %) og USA (14 %) verdens to største oljeprodusenter. De fem Gulf-landene representerer kun rundt 1/4 av verdens oljeproduksjon, men de står for nær halvparten av verdenshandelen med råolje. Da

<sup>2</sup> Se Austvik (1989b) og (1991) for en diskusjon av bruk av SPR som krisehåndteringsredskap.

<sup>3</sup> Austvik (1999b) diskuterer dette nærmere.

<sup>4</sup> BPAMOC Statistical Review of World Energy (1999).

den globale oljeprisen fastsettes i balansen mellom importetterspørselen og eksporttilbudet av olje, blir dette området spesielt viktig for prisdannelsen. Med fallende produksjon og ressursgrunnlag i land utenom Den persiske gulf, forventes områdets betydning å øke i tiden fremover.

At oljeprisen er tilnærmet lik over hele verden og for alle aktører, betyr for importørene at selv om det landet de kjøper oljen fra befinner seg et helt annet sted i verden enn i Midtøsten, vil de måtte betale den samme prisen som for olje derfra. En prisøkning som følge av redusert tilbud fra Gulfen ville altså føre til inntektsoverføringer fra konsumenter til produsenter av olje over hele verden, uansett geografisk eller politisk beliggenhet. Dette skjedde under de to foregående prissjokkene på olje i 1973/74 (OPEC I) og 1979/81 (OPEC II). Den viktigste årsak til Norges høye oljeinntekter i første halvdel av åttitallet var således Khomeiny's overtagelse i Iran, krigen mellom Iran og Irak og lageroppbyggingen som fant sted i forlengelsen av denne grunnet frykt for betydelige leveranseavbrudd og ytterligere prisstigning, og hadde lite eller ingenting med norsk politikk å gjøre. Også for mange av de øvrige oljeeksporterende landene er oljeinntektene av avgjørende betydning for deres eksportinntekter. Av total vareeksport representerer oljen 93 % for Saudi-Arabia, 90 % for Kuwait, 89 % for De forente arabiske emirater, 94 % for Iran og 98 % for Irak (Austvik, 1990).

Når en betrakter oljeeksporterende lands evne til å stabilisere og heve prisen, og da særlig gjennom endringer i produksjonen, er det et problem for det landet som foretar produksjonsreduksjonen at land som ikke gjør det mottar den samme pris i markedet som dem selv. Enhver produsent vil derfor at andre skal ta kostnadene ved å øke prisen og selv være "gratispassasjer". I tillegg til uenighet om hvilket prisnivå som er det riktige, er dette mye av grunnen til den endeløse uenigheten både i OPEC og mellom landene i Den persiske gulf – og forsåvidt også uenigheten mellom OPEC og ikke-OPEC-land som Norge.

For et importland er det av dermed av liten betydning hvor de importerer olje fra. USA importerte i 1989 eksempelvis kun 13 prosent av sin olje fra Midtøsten. Men på de resterende 87 prosent av oljeimporten måtte de betale like høy pris som for Midtøsten-olje, enten den kom fra Norge, Alberta, Venezuela, Mexico eller Algerie. Også olje produsert i USA, som representerer rundt halvparten av forbruket, må betales med samme pris. Et importlands følsomhet og sårbarhet for knapphet i tilgangen på olje kan (i fredstid) presiseres som sårbarhet overfor for høye oljepriser gjennom betydelig overføring av grunnrente (se Austvik, 1999b) fra konsumenter til produsenter. For mange land betyr dette dessuten en proporsjonal oppgang i importutgiftene. For høye oljepriser fører til arbeidsløshet, inflasjon, underskudd på driftsbalansen med utlandet og økonomisk tilbakegang, slik vi har opplevd i kjølvannet av de to oljeprissjokkene.

På samme måten som produsenter har interesse av å være gratispassasjer på andre lands tiltak på tilbudssiden, har importland interesse av at andre land reduserer sitt oljeforbruk slik at prisen holdes så lav som mulig. Dette er kimen til en gryende diskusjon mellom særlig Japan og Vest-Europa på den ene siden og USA på den annen, og gir seg utslag i form av uenighet bl.a. om fastsetting av avgifter på petroleumsprodukter.

Det er den internasjonale porteføljen av henholdsvis etterspørsels- og produksjonsregulerende tiltak som er viktig for den pris konsumenter må betale og produsenter mottar både på kort og på lang sikt. Tiltakene kan omfatte skatter, avgifter,



reguleringer og økonomiske og politiske forhandlinger. Dels kan tiltakene være substitutter for hverandre, dels kan de være komplementære og dels gjensidig utelukkende, dels på kort sikt, dels på lang sikt. For en aktør vil et land som hindrer prisen i å bevege seg i den retning som en selv mener er ønskelig, kunne skade ens interesser. Krigshandlinger er det ytterste politiske virkemiddel noe land kan benytte for å nå sine økonomiske og politiske mål. Fysisk kontroll over olje kan innebære muligheter for å influere på prisfastsettelsen. Konflikten i Gulfen 1990/91 kan oppfattes som et eksempel på dette (Austvik, 1992).

### **Priser, prisprognoser og oljemarkedsteorier**

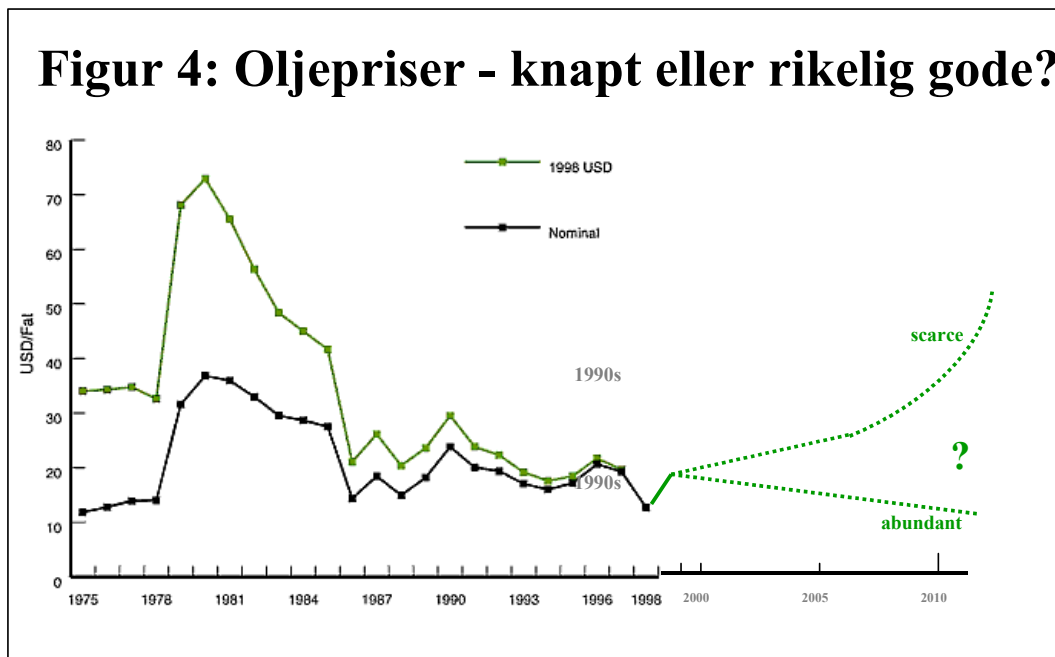
Selv om olje er en ikke-fornybar ressurs, og slik endelig i geologisk forstand, er det ikke åpenbart at den skal oppfattes som det i økonomisk forstand. Uansett vil ressursene i økonomisk forstand bli større når enten prisen blir høyere, lete- og utvinningskostnadene lavere eller teknologien bedre, slik at mer olje kan hentes opp av et reservoar. Oppfatningen av hvordan oljeprisen vil utvikle seg på lengre sikt varierer i sterk grad med hvor knapp oljen forventes å bli. Er den endelig, også i økonomisk forstand, forventes prisene å øke i fremtiden etterhvert som det blir stadig mindre igjen. Er den ikke det, vil konkurranse mellom produsenter, substitutter og økonomisk utvikling bringe prisutviklingen mer i retning av andre varer der kostnadene ved å produsere den er avgjørende for prisutviklingen. Dette er illustrert i figur 4.

Figuren viser også at i realverdi har oljeprisen falt jevnt siden tidlig på 1980-tallet.<sup>5</sup> Spesielt stort var prisfallet i 1985/86. Den historiske utviklingen av oljeprisen siden 1860 (se figur 1) kan indikere en trend mot lavere priser i fremtiden, med "OPEC-perioden" som et avvik fra denne trenden. Et alternativt syn er at prisen på olje vil øke i fremtiden etterhvert som stadig mer blir utvunnet og mindre blir igjen (olje er en ikke-fornybar naturressurs). Prisedgangen de siste 15 årene kan da være et avvik i en trend mot knapphet og høyere priser.

---

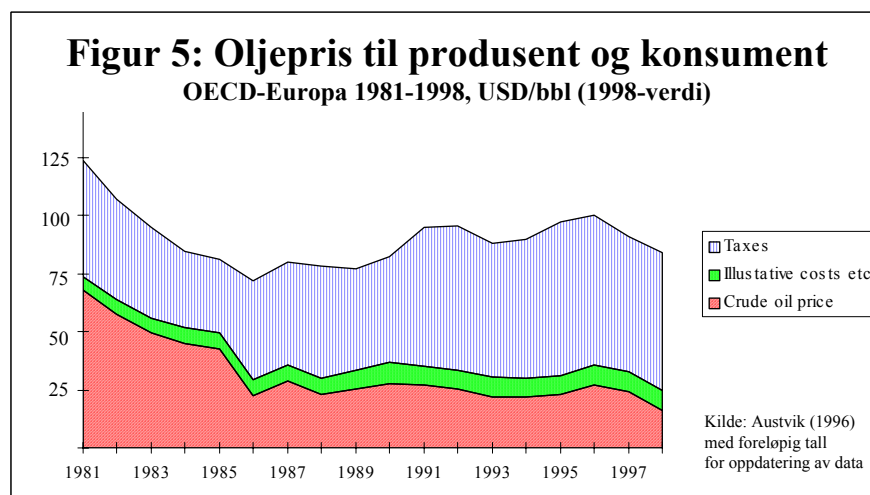
<sup>5</sup> Regnet i amerikanske dollar. Egentlig er den prisen på råolje for konsumentene den pris de betaler i nasjonal valuta (Austvik, 1986). Tilsvarende er verdien av oljen for eksportlandene avhengig av hvor de bruker inntektene til å importere varer og tjenester. Disse prisene bestemmes av råoljeprisen multiplisert med relevante valutakurser i forhold til amerikanske dollar. Valutakurssvingninger har dermed også virkninger på utviklingen av oljeprisen regnet i dollar. (Austvik, 1987).

**Figur 4: Oljepriser - knapt eller rikelig gode?**



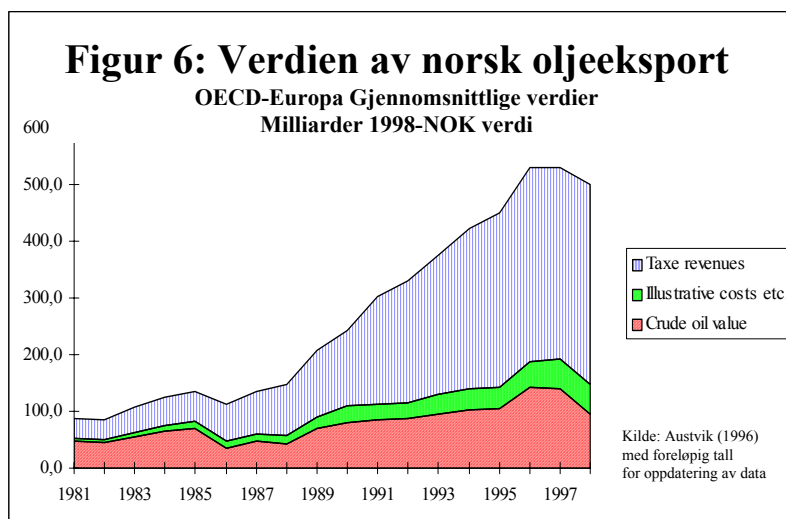
Et forhold som har blitt spesielt viktig de siste 15 årene er den stadige økningen i energiavgifter, se figur 5. Avgiftene har økt i nær alle land i verden, men spesielt i Europa. I dagens priser tok oljeproduiserende land rundt 70 \$/fat råolje på begynnelsen av 1980-tallet. Avgiftene beløp seg til 20-30 \$/fat og resten gikk til raffinering, markedsføring osv. Dette gjorde at europeiske konsumenter betalte rundt 80-90 \$/fat. I dag betaler konsumentene i realverdi nesten det samme for et gjennomsnittsfat (Brent olje er brukt som mal i beregningene) med olje. Nå får imidlertid råoljeprodusentene kun 10-20 \$/fat, mens statskassene i de europeiske land tar inn rundt 50 \$/fat. Situasjonen fra 1980-tallet er altså nærmest snudd på hodet. I Europa er det konsumentlandene som tar mesteparten av grunnrenten i oljesektoren, slik produsentlandene gjorde det i «OPEC-perioden». Selv om forskjellen er stor mellom utviklingen i Europa og resten av OECD-området, illustrerer dette at konsumentlandene på 1990-tallet har hatt sterkere innflytelse over prisdannelsen på råolje enn de hadde på 1970 og 1980-tallet. I Austvik 1996 diskuteres hvordan forbruksavgiftene samlet (for OECD-området) kan tenkes å ha påvirket råoljeprisen.

**Figur 5: Oljepris til produsent og konsument**  
OECD-Europa 1981-1998, USD/bbl (1998-verdi)



Kilde: Austvik (1996)  
med foreløpig tall  
for oppdatering av data

Dette har også stor betydning for Norges bytteforhold overfor omverdenen. Vi har over de siste 15 årene eksportert stadig større mengder olje og fått stadig mindre betalt for den. Dette gjør at bytteforholdet, eller forholdet mellom prisene på de varer og tjenester vi eksporterer og importerer, har falt mye. Tross de store produksjonsøkningene har Norge mottatt rundt 100 milliarder 1998-kroner i eksportverdi i hele perioden, mens verdien for forbrukerne av denne oljen har økt til 4-500 milliarder kroner, avgiftene medregnet (se figur 6).



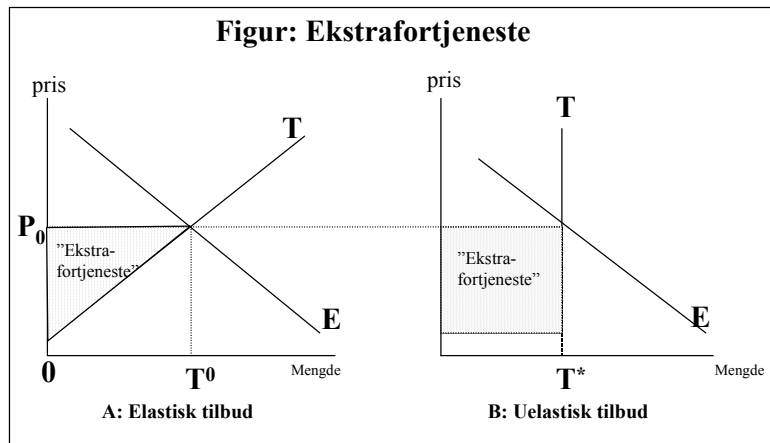
Blant markedsanalytikere og forskere er det ingen generell enighet om hvordan en skal analysere oljemarkedet, oljeprodusenters adferd, etterspørselen etter olje eller selve dannelsen av oljeprisen. På tilbudssiden kan synspunktene grovt deles i to kategorier: velferds-maksimerende teorier og "andre", med mange mellomliggende avskygninger. Blant de velferdsmaksimerende modellene er særlig økonomisk teori for ikke-fornybare ressurser viktig. Særlig gir denne teorien bidrag til forståelsen av begrepene ressurs- eller grunnrente (se boks 1), alternativkostnader og optimalisering av ressursene over tid, men også til forståelsen av langsiktige nedre grenser for prisene (de tekniske produksjonskostnadene) og øvre grenser (substituttprisene). Austvik (1993) diskuterer denne teorien nærmere. Blant andre velferdsmaksimerende modeller er den såkalte property rights-teorien viktig. Ikke-økonomiske teorier er på sin side ofte knyttet til politiske eller inntektsbestemte målsetninger, se boks 2.

## Boks 1: Grunnrente, normal fortjeneste og renprofitt

Den normale fortjeneste ved å drive en aktivitet, uttrykkes ved dens alternativkostnad. Dette er den minste fortjeneste en må ha for å fortsette å drive aktiviteten, i stedet for å starte med noe annet, f.eks. å sette kapital i banken for å få en rentevkastning. Ekstraprofitten er den fortjeneste en får utover den normale fortjenesten. Ekstraprofitten er ikke nødvendig for at bedriften skal fortsette å produsere varen eller tjenesten. Det kan være mange årsaker til ekstraprofitten og den kalles avhengig av årsaken ofte for *grunnrente*, *ressursrente*, *renprofitt* eller *intramarginal rente*. På engelsk er det også mange navn på ekstraprofitten, mest vanlig er *economic rent* eller *supernormal profit*.

I de fleste diagrammer i økonomisk analyse er den normale fortjeneste inkludert i kostnadskurvene for bedrifter og markeder. Dette skyldes at den er en alternativkostnad for bedriftene sammen med øvrige kostnader. Dekkes ikke over tid den normale fortjeneste, så vil det være mer lønnsomt for bedriften å drive med noe annet.

I figurene under vises to markedsituasjoner med "vanlig" fallende etterspørselskurver (E) og markedspris  $P_0$ . Situasjonen i figur A er et "vanlig" markedskryst der tilbudet gradvis øker med høyere pris. Det marginale tilbudet vil på ethvert nivå av prisen ikke tjene mer enn normal fortjeneste. Etter hvert som prisen stiger vil imidlertid det tilbudet som allerede er der tjene stadig mere. Når prisen er  $P_0$  vil den siste enheten av mengden  $T^0$  kun tjene normal fortjeneste, mens det på alle de andre enhetene mellom 0 og  $T^0$  vil oppstå en ekstraprofitt. Total ekstraprofitt vises i det skraverte området og tilsvarende produsentoverskuddet i et marked. Figur B illustrerer en situasjon der tilbudet er fullstendig uelastisk over en viss pris. I denne situasjonen vil ekstraprofitten bli større enn i A, og alle produserte enhetene  $T^*$  vil tjene en grunnrente til prisen  $P_0$ .



Begrepet *grunnrente* ble utviklet av David Ricardo omtrent samtidig som han skrev sitt berømte verk om komparative fortrinn. Ricardo tok utgangspunkt i at tilgangen på dyrkbart jordbruksareal var gitt, men at kvaliteten var forskjellig. Den beste jorden ble tatt i bruk først. Etter hvert som etterspørselen etter mat økte ble stadig dårligere jord tatt i bruk. Jordrenten (grunnrenten) for enhet dyrka mark regnet Ricardo som differansen mellom den mengde produkter som kunne produseres på enheten, og den mengde produkter som en enhet av den dårligste jorden som var i bruk (det marginale jordstykket) kunne gi. Kvalitetsforskjellen på jorden ville så gi ulik grunnrente til eierne. Det ble antatt umulig å endre kvaliteten på jordstykkene, og dermed umulig å fjerne grunnrenten.

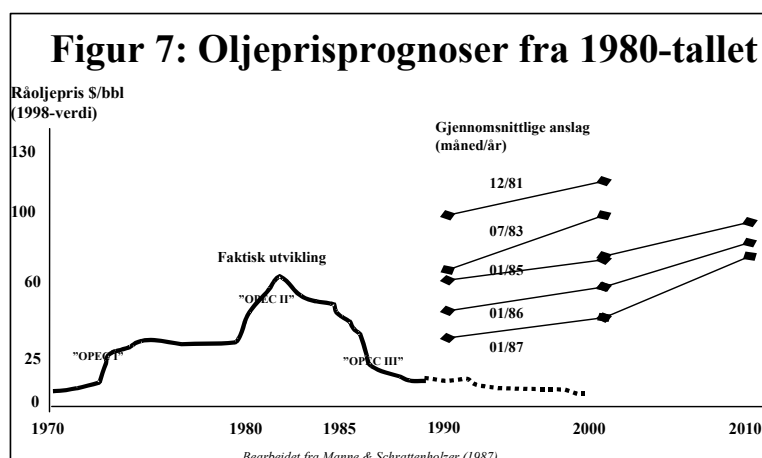
Norsk petroleumsproduksjon er den sektoren som har høyest ekstraprofitt i Norge. Årsaken til ekstraprofitten er eiendomsretten til petroleumsressursene. Den kalles derfor som regel *ressurs-* eller *petroleumsrente*. Dette innebærer at selv svært kostbare og ineffektive produksjoner i denne sektoren som oftest får en grunnrente. At eiendomsrenten ikke *nødvendigvis* må gi Norge en slik ekstraprofitt er imidlertid ikke sikkert, dersom beskatningen av oljeprodukter blir omfattende nok.

I "vanlige" virksomheter vil de dyreste/marginale produksjonene ikke få noen grunnrente, bare normal fortjeneste, mens de som kan produsere billigere enn dette får en *kvasirente* (av og til kalt *Ricardo rente*). Kvasirenten er den belønningen en produksjonsfaktor kan få (utover sin alternativkostnad) fordi tilbudet av faktoren er uelastisk på kort sikt. Etter hvert som tilbudet av faktoren får tid til å øke, vil kvasirenten forsvinne.

For at ineffektive produsenter skal få en ekstraprofitt i "vanlige" markeder, kan de for eksempel søke å kartellisere (monopolisere) markedet og på denne måten ta ut høyere priser og få en monopolrente.

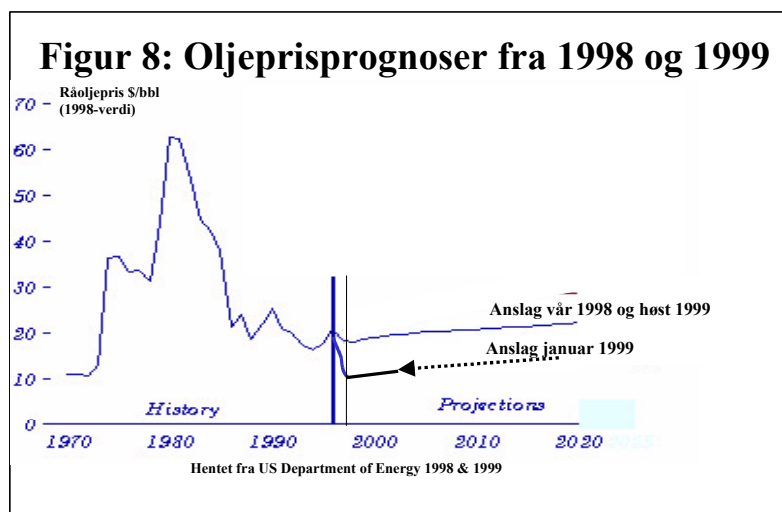
På etterspørselssiden tar analysene for seg faktorer som økonomisk vekst i ulike deler av verden, inntekts- og priselastisiteter for etterspørselen etter energi generelt, og olje spesielt, eksistensen av og prisen på alternative energibærere, og teknologisk utvikling. Politiske tiltak fra IEA og EU er med å kompliserer bildet. Oppfatningen av markedsformen varierer, med frikonkurranse og monopol som ytterpunkter. Prisdannelsen blir sett på som et resultat av enten økonomiske eller politiske krefter i markedet, eller som et samspill mellom begge to. Til tross for det store antall tilnæringsmåter har oljeprisprognosene hatt

en tendens til å være svært ensartet over de to siste tiårene. De har imidlertid hatt en heller dårlig treffsikkerhet (Lynch, 1992). Konvensjonelle prisprognoser har ofte basert seg på å ekstrapolere trender, og har bare i begrenset grad tatt hensyn til muligheten for større endringer i markedet og dets omgivelser. Når slike endringer faktisk har funnet sted er de blitt oppfattet som sjokk og uforutsette hendelser som skaper diskontinuitet og overraskelser i forventningen om en ellers jevn og "pen" utvikling. De temmelig uniforme antakelsene om den framtidige utviklingen er ganske overraskende når en tar antall oljemarkedsmodeller og -teorier innen fagene økonomi og statsvitenskap i betraktning. De politiske og økonomiske konsekvensene av å velge gal prisforutsetning, for eksempel ved utarbeidelsen av et lands makroøkonomiske politikk eller en bedrifts strategi, kan være store. Gal teori og gale forutsetninger kan føre til en sub-optimal politikk i forhold til om en mer dekkende teori eller bedre forutsetninger hadde blitt valgt. Virkningen av troen på fortsatt økende priser på begynnelsen av åttitallet, da de var på et historisk toppunkt, har åpenbart vært forholdsvis kostbar, ikke minst for et oljeeksporterende land som Norge. Fordelen av å innarbeide en bedre forståelse av markedsmekanismene må forventes å være betydelig for nasjoner og selskap, det være seg på kjøper- eller selgersiden. Når en skal veie sammen en rekke slike kvalitativt forskjellige forhold er det åpenbart at en ender opp med mye usikkerhet rundt antakelser om den fremtidige oljepris. Analytikere har ofte ulik "tro" på forskjellige økonomiske og politiske modeller for oljemarkedet. Til tross for tidvis stor usikkerhet om hvilken modell som er best, synes det å være gjennomgående enighet om at tilbudet av olje fra Den persiske gulf er den viktigste enkeltfaktor for prisfastsettelsen på olje. I det denne prisen er den samme både for produsenter og konsumenter av olje, som et internasjonalt felles gode (noen vil si onde), når en korrigerer for ulike kvaliteter og transportkostnader, er derfor alle aktører i oljemarkedet spesielt oppmerksomme på hvordan dette tilbudet utvikler seg. Det særpreg ved oljemarkedet at mange statlige og private aktører søker å påvirke det, vanskeliggjør forsøk på å komme med prognoser med særlig stor grad av forventet treffsikkerhet. Eksempelvis må en anta at pris- og produksjonsutviklingen hadde vært annerledes hvis ikke amerikanerne hadde engasjert seg militært i Midtøsten. De fleste har da også tatt feil i sine langsiktige forventninger om prisutviklingen. Stor sett representerer anslagene en eller annen form for «business-as-usual»-utvikling, som vist i figur 7.



Figur 7 viser hvilke forventninger som rådet i perioden 1980 til 1987 om prisutviklingen på 1990-tallet (Manne & Schrattenholzer, 1987). Anslag ble samlet inn fra flere hundre oljeselskaper, forskningsinstitusjoner, departementer, konsulentfirmaer og andre. Anslagene viste en viss spredning rundt en median, men i hovedsak var det stor enighet om hvordan den fremtidige prisutvikling kom til å bli. Dette til tross for høyst ulik metodebruk (alt fra økonometriske modeller til ren synsing). På ethvert tidspunkt viste deg seg en konsensus om at prisene måtte stige noe over tid. Etterhvert som prisene falt utover på 1980-tallet, var det i hovedsak nivået på prisutviklingen som ble justert, ikke trenden.

I løpet av 7 år fra 1980 til 1987 var de fleste analytikere altså enige om at prisene i dag skulle ligge på henholdsvis 100 \$/fat (1980-progosen) og 40 \$/fat (1987-progosen). Det



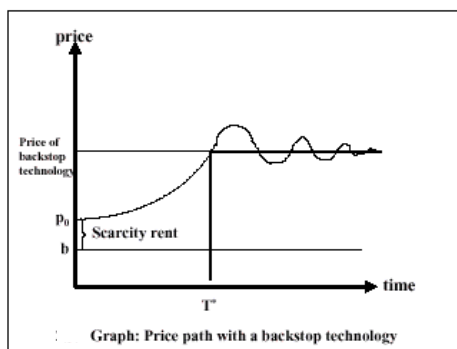
eneste nivå som nesten ingen mente var relevant overhodet var det prisleie vi faktisk har ligget på utover på 1990-tallet. Det ser ikke ut til at vi har lært så mye av disse erfaringene. Figur 8 viser prisprognosene før, under og etter prisfallet i 1998/99. Før prisfallet var konsensus forventning at prisene ville stige svakt fra det nivået som den lå på våren 1998 (17-18 USD/bbl). Vinteren 1999 var det enighet om nokså nøyaktig samme forventning, men nå fra det nye lavere nivået (ca. 10 USD/bbl). Høsten 1999 er det rimelig enighet om at prisene vil stige fra rundt 20 USD/BBL. Fra uke til uke høsten 1999 har de langsiktige forventningene for det neste 10-året økt i takt med prisoppgangen. Erfaringene bør imidlertid føre til at færre drister seg til å foreta en oljeprisprognose som noe annet enn et betinget referansepunkt under strenge forutsetninger.

## Boks 2: Noen viktige teorier for oljemarkedet

### a) Økonomisk teori for ikke-fornybare ressurser

Økonomisk teori for ikke-fornybare ressurser baserer seg på antakelsen om at produsentene av olje er velferdsmaksimerende aktører. Den skiller seg fra annen økonomisk teori fordi den legger vekt på at maksimeringen foregår over tid. Produksjonskostnaden for "normale" varer består av de fysiske kostnadene ved bruk av arbeid, kapital og andre innsatsfaktorer. For en ikke-fornybar ressurs, vil et uttak av den i dag forhindre uttak av den samme enheten på et senere tidspunkt. Dette innebærer at kostnadene ved produksjon

i dag også må inkludere de ulempene det medfører å ikke kunne produsere den samme enheten i morgen (en alternativkostnad).



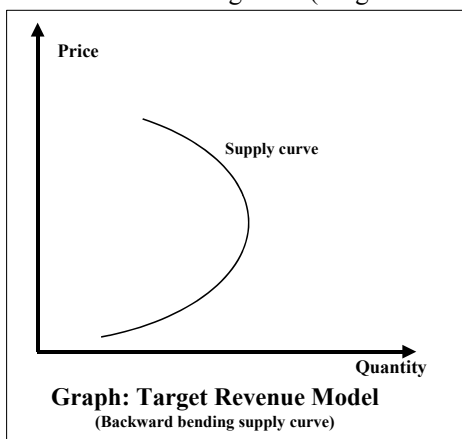
Figuren viser grafisk den kanskje enkleste fremstillingen av teorien. Det er antatt at de tekniske produksjonskostnadene (med investeringer) er konstante over tid =  $b$ . Siden olje er en knapp ressurs må produsenten i tillegg til produksjonskostnadene regne en alternativkostnad ved at han/hun produserer oljen i dag framfor på et senere tidspunkt. Dette innebærer at han må få en ressursrente på ethvert tidspunkt han produserer. I grafen er dette kalt en knapphetsrente (scarcity rent). På norsk kalles denne fortjenesten som regel grunnrente (se boks 1). Skal produsenten være indifferent om når han skal produsere oljen må denne grunnrenten på alle tidspunkt være like mye verd. Grunnen til at prisbanen som viser når produsenten er

indifferent bøyer oppover fra den initielle prisen  $p_0$ , er at fremtidig grunnrente må diskonteres til dagens verdi med en passende rentesats. Som sum betyr dette, i den enkleste versjonen av teorien, og under antatt fri konkurranse, at oljeprisen hvert år må stige i samme takt som rentesatsen. Produsenter som forventer lavere fremtidige priser enn det denne prisbanen tilsier vil øke produksjonen i dag, mens produsenter som forventer høyere priser i fremtiden vil vente med å produsere. Teorien sier at de faktiske prisene vil stige med rentesatsen, gjennom at produsenter går inn og ut av markedet etter prisforventningene. Ofte kalles dette resultatet for Hotellings regel.

Når prisene har steget så mye at de når prisene på alternative energibærere (backstop technology) vil forbrukerne av energi gradvis redusere oljebruken. Prisen på olje vil da stabilisere seg rundt prisen på forbrukerens alternativer til olje.

## b) Inntektsmålsetningsteori (Target Revenue Theory)

En inntektsmålsetningsteori (Target Revenue Theory) legger vekt på at produksjonsbeslutningene foretas på



grunnlag av produsentlandenes inntektsbehov. Behovet for inntekter er i sin tur begrenset av hvor mye økonomien kan absorbere av inntekter, noe som særlig kan gjelde for land som er relativt små i forhold til oljeinntektene, eller der landet har en så vidt dårlig utviklet infrastruktur at tempoet i investeringer og forbruk begrenses. Landet kan imidlertid investere pengene i utlandet. Dersom det på den annen side oppfattes at utenlandsinvesteringer innebære en for stor risiko, enten på grunn av usikkerhet om internasjonal økonomisk utvikling, eller at pengene kan bli konfiskert av andre land, vil også denne muligheten kunne være begrenset i forhold til inntektenes størrelse.

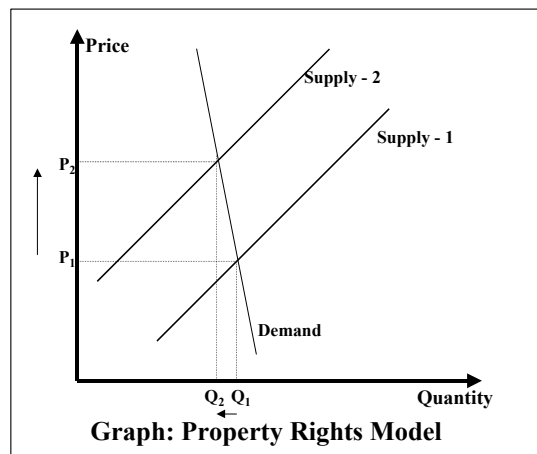
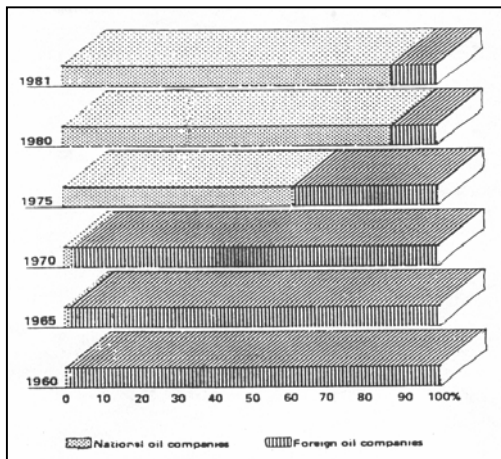
Teorien sier at når prisen er lav vil produsentlandet øke produksjonen opp til et visst punkt. Over dette punktet vil produksjonen ikke ønske å øke lenger, fordi landet ikke kan

bruke pengene. Faktisk vil det være slik at landet vil ønske å redusere produksjonen for å redusere inntektene i dag, slik at tilbudskurven vil vri seg bakover: Jo høyere pris, dess lavere vil produksjonen være over dette nivået.

Inntektsmålsetningsteorien var framsatt på 1970-tallet da den kunne forklare noe av Midt-Østen-landenes produksjonsbeslutninger. En del mente også den hadde forklaringskraft i forbindelse med det andre oljesjokket (OPEC II). Inntektene til disse landene var da rundt 5 ganger høyere enn de er i dag, og rystet verdensøkonomien, landene hadde begrenset absorpsjonskapasitet og fryktet konfiskasjon av de store bankinnskuddene i utlandet. Det er også mulig at et land som Norge vil ha økonomisk grunner til å redusere produksjonen dersom prisene vedvarende ville ligge på 30-40 USD/bbl, i en situasjonen der oljefondet allerede var blitt meget stort.

### c) Eiendomsforholdsteori (Property Rights Theory)

Eiendomsforholdsteori (Property Rights Theory) legger vekt på at det viktige for produksjonsbeslutningene er hvorvidt oljeressursene er offentlig eller privat eid. Bakgrunnen for teorien var at på begynnelsen av 1970-tallet klarte OPEC-land å administrere produksjon og priser i større grad, gjennom nasjonalisering av oljeindustrien. I første halvdel av 1970-tallet ble mesteparten av produksjonen tatt fra de internasjonale oljeselskapene og flyttet over til nasjonale selskaper eid av produsentlandene. Tegningen til venstre viser oljeproduksjon i OPEC-land fordelt på utenlandske og nasjonale selskaper 1960-1981 (hentet fra OPEC Review nr. 3 1982). Overføringen av eiendomsrett kan ha vært en medvirkende årsak til at prisøkningene på olje lyktes etter Yom Kippur krigen i 1973 (men ikke lyktes etter 6-dagerskrigen i 1967).

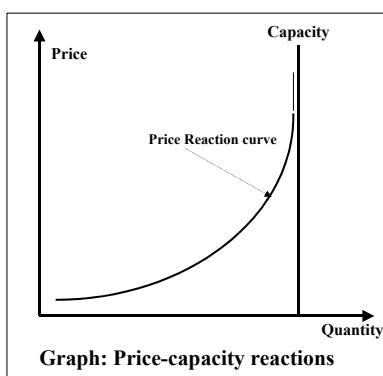


Tanken er at det offentlige opererer med en lengre tidshorisont enn private selskaper, og derved har en lavere diskonteringsrate. Gjennom dette vil de redusere oljeproduksjonen i dag, til fordel for senere produksjon. Tilbudsreduksjonen fører til et negativt (lite) skift i tilbudskurven (fra Supply-1 til Supply-2), med påfølgende prisoppgang fra  $P_1$  til  $P_2$ , se grafen til høyre.

Oljesjokket i 1973/74 var av mange sett som en slik engangs justering av prisnivået. Interessant i dag er hvorvidt en reversering av denne prosessen, med overflytting av produksjonsbeslutninger fra nasjonale oljeselskaper til private, vil føre til et motsatt skift i tilbudet (økning av produksjonen) og til fall i oljeprisen.

### d) Pris-kapasitetskurven

En pris-kapasitetsforståelse av oljemarkedet legger vekt på at det er markedsstramheten som avgjør prisendringene. Jo mer installert kapasitet utnyttes, dess strammere blir markedet, og jo større blir presset mot at prisene skal øke (se grafen til venstre).



Denne nokså markedsnære oppfatningen av oljemarkedet har i perioder vist seg å ha nokså god forklaringskraft. I perioden etter det første oljesjokket og fram til Golf-krigen (1974-1991) økte prisene når kapasitetutnyttelsesgraden passerte rundt 80 prosent. Det andre oljeprissjokket kom i en situasjon med over 90 prosent kapasitetsutnyttelse. Prisene viste seg å falle når kapasitetsutnyttelsen av lavere. Under oljeprisfallet i 1985/86, var kapasitetutnyttelsesgraden ned mot 60 prosent.

Før 1974, og fra 1991, så holdt imidlertid prisene seg nokså stabile selv med en kapasitetsutnyttelsesgrad på over 90 prosent. En forklaring

på dette kan være at den viktigste tilbudsområde for olje (Den persiske gulfen) ble oppfattet som mer stabil i disse periodene, og at faren for tilbudsjokk ikke var så store som i perioden 1974-1991. Stramheten i markedet vil imidlertid også i disse periodene påvirke prisene, slik vi så med OPEC I og den de facto relative



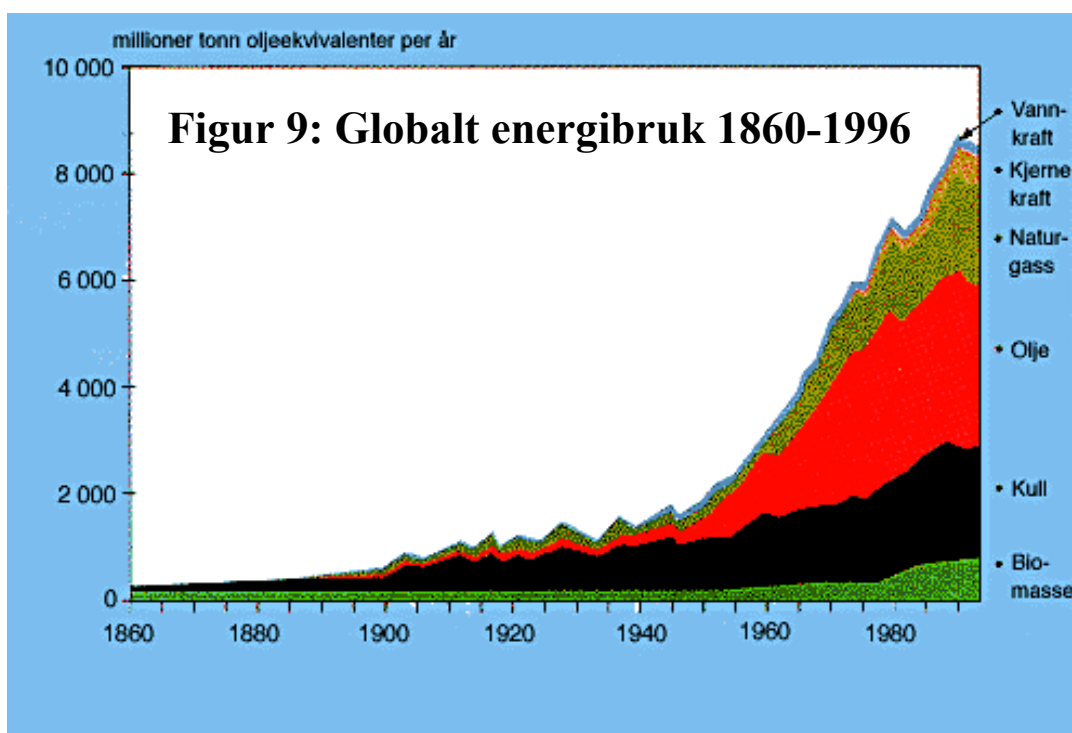
stramhet vi har i dag (opp mot 95 prosents kapasitetsutnyttelse), men de reagerer på et høyere nivå (tåler større grad av stramhet).

### e) Politiske modeller

Politiske modeller legger vekt på at ikke-økonomiske forhold kan spille en vel så stor rolle som de økonomiske. Produsentland vil blant annet også være opptatt av sin politiske innflytelse og sin sikkerhet. Disse kan, men må ikke, stå i strid med økonomiske interesser for landet. Blant eksempler der de har stått i strid med hverandre kan nevnes Saudi Arabias lavproduksjonspolitik på begynnelsen av 1980-tallet (kvoteregulering innad i OPEC). Landets behov for høye priser og store inntekter tolkes da som et behov for å kunne støtte Irak i krigen mot Iran, selv om de viste at prisene økonomisk sett var uholdbare (Scott, 1987a). Kuwait og Saudi-Arabias lavprispolitikk før Golfkrigen i 1990, kan forklares med et ønske om å svekke Irak økonomisk og politisk, likesom Iraks angrep på Kuwait kan forklares ut fra et ønske om høyere priser og endrer oljepolitikk i Kuwait (Austvik, 1992b). Ofte vil økonomiske og politiske modeller sammen ha forklaringskraft som er bedre enn enkeltteoriene alene. (Griffin & Teece, 1982, diskuterer modeller for oljemarkedet nærmere).

### **Forventet sterk etterspørselsvekst og økt avhengighet av Midt-østen-olje**

Historisk er avhengigheten av energi for utvikling av samfunn særlig markant etter den annen verdenskrig. Særlig har veksten i bruk av fossile brensler (olje, gass, kull) vært eksplosiv. All moderne økonomisk utvikling er nå avhengig av bruk av disse fossile

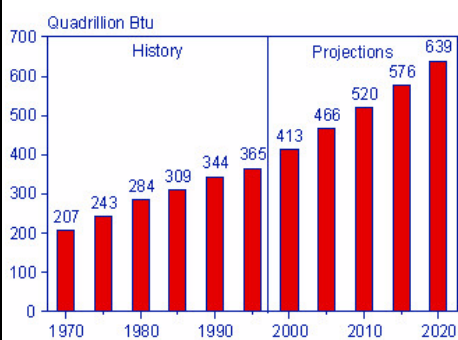


brenslene. Oljeavhengigheten ble særlig stor i de første tiårene etter krigen, mens naturgass har vokst mest de siste to tiårene.

Boks 3 viser en vanlig oppfatning om utviklingen av energietterspørselen framover, her hentet fra US Department of Energy. Energietterspørselen har økt jevnt de siste 30 årene. Denne trenden forventes å fortsette også de neste 20 årene. Veksten innen OECD-området forventes imidlertid å bli noe mindre enn før. Den store veksten framover antas å komme fra nyindustrialiserte land, særlig i Asia, men også fra Sør-Amerika. Etterspørselen etter energi har steget jevnt de siste 30 årene. Utviklingen forventes å fortsette. Men nå kommer den sterke veksten fra utviklingsland, som er på vei til å bli industrialiserte. Dette gjelder særlig (små og store) land i Asia og dels også i Sør-Amerika.

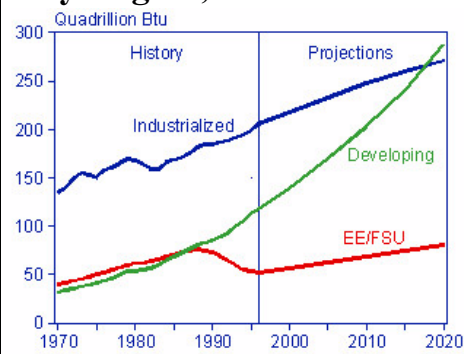
### Boks 3: Historisk og forventet utvikling av energietterspørselen 1970-2020

**World Energy Consumption, 1970-2020**



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

**World Energy Consumption by Region, 1970-2020**



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

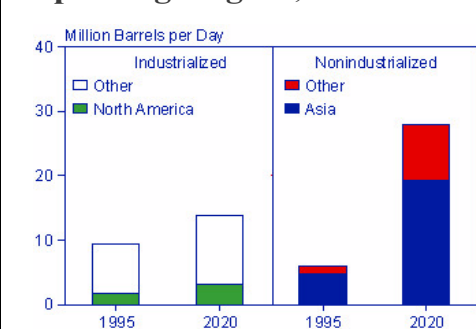
**Etterspørselen etter energi har steget jevnt de siste 30 årene. Utviklingen forventes å fortsette. Men nå kommer den sterke veksten fra utviklingsland, som er på vei til å bli industrialiserte. Dette gjelder særlig (små og store) land i Asia og dels også i Sør-Amerika.**

Den raskest voksende energibærer fremover antas å bli gass. Likevel vil en stor del av etterspørselsveksten måtte dekkes av økt oljeforbruk. Dette gjelder ikke minst til transportsektoren. Den økte oljietterspørselen vil i stor grad måtte bli møtt med olje fra Persiagulfen. Det forventes bare å være området rundt det kaspiske hav som kan ha mulighet til å bidra med vesentlige økte mengder (anslag for produksjonsveksten i dette området varierer med 4-8 mfd over en 10-15 års periode). Den ressursmessige og økonomiske situasjon i oljemarkedet de neste par tiårene forventes således å bli preget av økt oljeimport, særlig til de asiatiske økonomiene fra landene rundt Den persiske gulfen. Følger produksjonen i dette området etterspørselsveksten kan vi oppleve et relativt balansert marked de neste 20 årene. Behov for økt produksjon i landene ved Den persiske gulfen forventes imidlertid å måtte dreie seg om en fordobling i henhold til det amerikanske energidepartementet. Fortsetter den økonomiske veksten i de nye

økonomiene, som Kina og India, uten at tilbudsveksten fra PG holder følge, kan vi oppleve et stramt oljemarked i løpet av noen år.

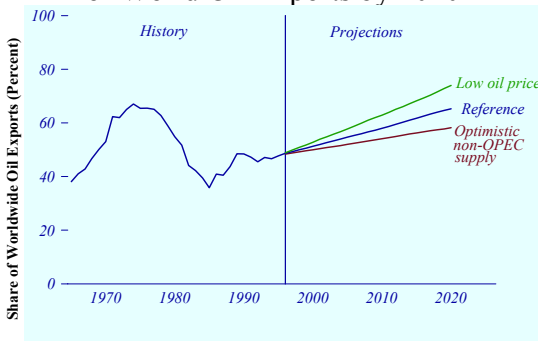
## Boks 4: Forventet økt avhengig av olje fra Persiagulfen

**Imports of persian Gulf Oil by Importing Region, 1995 and 2020**



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

**The Persian Gulf Could Again Supply 2/3 of World Oil Exports by 2020**



Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1998

Den sterke økningen i oljeetterspørselen i de nye økonomiene i Asia, og dels også i Sør-Amerika, forventes å måtte bli møtt med olje fra Den persiske gulfen. US Department of Energy (1998) antar høyere produksjon fra området ved lave priser enn ved høye. Midtøsten-oljens markedsandeler forventes å øke.

Den sterke økningen i oljeetterspørsel i de nye økonomiene i Asia, og dels også i Sør-Amerika, forventes å måtte bli møtt med olje fra Den persiske gulfen. US Department of Energy (1998) antar høyere produksjon fra området ved lave priser enn ved høye. Midtøsten-oljens markedsandeler forventes å øke.

Følger produksjon i PG etterspørselsveksten vil det kunne bringe områdets betydning som oljeleverandør i det internasjonale markedet tilbake til det nivå det lå hadde på 1970-tallet. Det representerte da rundt 2/3 av verdenseksporten, mot nå rundt 50 prosent. Siden oljeprisen er et internasjonalt fellesgode vil dette ha betydning for de priser importland innen OECD-området må betale og de priser vi kan selge vår olje for.

Et bidrag til å få til en slik produksjonsvekst kan være å hel- eller delprivatisere de statlige oljeselskapene i PG-området. Flere av landene, kanskje særlig Irak og Iran, trenger vestlig kapital og teknologi for å drive sektoren effektivt. Dersom konsesjoner blir gitt til flere selskaper, også utenlandske, vil dette være en måte å få ny teknologi på. Dette var eksempelvis viktig i oppbygningsfasen på norsk sokkel. Samtidig vil fortjenesten ved investeringene for disse privatøkonomisk agerende selskapene være betydelig, også med norsk-liknende skatteregimer. Private selskaper vil som regel ha en kortere produksjonshorisont enn en nasjon. Dette vil kunne drive produksjonsvolumene opp. Samtidig ville den nasjonale kontrollen med virksomheten kunne tenkes svekket. I et slikt scenario vil vi få en omvendt utvikling av det vi opplevde i forbindelse med nasjonaliseringen av oljeselskapene i OPEC-landene på 1960 og 1970 tallet.

### **Forbrukslands avhengighet og sårbarhet ved prissjokk**

I kjølvannet av de to foregående oljesjokkene har det vært foretatt omfattende investeringer i energisparende og -diversifiserende tiltak for å minske oljeavhengigheten. Etter prisfallet i 1985/86 har imidlertid det umiddelbare incitament for å fortsette anstrengelsene i retning av mindre energibruk blitt redusert. Men det er store forskjeller i amerikansk, japansk og vesteuropeisk politikk. Europeiske OECD-land har gjennom fiskale virkemidler i stor grad klart å hindre at oljeforbruket igjen har "tatt av".

USA har derimot latt markedskreftene i langt større grad virke til fordel for konsumentene. Amerikanske bensinpriser har lenge ligget på rundt 2 kroner pr. liter, mens de i Europa er på 7-9 kroner per liter. De lave prisene har ført til sterk oppgang i amerikansk oljeforbruk. USA har kommet opp i toppforbruket fra slutten av syttitallet igjen og ligger høyere enn før det første oljeprissjokket i 1973/74. Amerikansk energipolitikk har stort sett begrenset seg til å bygge opp strategiske petroleumslagre for å kunne skjære toppen av et mer eller mindre kortvarig prishopp.<sup>6</sup>

Samtidig har innenlandsk amerikansk oljeproduksjon falt. De såkalte stripper-wells i Midt-Vesten, viste seg i økonomisk forstand å være verdens mest marginale både i 1986 og i 1998/99. Nettovirkningen har vært at USAs oljeimport nå har økt til rekordhøye 10 mf/d. Importøkningen siden 1985 representerer om lag halvparten av OPEC-landenes eksportøkning i samme periode (den andre halvparten utgjøres i stor utstrekning av import til u-land og NIC-land). I sum førte dette til et gryende press i retning av høyere oljepriser før Iraks invasjon av Kuwait i 1990, men presset avtok igjen etter konflikten og den vestlige tilstedeværelsen i området.

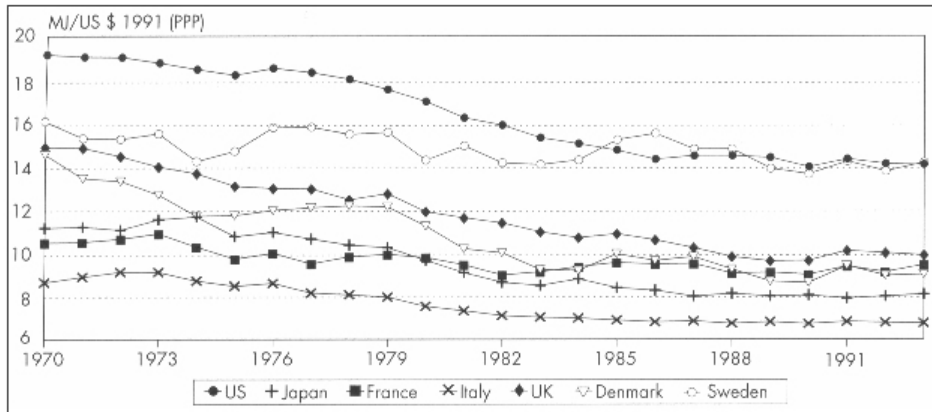
Boks 5 viser hvordan de energisparende og -diversifiserende tiltak har ført til at de fleste vestlige økonomier har blitt mindre energiintensive over de siste tiårene. Problemet som USA står overfor er imidlertid at de historisk – og allerede før det første oljesjokket – har hatt et betydelig høyere energiforbruk pr. BNP-enhet enn andre vestlige land. Når en således ikke bare måler endringene i energiintensiteten, men de relative energiintensiteter, ligger USA fortsatt på om lag det dobbelte av Japan og Vest-Europa.

---

<sup>6</sup> Se Austvik (1989) og (1991).

## Boks 5: Energiforbruk og økonomisk aktivitet

Figure ES-1 Primary energy use and GDP



Mengden energi som trengs for å drive økonomisk verdiskapning kalles ofte energiintensitet. I figuren over er den aggregert på brutto nasjonalprodukt (BNP) nivå, målt ved mengden energi forbrukt per US dollar BNP for hvert land. Særlig viktig for nivået på energiintensitetene er utviklingen av næringsstrukturer og energieffektivitet (mengden energi forbrukt pr. fysisk produktenhet skapt). Energiintensiteten varierer sterkt mellom land. USA bruker om lag dobbelt så mye energi pr. produsert enhet BNP som et typisk europeisk land. Dette skyldes særlig høyt forbruk innen transport og i den private sektor. Figur hentet fra IEA (1997).

Mengden energi som trengs for å drive økonomisk verdiskapning kalles ofte en energiintensitet. I boks 5 er denne aggregert på brutto nasjonalprodukt (BNP) nivå, målt ved mengden energi forbrukt per US dollar BNP for hvert land. Særlig viktig for nivået på energiintensitetene er utviklingen av næringsstrukturer og energieffektivitet (mengden energi forbrukt pr. fysisk produktenhet skapt). Energiintensiteten varierer sterkt mellom land. USA bruker om lag dobbelt så mye energi pr. produsert enhet BNP som et typisk europeisk land. Dette skyldes særlig høyt forbruk innen transport og i den private sektor. En prisendring på olje vil altså slå mye kraftigere ut i kostnadsnivået for amerikanerne, og lettere drive prisene mer opp der enn hos landene de konkurrerer med i ferdigvaremarkedene. Vedvarende høye oljepriser kan således føre til en relativ forverring av USAs konkurransesituasjon vis-à-vis øvrige land. Fordelen ved å la forbrukerne nyte godt av lave oljepriser på 1980- og 1990-tallet kan således bli snudd til et økonomisk handikap i det neste århundret. Selvsagt lider også EU-land og Japan økonomisk under høye oljepriser. Men p.g.a. at deres økonomier er mindre oljeintense, er virkningene relativt sett mindre.

Høye oljepriser kan således være oljesparingens beste venn. Men oljesparing gjennom høye priser kan også oppnås bl.a. ved skatter og avgifter. Det vil være mer optimalt for et forbruksland å rasjonere oljen til konsumentene gjennom å få skatteinntekter enn gjennom overføring av inntekter til oljeproduserende land. En slik politikk har vist seg å være

vanskelig å gjennomføre i USA. Hadde amerikanerne økt avgiftene ville det også forverret deres konkurranseposisjon.

Viktige faktorer for de lave oljeprisene på 1990-tallet har vært disse avgiftsøkningene i Europa og det militære engasjementet i PG. Amerikanernes militære engasjement har ført til at markedet tror mindre på avbrudd i leveransene fra PG enn før. Dette innebærer at markedet i dag er relativt stramt (95-98 % kapasitetsutnyttelse) uten at prisene dras opp. På 1970- og 1980-tallet dro en tilsvarende markedsstramhet prisene kraftig opp. Betydningen av det stramme markedet svekkes også av den videre oppbygning av de strategiske petroleumslagrene.

Dersom det militære engasjement av en eller annen grunn skulle mislykkes over tid, eller vise seg utilstrekkelig, kan det vise seg som en noe kortsiktig politikk. Økonomiske (lang sikt) og militære (kort og lang(?) sikt) virkemidler blir i noen i noen grad substitutter som virkemidler til å løse et oljeavhengighetsproblem i forbruksland. Derfor burde antakeligvis amerikanerne også søke å gjøre mer med forbruksnivået og de høye energiintensitetene i samfunnet for å minske sårbarheten for nye eventuelle prissjokk.

## **Prisutviklingen det neste tiåret**

En bedre måte å vurdere den fremtidige prisutvikling på enn å ”gjette” på bestemte prisbaner, er muligens å sette rammer for hvor høy og lav prisen kan komme til å bli. Selv dette innebærer mye usikkerhet, men langt mindre enn punktprognosene fra 1980-tallet og i dag. Innenfor dette mulighetsområdet vil det være uhyre vanskelig å forutsi prisutviklingen over en særlig lang tidsperiode. Da kan det være bedre å erkjenne usikkerheten, og tilpasse egen politikk slik at den er robust overfor både høye og lave priser, i alle fall innenfor det angitte mulighetsområdet. Austvik (1992a) gjennomgår en slik mulig alternativ forståelse av prisutviklingen. De neste to sidene refererer diskusjonen om usikkerhet og faglig tilnærming fra analysen:

*”Politiseringen av oljemarkedet gjør at både økonomiske og politiske variabler, deriblant rene krigshandlinger, er viktige elementer for prisdannelsen på olje. Med et slik utgangspunkt har uenigheten om hvordan oljemarkedet skal analyseres naturligvis vært stor. Uenigheten om hvilke prognoser som rent faktisk skal velges har imidlertid ikke vært særlig stor. De unisone forventningene har imidlertid ofte vist seg å være gale. Denne artikkelen presenterer et alternativ til konvensjonelle oljemarkedsmodeller. Scenarieplanlegging forkaster ikke andre tilnæringsmåter. Men den hevder at ingen disiplin kan fortelle hele sannheten om markedet. Teknikken vektlegger og klargjør betydningen av usikkerhet og understreker viktigheten av å forstå markedets funksjonsmåte. Uten en tverrfaglig tilnæringsmåte, med relevant valg av parametre på et riktig detaljeringsnivå, kan analysen drukne i detaljer eller miste vesentlige forklaringsvariabler. Måten en velger å analysere markedet på vil også ha konsekvenser for hvordan en bør tilpasse seg en ustabil oljepris.” ...*

*”Scenarieplanlegging (SP), som denne artikkelen fokuserer på, er et alternativ til konvensjonelle oljemarkedsmodeller. Tilnæringsmåten utelukker ikke alternative metoder for å forstå bevegelsene i oljeprisen. Den understreker imidlertid at ingen endisiplinær modell, den være seg politisk eller økonomisk, er i stand til å fortelle hele sannheten om markedet. SP-analyser understreker at mer enn én akademisk disiplin må*

komme til anvendelse dersom langsiktige og større endringer i markedet skal kunne forstås.”<sup>7</sup>

*I perioder med stabilitet kan imidlertid en-disiplinære tilnæringsmetoder ha betydelig forklaringskraft. Deres periodiske suksess bidrar til å gjøre slike prognoser farlige. Ettersom de ofte er basert på forutsetninger om at framtida vil se ut omtrent som i dag, tar de sjelden hensyn til muligheten for større endringer i markedet. Dersom en i en periode blir vant til at de stemmer, kan en lett glemme deres begrensninger.*

*Scenarioteknikk representerer først og fremst en videreføring av anvendte økonomiske, politiske eller andre modeller ved å øke forståelsen for hvordan markedet fungerer gjennom tverrfaglig integrasjon, snarere enn å gi alternative eksakte prognoser. Ved å studere viktige faktorer og oversette dem til kvantitative og funksjonelle effekter i markedet, blir disipliner kombinert.*

*Proseduren søker å klargjøre den usikkerhet kompleksiteten i oljemarkedet skaper. I mange tilfeller gis heller en indikasjon på hva som ikke kan skje, enn hva som i realiteten vil skje. I den sammenheng har SP et lavere ambisjonsnivå enn de mer deterministiske modellene. SP argumenterer for at selskaper og myndigheter i større grad må akseptere usikkerhet som en integrert del av virkeligheten, i stedet for å ekstrapolere trender som ofte har vært gjort. Under spesifikke forutsetninger vil imidlertid mange av de øvrige "modeller" for oljemarkedet kunne tolkes innenfor rammen av en SP-analyse.<sup>8</sup> I denne artikkelen vil jeg dele usikkerheten i tre kategorier: triviell, systemisk og strukturell usikkerhet.<sup>9</sup>*

## **Usikkerhet og oljeprisen**

*Ved å skaffe mer og bedre informasjon som beslutningsunderlag til modellen og ved å raffinere modellen kan den trivielle usikkerhet reduseres.*

*Den systemiske usikkerhet skyldes utilstrekkelig forståelse mer enn manglende kjennskap til flere fakta eller raffinering av en modell. Slik usikkerhet kan behandles ved å strekke faggrenser som en disiplin setter, gjennom multi- eller interdisiplinære tilnæringsmåter.<sup>10</sup> I SP-tilnærmingen, slik den er diskutert i denne artikkelen kombineres økonomiske og politiske faktorer multidisiplinært. En endring i en faktor oversettes til*

---

<sup>7</sup> Royal Dutch Shell var det eneste oljeselskapet som erkjente at et større prissjokk på olje ville inntreffe på begynnelsen av syttitallet (OPEC I), gjennom bruk av metoder basert på scenarioteknikk (Wack, 1985a-b). Scenarioteknikk har sin parallell innenfor matematikken i lineær programmering. For en generell og mer omfattende innføring i scenarioteknikk, se Godet (1987).

<sup>8</sup> Se Griffin & Teece (1982) for en gjennomgang av ulike teorier om og oppfattelser av oljemarkedet.

<sup>9</sup> Jfr. NAVF (1990;29-30)

<sup>10</sup> Multidisiplinaritet kombinerer disipliner gjennom aggregering. To disipliner kan diskutere ulike sider ved et objekt og integreringen skjer gjennom å kombinere de to partielle studiene, eller ved å la konklusjoner fra en disiplin tjene som innspill til forskning innenfor den andre. Det er til en viss grad mulig å oversette konsekvenser av f.eks. en politisk hendelse til endringer i økonomiske variabler: En ny krig i Midt-Østen må i hovedsak vurderes ut i fra en politisk analyse. Effekten på økonomiske faktorer som produksjonskapasitet og produksjonsstrategier kan bli oversatt ut i fra hvor spent situasjonen er og muligheter for nye krigshandlinger. Konsekvensene av dette kan i sin tur bli håndtert innenfor økonomifaget. Interdisiplinaritet kombinerer disipliner i en felles kjerne av konsepter og metoder. I hvilken grad det er mulig å kombinere kvalitativt forskjellige faktorer i et felles begrepsapparat er ikke alltid klart. Interdisiplinaritet er derfor en mer krevende framgangsmåte enn multidisiplinaritet.

konsekvenser for den annen faktor. Hvordan samspillet mellom økonomi og politikk fungerer i Midtøsten og i verdensmarkedet for råolje er eksempler på slik innsikt. I prinsippet er det mulig å lage en konsistent forståelse av slike forhold og dimensjoner. I et likningssystem som kobler variabler sammen, kan verdien av en variabel bestemmes endogent som et resultat av endringer i andre variabler. I den grad det fortsatt eksisterer frihetsgrader i modellen kan viktigheten av valg av politikk og strategier til forskjellige aktører understrekes.

Den strukturelle usikkerheten er knyttet til den type problemer som studeres. Strukturell usikkerhet representerer eksogene fluktasjoner i viktige variabler og forhold, usikkerhet i valg av modell, og situasjoner hvor en modell gir resultater med store variasjoner.

De to første kategoriene usikkerhet kan (teoretisk) håndteres, mens den tredje typen ikke kan elimineres fullt ut. Aktørene kan kun lære å leve med strukturell usikkerhet og finne måter å redusere den sensitivitet og sårbarhet som måtte følge av den.<sup>11</sup>

Et essensielt delmål i SP er å skille predeterminerte fra genuint usikre hendelser. Når alle faktorer som påvirker utfallet er kjent, er utfallet predeterminert.<sup>12</sup> De predeterminerte hendelsene skal kunne håndtere den trivielle og systemiske usikkerheten. Disse typene usikkerhet er avhengige av om nok og adekvat informasjon er framskaffet, og om forståelsen av hvordan markedet fungerer er tilstrekkelig. Den trivielle usikkerheten kan reduseres gjennom godt arbeid innenfor en disiplin. Den systemiske usikkerheten kan reduseres gjennom multi- eller interdisiplinære framgangsmåter som gir en mer helhetlig forståelse. Deretter må man finne måter å håndtere den strukturelle usikkerheten på. Å forsøke å eliminere den, vil kunne bety det samme som å overforenkle virkeligheten.

Prosessen knyttet til å klargjøre type og omfang av den strukturelle usikkerheten kan imidlertid være et viktig bidrag i å tilpasse seg den.

Det vil alltid være enkelte elementer i en analyse som kan karakteriseres som predeterminerte. I en SP-analyse for oljemarkedet vil disse hendelsene sette rammene for framtidig utvikling og derigjennom konstruere et "vindu" for mulige prisbaner. Rammene for dette vinduet bør være lite sensitive overfor mulige og signifikante endringer i parametrene. Men ettersom "alt er mulig i framtida", kan det også være nyttig å diskutere hvilke ekstreme situasjoner som er nødvendige for at prisen skal kunne bevege seg utenfor vinduet. Den sensitivitetsanalyse som er nødvendig for å gjennomføre dette har først og fremst pedagogisk verdi, ettersom den illustrerer og gir en viss bakgrunn for å vurdere hvor robuste resultatene fra selve analysen kan forventes å være.

I en perfekt utført scenarioanalyse vil en rekke mer eller mindre sannsynlige utfall – avhengig av den strukturelle usikkerhet – falle innenfor prisvinduet. Avhengig av hvordan man vurderer sannsynligheten for at spesifikke hendelser skal inntreffe, kan en

---

<sup>11</sup> Skillet mellom disse tre kategoriene av usikkerhet er ikke alltid klart. Noen ganger kan triviell usikkerhet oppfattes som en del av et forholdsvis systemisk problem. På samme måte kan systemisk usikkerhet oppfattes som et strukturelt problem. Men konseptet viser en måte å dele opp et tema på for å gjøre det enklere å arbeide med.

<sup>12</sup> Eksempel: Hvis det regner mye i fjellet, vet vi at det resulterer i mye vann i elven i dalen nedenfor fjellet (med mindre det kommer et jordskjelv som endrer elveleiet). Flommen i elven kan sies å være en predeterminert hendelse, hvis du allerede har observert regnskyll. Vi kan imidlertid ikke med samme grad av sikkerhet si om det vil komme et slikt regnskyll eller ikke, selv ikke med tilgang på all verdens værmeldinger. Hendelsen regnskyll er en usikker hendelse, som kan tilordnes en viss sannsynlighet for å inntreffe (Ref. forøvrig Wack, 1985a).

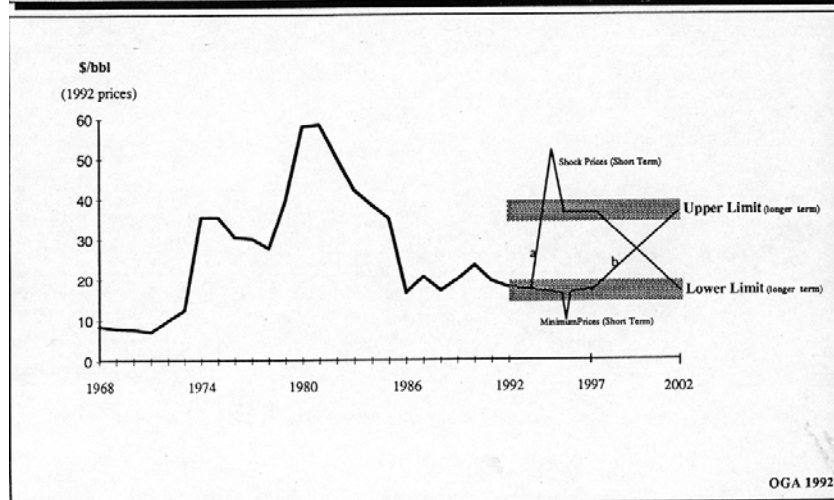


sannsynlighetsanalyse indikere hvor innenfor rammen det mest sannsynlige resultatet vil ligge. En slik analyse må nødvendigvis omfatte både teknologiske, økonomiske og politiske faktorer. For å vurdere konsekvensene av endringer i teknologiske og politiske faktorer på oljeprisen, må de oversettes til de effekter de kan ha på økonomiske faktorer, aktørenes strategiske type og markedsstruktur, i en multidisiplinær prosedyre.

Videre er identifisering og valg av mål for parametrene avgjørende for analysen. Selv om en analyse er briljant utført rent teknisk, kan dette ikke oppveie de feilene som oppstår ved uriktig valg av data, dårlig kvalitet på statistikk eller bruk av en irrelevant modell. D.v.s. med mindre målsetningen er å prøve ut en valgt modell, og relevansen i forhold til det aktuelle problem er av mindre betydning. Det er åpenbart ingen grenser for hva som kan tas med i en slik vurdering. Men scenarioteknikkens logikk krever et adekvat valg av parametre med riktig grad av dybdevurdering og diskusjon. Hvis vi går for dypt i materialet, eller velger for mange parametre, kan den helhetlige vurderingen bli lammet av detaljer. På den annen side, hvis vi velger å bruke for få parametre på et for overflatisk nivå, kan vi miste viktig informasjon.”

Analysen satte opp 15-20 \$/fat som et opprettholdbart nedre prisbelte og 30-40 \$/fat som et øvre belt, som vist i figur 10. Avhengig av situasjonen ble det antatt at prisene kunne sprengte disse grensene over «kortere» tidsperioder som kortsiktige lave eller høye sjokkpriser. Samarbeid mellom produsentland ville hindre at prisene forble under den nedre grensen lenge. Energisparingstiltak og bruk av de strategiske petroleumsreservene ville hindre at prisene forble over den øvre grensen lenge.

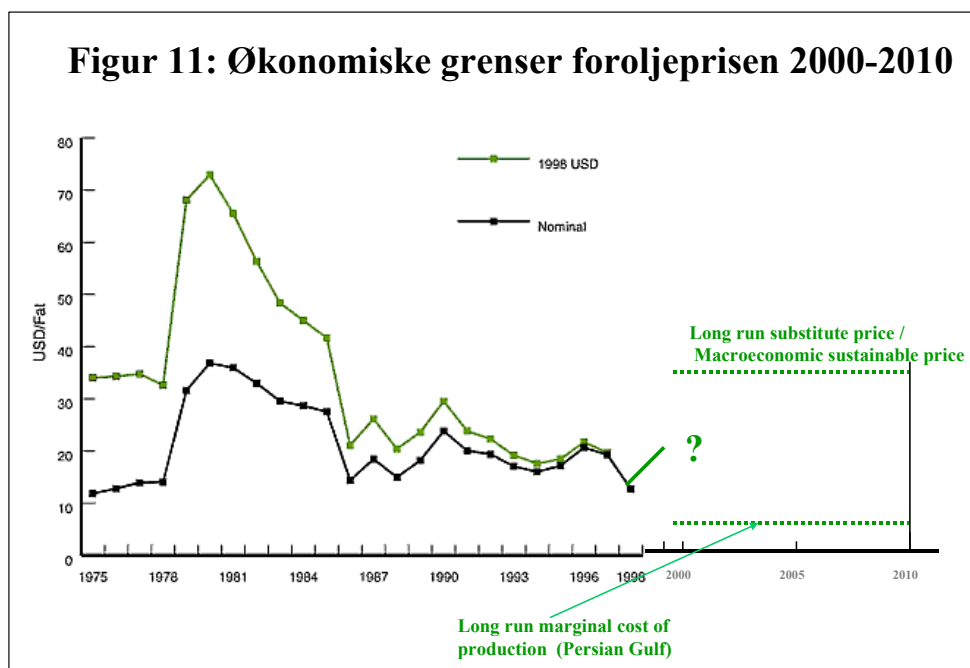
**Figur 10: En vindu for oljeprisen på 1990-tallet**



Oljeprisen har i hovedsak holdt seg på det nedre belte på 1990-tallet (altså innenfor analysen). I det etterfølgende skal vi presentere en kortversjon av logikken i analysen og en oppdatering av forventninger om prisutviklingen for perioden 2000-2010.

## Nedre og øvre prisgrenser

Øvre og nedre grenser for fremtidig oljepris er formet av hendelser i fortiden, av politiske, teknologiske og økonomiske faktorer, såvel som resonnement og strategier blant viktige aktører. Dette vinduet begrenser utvalget av mulige framtidige priser til et fortsatt bredt,

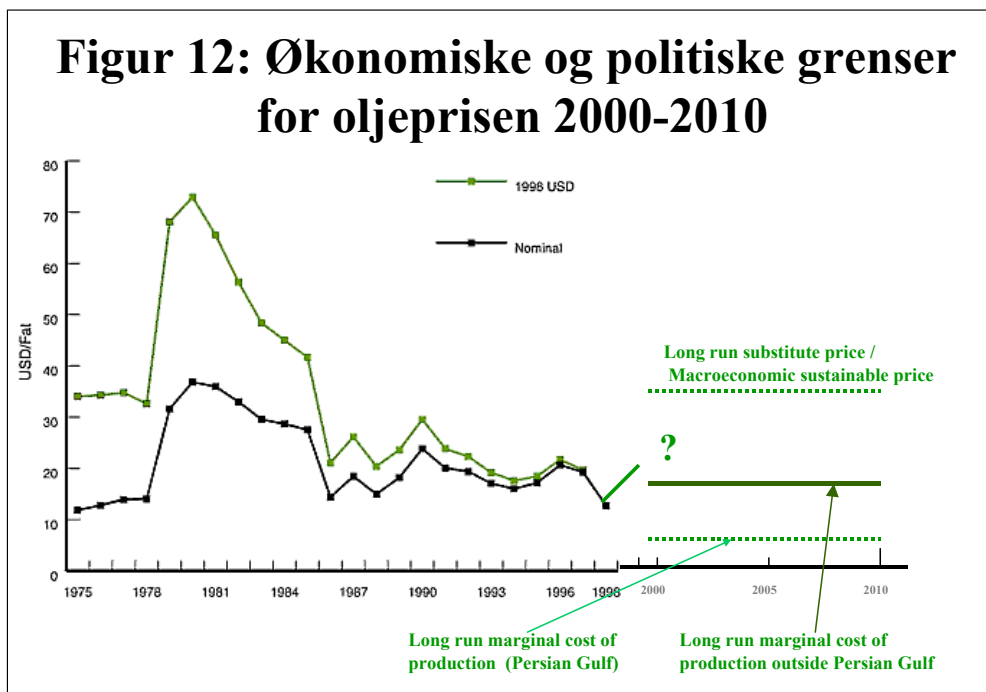


men allikevel smalere spekter, sammenlignet med et synspunkt om at "alt" kan skje i fremtiden. De prisgrensene som nevnes i diskusjonen er mindre viktig enn prinsippene for fastlegging av grenser. Økonomisk vil de langsiktige grensekostnadene for produksjon av olje sette en nedre grense. Dersom en ser bort fra politikk, vil denne grensen representeres ved produksjonskostnadene (inkludert investeringer) i Midtøsten, og illustrert i figur 11 til å ligge rundt 5 USD/bbl.

Den øvre grensen for oljeprisen kan på lang sikt forventes å bli bestemt ut i fra importerende lands økonomiske tåleevne, uten at de skal oppleve økonomisk tilbakeslag og storstilt substitusjon av alternative energibærere og derigjennom redusere etterspørselen over tid. Backstop-prisen, som definert i teorien for ikke-fornybare ressurser, vil utgjøre et teknisk-økonomisk tak for prisen, selv om prisen kan overstige denne i tilpasningsperioder. Den øvre grensen vil være den pris de eksporterende landene, basert på langsiktige markedshensyn, også ønsker å holde seg under. Grensen vil ligge der en marginal økning i prisen vil føre til en så stor nedgang i etterspørselen gjør at produsentens inntekt forblir den samme over en bestemt tidshorison, f.eks. 10 år framover.

En pris på rundt 35-40 \$/fat (nominelt) på begynnelsen av åttitallet viste seg umulig å opprettholde på lang sikt. En pris på 35 \$/fat i 1981 tilsvarer 60-70 \$/fat regnet i 1999-priser. Den øvre grensen må således ligge et sted under toppnivået fra 1981, men over nivået på 15-20 \$/fat fra de seneste årene, da etterspørselen vokser. De tekniske substitusjonsmulighetene mellom ulike energibærere har økt i løpet av åttiårene. Man kan derfor forvente at den øvre grensen i dag er lavere enn for ti år siden, gitt dagens

sammensetning av forbruket. På åttitallet sluttet konsumet å falle når prisen nådde 27-30 \$/fat (nominelt). En pris på 28 \$/fat i 1981 tilsvarer en pris på omkring 50-60 \$/fat i 1999. For illustrasjonsformål kan vi sette den øvre grensen for de nærmeste årene til (fortsett) å



ligge i området 30-40 \$/fat, målt i 1998-priser.

Blant viktige argumenter for en lavere prisgrense som er høyere enn de langsiktige grensekostnadene ved oljeproduksjon i Midt-Østen er konsumentenes ønsker om et diversifisert tilbud av olje. Partielt sett ønsker selvsagt konsumentene en så lav pris som mulig. I en mer helhetlig vurdering kan imidlertid et slikt ønske vise seg å være gunstig kun på kort sikt. Importerende land ønsker også å forhindre en for stor avhengighet av olje fra Midtøsten. Det kan skape problemer i tilfelle nye kriser i denne regionen. Et visst nivå på oljeproduksjonen utenfor OPEC ønskes opprettholdt. Investeringer i produksjon utenfor Midtøsten betinger en høyere oljepris enn produksjonen i Midtøsten. Prisnivået kan variere ettersom hvor risikabel avhengighet av Midt-Østen-olje oppfattes å være. Kostnaden på og tilgjengeligheten av olje fra andre områder vil også være viktig. For konsumentlandene blir således de langsiktige grensekostnadene for oljeproduksjon utenom Midtøsten viktig for hvor lav de ønsker oljeprisen skal bli. Denne er i figur 11 illustrert til (fortsett) å være 15-20 USD/fat, målt i 1998-verdi. Dette innebærer en viss realnedgang i den nedre grensen. Det kan synes som en selvfølge at produsenter ikke kan være interessert i en lav oljepris. Fra tid til annen, i en kamp om markedsandeler eller p.g.a. politiske forhold kan de imidlertid sette lave priser som mål.<sup>13</sup> Det kan imidlertid være grunner til ikke å la prisen

<sup>13</sup> Se Austvik (1992b) for en diskusjon av den økonomisk-politiske argumentasjon mellom Irak og Kuwait om prissetting på olje som et forspill til konflikten i 1990/91. Scott (1987b) diskuterer hvordan Saudi-Arabias prispolitikk endret seg fra å forsvare et ønske om (relativt sett) moderate priser på sytti-tallet til høye priser i første halvdel av åttitallet som følge av press fra Irak under Irak's krigføring mot Iran. Dette begrunner landets rolle som viktigste svingprodusent i perioden hvor de opprettholdt uholdbart høye priser

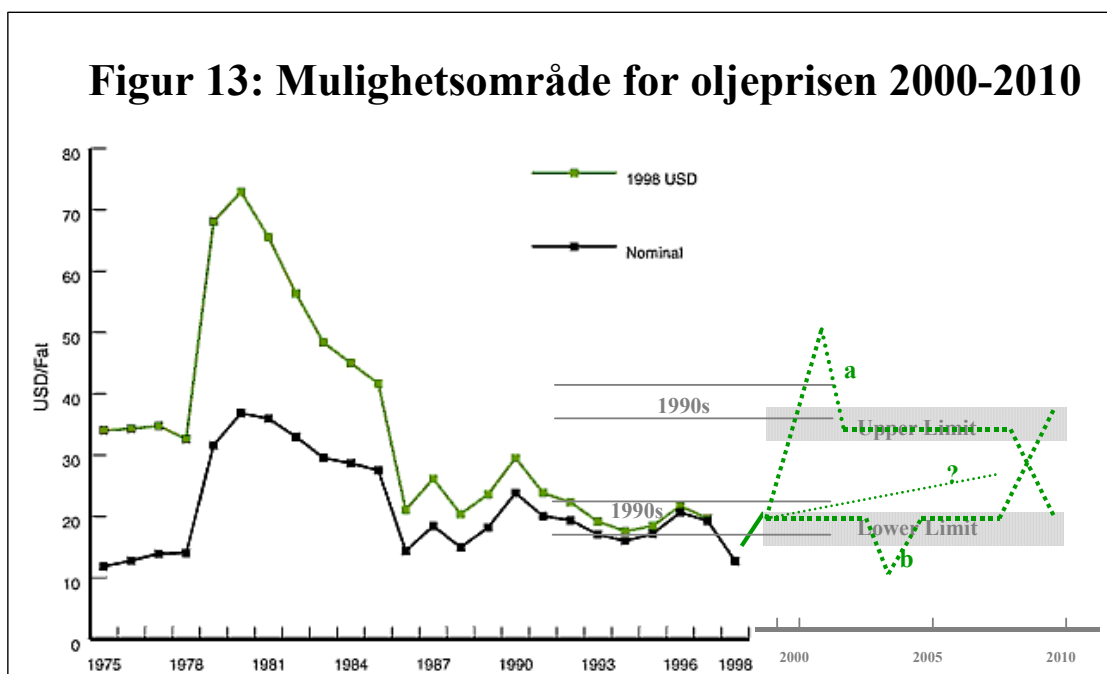
falle for lavt, selv med et slikt mål. Produsentland kan ønske å holde minimumsprisene over de marginale kostnader ved å bygge ut nye oljefelt av tre hovedårsaker. Det ene er at etterspørselen er relativt lite elastisk på kort sikt. Lave priser vil dermed ikke føre til noen betydelig etterspørselsoppgang før etter flere år. Det andre er frykten for økte avgifter i konsumentlandene. Lave priser gjør det politisk lettere for importland å øke avgiftene. Det tredje er kostnaden ved og inelastisiteten i produksjon utenfor OPEC. Prisene må være lave lenge for at vesentlig ikke-OPEC-produksjon skal falle ut av markedet.

Produsentlandene har dermed incitament til (om mulig) relativt raskt å redusere produksjonen for å bringe prisen opp på den lavere grensen eller høyere.

Ved å fastsette den lave og øvre grensen i en politisk-økonomisk vurdering, heller enn bare økonomisk, reduseres usikkerheten knyttet til prisutviklingen gjennom å konstruere baner som prisen med relativt stor sannsynlighet vil holde seg innenfor over tid. Etter som fastleggingen av grensene kombinerer både økonomisk, politisk og strategiske resonnement, og eksplisitt uthever et område for strukturell usikkerhet, er tilnærmingen forskjellig, og langt mer komplisert, fra mer (partielle og) deterministiske modeller for oljemarkedet, som forteller at prisen vil følge en eller annen spesifisert utviklingsbane.

### **Prisutviklingen mellom den nedre og øvre grensen.**

Figur 13 viser oljeprisutviklingen for perioden 1968-1999 (i 1999-verdi) og referer de rammene som ble angitt på begynnelsen av 1990-tallet for utviklingen på 1990-tallet (se figur 10). I forventningene for neste tiår (2000-2010) vises en illustrasjon på øvre og nedre grense som sannsynlige predeterminerte begrensninger for prisutviklingen kommende tiår, som diskutert foran.



på olje i flere år. Fra midten av 1990-årene ble det da produsjon i Saudi Arabia og på et tidspunkt i 2001 kunne presse landet lenger, gikk Saudi Arabia tilbake til en moderat prispolitikk.

Også denne illustrasjonen viser to alternative prisbaner (a og b) for å illustrere forholdsvis ekstreme, men likevel mulige utfall. A-banen illustrerer en situasjon hvor en dramatisk hendelse (f.eks. en ny og omfattende krig i Iran og/eller Irak, sammenbrudd i Russland eller revolusjon i Venezuela) inntreffer og det ikke er bygget opp tilleggs kapasitet i Saudi-Arabia og Kuwait. Stramheten i markedet (rundt 95% kapasitetsutnyttelse globalt) indikerer at et slikt høyt prisnivå kan bli opprettholdt i noe tid, hvis bortfall av produksjon er stort nok. Konsekvensen av et slikt prishopp, f.eks. til 50- 60 \$/fat, vil være lavere etterspørsel og et senere prisfall, kanskje langt under den øvre grensen. Dette illustrerer et inter-temporært forhold mellom prisene p.g.a. den langsiktige elastisitet både for tilbud av og etterspørsel etter olje.

Med de strategiske petroleumsreserver (SPR) for hånden for vestlige land siden midten av 1980-tallet, er imidlertid (kortsiktige) prissjokk over den øvre grensen mindre sannsynlige enn på 1970- og 1980-tallet. Eksistensen av SPR kan også dempe mindre "sjokk", som inntreffer under den øvre grensen, dersom de blir brukt i et såkalt "sub-trigger" system.<sup>14</sup> Markedets bevissthet om at disse kan bli brukt i spesielle situasjoner kan føre til at handlingene diskonteres fram i tid, og derved virker stabiliserende mot oppadgående prisbevegelser.

B-banen illustrerer en mer stabil situasjon som av de fleste vel fortsatt vil bli betraktet som det mest sannsynlige scenario. De lave prisene (15-20 \$/fat) fører til et stadig økende forbruk. Prisene holder seg i nærheten av den nedre grensen mens kapasiteten (i landene i Midtøsten) øker kontinuerlig (utover tidligere historisk nivå). På et visst tidspunkt vil denne kapasitetsøkningen møte et tak.<sup>15</sup> Veksten i etterspørselen vil etterhvert føre til høyere priser.<sup>16</sup> Muligens kan et slikt tak nås på midten/slutten av det neste tiåret.

Med en fungerende OPEC-organisasjon, eller en annen tilbudssideregulator, synes priser under den nedre grensen å være mindre sannsynlig også på kort sikt.

Tilbudssideregulatoren må forventes å bringe prisen opp på den nedre grensen igjen forholdsvis raskt for å unngå økte avgifter på olje og formuesoverføring uten vekst i markedsandeler. Hvis denne oppfatningen etablerer seg i markedet, kan aktørene komme til å diskontere OPECs reaksjoner, og prisene vil bli begrenset nedover av den nedre grensen, også på "kort" sikt.<sup>17</sup>

Disse scenariene deler i stor grad det syn at oljemarkedet i et tidsperspektiv på 10 år har mye til felles med andre markeder der tilbud og etterspørsel må balansere og prisen bestemmes endogent. Det spesielle trekket ved oljemarkedet synes å være at endringer i tilbud og etterspørsel tar lengre tid og at markedet er mer politisert enn de fleste andre markeder. Inelastisiteten med hensyn til pris på kort sikt og den mer priselastiske etterspørselen på lenger sikt er også karakteristisk.

Den kanskje mest brukte teorien for oljemarkedet, teorien for ikke-fornybare ressurser, er selvfølgelig utviklet for å ta hånd om ulike typer usikkerhet og endringer i de

---

<sup>14</sup> Se Hubbard & Weiner (1982).

<sup>15</sup> Eksempel: I dag synes det forholdsvis lite sannsynlig at Saudi-Arabia vil øke kapasiteten utover kanskje rundt 15 mill. fat/dag i løpet av det neste 10-året, gitt landets eksisterende økonomiske og politiske rammeverk.

<sup>16</sup> Dette var i stor grad situasjonen før 1990-konflikten i Gulfen. Se Hogan (1988) for en diskusjon av forholdet mellom priser og kapasitetsutnyttelse.

<sup>17</sup> "Kort" sikt kan i denne sammenheng være noen måneder, kanskje over ett halvt år.

forutsetninger som ligger til grunn for analyser av oljemarkedet. Men den analyserer ikke hvorfor, når og i hvilken størrelsesorden slike endringer finner sted, og inkluderer ikke politiske mekanismer og vurderinger. Disse blir i større grad betraktet som eksogene variabler i en rent økonomisk analyse. En SP tilnærming omfatter derfor et kvalitativt bredere spekter enn økonomisk analyse gjør. Men SP-analyse forkaster ikke denne, eller noen annen, oljemarkedsteori. Den antyder at markedet og aktørene ikke fullt ut oppfører seg i henhold til dens prinsipper alene. Forventningen til framtidig oljepris basert på økonomisk teori kan, innenfor rammen av en SP-analyse, sees som ett av mange mulige markedsutfall.<sup>18</sup>

### **Hva kan endre den øvre og nedre grensen?**

Både den nedre og øvre grensen kan egentlig endre seg til både et høyere og lavere nivå i framtiden. Diskusjonen nedenfor omhandler uvanlige hendelser som kan føre til et fall i begge. En endring i parametrene i motsatt retning vil flytte grensene oppover.

#### **Den nedre grensen:**

Det følgende er eksempler på ekstreme, men ikke helt umulige, hendelser og situasjoner som kan lede til et fall i den nedre grensen (under de 15-20 \$/fat som er antydnet):

- Midtøsten blir ansett som en mindre risikabel leverandør av olje. Konsumentlands avhengighet av Midt-Østen-olje kan øke uten å øke sensitiviteten og/eller sårbarheten. For konsumentland innebærer dette at det blir mindre viktig å opprettholde dyr produksjon utenfor Midtøsten. En slik oppfatning av redusert sensitivitet/ sårbarhet kan for eksempel inntreffe hvis konsumentland får fysisk kontroll over oljereserver gjennom bruk av politisk eller militær makt (direkte eller indirekte endringer i eierrettigheter). Et interessant spørsmål er om dette, til en viss grad, har skjedd i kjølvannet av Gulf-krigen i 1991 (se Austvik 1992b).
- OPEC bryter sammen, ingen andre overtar rollen med å regulere tilbudssiden og markedet blir mer konkurransepreget. Prisene kan falle under den nedre grensen og konsumentlandene samlet kan utnytte muligheten til å ta makten i markedet gjennom finanspolitiske tiltak for å regulere etterspørselen og overføre grunnrente fra produsenter til konsumenter på en mer permanent basis. Denne muligheten er utnyttet langt på vei i Europa, men avgiftene i Japan, USA og de nye økonomiene er lavere enn her. Hvis konsumentlandene ikke tar i bruk finanspolitiske virkemidler etter et eventuelt brudd i samarbeidet mellom eksportørene, kan etterspørselen forventes å ville øke over tid og prisen med den.<sup>19</sup>
- Etterspørselen etter olje blir mer elastisk overfor prisendringer også ved lave priser.

---

<sup>18</sup> En prognose basert på forutsetningen om at prisen virkelig vil utvikle seg langs en bane som gjør produsentene indifferente til når produksjonen skjer (som mange av de konvensjonelle prognosene gjør), indikerer en oljepris som stiger til omlag 35 \$/fat i år 2010, forutsatt en rentesats på 7% og en pris på 18 \$/fat i 1999. Dasgupta & Heal (1979) gir en grundig innføring i økonomisk teori for ikke-fornybare ressurser. I Griffin & Teece (1982) presenteres teorien i oversiktsform.

<sup>19</sup> Adelman (1989) argumenter for at "fortjenesten ved å monopolisere verdens oljeindustri har vært så stor at nasjonene ikke kan gi opp disse anstrengelsene. Hvis kartellet bryter sammen, vil det bli gjenopprettet, eventuelt med en noe annen sammensetning." Se også Pindyck (1978).

Betydelige mengder med ny lavkostnadsolje blir funnet i områder utenfor Den persiske gulf. Dette synes i stor grad å være det sentrale Adelman-scenariet (1989). Han finner at prisen på olje vil fluktuere med politisk-militære bevegelser og i syklus med OPEC-møter, kvoter og prisbestemmelser innenfor OPEC, etterfulgt av lurei, trusler og løfter. Men andre energibærere og mer effektiv teknologi blir utviklet. Prisen vil derfor, over tid, falle langsomt mot en "langsiktig likevektspris på 5 \$/fat". Adelman argumenterer for at OPEC produksjonen kan nå omlag 60 mill. fat/dag og anslår "monopoltaket" for prisen til å ligge i størrelsesorden 25 \$/fat (tilsvarende den angitte øvre grensen i vårt scenario).

- Banebrytende ny teknologi blir oppfunnet i produksjon og/eller forbruk av olje. Muligheten for å introdusere nye avgifter på olje blir, av en eller annen grunn, ansett som politisk umulig i konsumentlandene (kan være tilfelle for USA?). Enkelteksportører kan da bli mer interessert i å "dumpe" prisen lavere enn den nedre grensen for å vinne markedsandeler.

### **Den øvre grensen:**

Det følgende er eksempler på hendelser som kan føre til et fall i den øvre grensen: Backstop-energi og/eller teknologi blir innført i stor skala til lavere priser enn i dag. Ved høye priser vil dette være en kontinuerlig prosess. Ved lave priser vil en slik prosess vanligvis ta lenger tid.

Den generelle økonomiske veksten i verden blir betydelig mindre og/eller inntektselastisiteten for olje blir vesentlig lavere.

Et fall i den øvre grensen kan også føre til et fall i den nedre grensen. Dess lettere man kan erstatte olje med andre energibærere, dess mer akseptabelt er det å ha en høy råoljeimport. Lave priser og stor oljeavhengighet vil derfor være et relativt sett mindre problem jo lavere den øvre grensen er, noe som igjen indikerer at mindre produksjon fra områder utenfor OPEC da er mer akseptabelt sett ut i fra et leveringsikkerhetssynspunkt i konsumentlandene.

### **En økning av den øvre grensen:**

Hvis prisen øker, vil sektor etter sektor gradvis gå over til andre energibærere. Den høyeste substitusjonspris (prisen på den alternative energibæreren) finnes i dag innen transport. Hvis olje i framtiden i hovedsak vil bli brukt til transportformål og det ikke blir funnet billigere substitutter for denne sektoren, kan den øvre grensen øke til dagens substituttpris for transportsektoren. Ved gradvis økende priser og etterspørsel som retter seg mot andre energibærere i et økende antall sektorer, kan den øvre grensen øke til substitusjonsprisen i den sektoren hvor den er høyest.

### **Hva vil oljeprisen faktisk bli?**

Nedenfor følger en liste over mulige hendelser som i det neste 10-året vil kunne påvirke oljeprisen i retning av henholdsvis lave (ned til den nedre grensen) og høye (opp til den øvre grensen) nivåer, altså innen de predeterminerte rammene. Tilsvarende som momentlisten for mulige endringer i selve grensene kan det også nevnes flere argumenter både for høye og lave priser innenfor grensene. Listen må således primært oppfattes som

en illustrasjon på hvordan teknikken kan anvendes som grunnlag for å danne seg en oppfatning om fremtidig pris.

### Eksempel på faktorer som fører til henholdsvis høye og lave priser

	Lave priser	Høye priser
<b>Børskrise</b>	X	
<b>Bedret produksjonsteknologi</b>	X	
<b>Mer energieffektiv forbrukerteknologi</b>	X	
<b>Flere/billigere substitutter</b>	X	
<b>"Nye" oljefunn</b>	X	
<b>Innføring av bensinavgifter i USA<sup>20</sup></b>	X	
<b>Oljeproduserende land utenlandsinvestorer<sup>21</sup></b>	X	
<b>Betydelig overføring av teknologi til Russland<sup>22</sup></b>	X	
<b>Sammenbrudd i russisk eller venesuelansk oljeproduksjon<sup>23</sup></b>		X
<b>Ny krig i Gulfen</b>		X
<b>Sterk økonomisk vekst<sup>24</sup></b>		X
<b>USAs oljeproduksjon reduseres sterkt</b>		X
<b>Nye kjernekraftulykker</b>		X
<b>Betydelig ulykke med oljetankere<sup>25</sup></b>		X
<b>Haukene i OPEC "tar over"<sup>26</sup></b>		X

En må ha relativt bestemte samtidige oppfatninger om disse hendelsene for å kunne si noe mer konkret om prisutviklingen. Det vil åpenbart være vanskelig å være særlig sikker på

<sup>20</sup> Se Austvik (1989b).

<sup>21</sup> Deres økonomiske interesser nærmer seg da i noen grad konsumentlandenes.

<sup>22</sup> En økning på 10% i Russlands oljeproduksjon utgjør rundt 600.000 fat/dag. Alternativt kan SUS-landene og Øst-Europa klarer å vri sitt eget energikonsum mot naturgass (som de har rikelige reserver og produksjon av), slik at oljeeksporten kan økes.

<sup>23</sup> En reduksjon i oljeproduksjonen kan finne sted etterhvert som myndighetene legger større vekt på konsumsektoren på bekostning av industrien og de sosiale urolighetene øker. Miljøproblemer i Sibir (hvor 70% av den russiske oljeproduksjonen skjer) kan også forårsake at produksjonen av olje blir mindre.

<sup>24</sup> For eksempel slik at oljeetterspørselen årlig øker med 2-3 mill. fat/dag, i stedet for 1-2 mill. fat/dag som den har gjort i de siste årene. Dette kan skje som følge av ytterligere vekst i de "nye" økonomiene i Asia eller økt etterspørsel fra utviklingsland og ikke bare økt OECD-etterspørsel. For eksempel har Sør Korea økt sin oljeetterspørsel med 500% over de siste 15 årene (Sør-Korea forbruker nå rundt 3 millioner fat/dag).

<sup>25</sup> Radetzki (1989) argumenterer for at dersom en eller to eldre supertankere, i full-lastet tilstand, bryter sammen som følge av korrosjon og alder, og forårsaker store miljømessige ødeleggelser, kan det fattes beslutninger om å ta mange av disse tankbåtene ut av drift. Dette vil kunne gjøre transport til en "flaskehals" i markedet i noen år med høye tankrater. Importlands c.i.f. priser vil bli presset opp, mest i fjerne markeder som Japan, mindre i Europa og enda noe mindre i USA. På den annen side vil f.o.b.-prisene til eksportland med lang avstand til hovedmarkedene, såsom landene ved den Arabiske gulfen, bli presset ned, mens det er noe mer usikkerhet for prisene f.o.b. Nordsjøen.

<sup>26</sup> D.v.s. at maktstrukturen i OPEC endres slik at "haukene" blant produksjonslandene m.h.t. prissetting, som Iran, Algerie, Libya og Irak får mer å si på bekostning av Saudi-Arabia. Se Scott (1987a-b) for en diskusjon omkring utviklingen av saudiarabisk oljepolitikk gjennom 1970- og 1980-tallet.



hvilke som faktisk vil inntreffe, eventuelt også i hvilken grad. Innenfor scenarieteknikken forsøkes heller ikke dette i noen utstrakt grad. SP fokuserer mer på forståelsen av de krefter som skaper resultatet og mindre på resultatet som sådan.

Derfor blir det færre tall i en slik analyse enn i prognosearbeid ellers. Resultatet finnes i summen av og samvirkningen mellom alle faktorer som er viktige for prisutviklingen. SP-analyse sier like mye om hva som ikke kan skje, som hva som faktisk vil skje. En konkret prisprognose blir innenfor en SP-analyse derfor oppfattet som betinget meget spesifikke forutsetninger og et av mange mulige utfall. Dette vil også være kritikken mot analysen. Det blir så mange faktorer å holde opp mot hverandre, at noen vil kunne hevde at det er vanskelig å bruke den til noe nyttig.

## Konsekvenser for planlegging

En slik metodologisk tilnæringsmåte for å forstå utviklingen i oljeprisen kan likevel ha en viss intuitiv appell som en oppsummering av en åpenbart mer komplisert prosess. Fordelene ved ad hoc resonnementer i de ulike delene av teknikken må balanseres mot deres begrensninger. Prosedyren illustrerer hvor viktig måten å tenke på markedsmekanismene er, eller å redusere det som kan kalles systemisk usikkerhet. Den understreker viktigheten av å gjennomføre sensitivitetstester (risikoanalyser) på de facto subjektive avgjørelser som er foretatt for de forutsetninger som ligger til grunn for det enkelte scenario. Til slutt argumenterer metoden for at selv med en briljant utført analyse, kreves det at usikkerhet må aksepteres som en strukturell del av vurderingen.

Wack (1985) benevner i sin beskrivelse av hvordan oljeselskapet Shell mente å forutsi det første oljeprissjokket i 1973/74 gjennom en scenario-analyse, den virkelige verden som et makrokosmos og den mentale modellen til forskere, analytikere, politikere eller bedriftsledere som mikrokosmos. SP har konsekvenser for måten å kombinere krefter på og for å teste om mikrokosmos stemmer med makrokosmos eller ikke. Å forlate prognosene og gå over til scenarier, fordi scenariene synes å stemme bedre overens med makrokosmos, kan således i kraft av seg selv ha konsekvenser for mikrokosmos og de konklusjoner og strategier som bør velges.

Privatøkonomisk vil vel de fleste være enige i at dersom en vinner i tipping bør en ikke innrette konsumet slik at en forutsetter at den hyggelige begivenhet kommer til å gjenta seg med jevne mellomrom. Det er også risikabelt å ta opp lån under en antakelse om at en vil komme til å vinne i tipping. Det er først etter at en har vunnet, at slike lettjente penger bør brukes. For et oljeeksporterende land indikerer analysen i denne artikkelen at periodevis høye oljepriser over den nedre grensen kan oppfattes som å vinne i tipping. Det "regnskyll av penger" som Norge og andre oljeproduserende land mottar i perioder når prisene er høye kan kanskje oppfattes som en vel så stor makroøkonomisk utfordring, som når prisen faller lavt (se Austvik 1999b).

Petroleumsfondet skiller i Norge oljeskatter og royalties fra øvrige offentlige inntekter, og ble etablert i Norge 1.1.1991. Nåverdien av de fremtidige inntektene til fondet tilsvarer Statens andel av den kalkulerende petroleumsformuen.<sup>27</sup> Verdien av formuen avhenger

---

<sup>27</sup> Petroleumsformuen representerer nåverdien av fremtidig salgsinntekter av olje og gass med fratrukk av faste og variable kostnader i transport og produksjon. Statens andel er netto kontantstrømmen fra

direkte av den ustabile oljeprisen. Formuen vil øke sterkt dersom prisene går opp i 30-40 USD/fat, og også reduseres kraftig dersom de faller til 10-15 USD/fat. Ceteris paribus gir dette et spenn i Statens fremtidige inntekter på i størrelsesorden 400 til 1200 mldr kroner. Et sammenbrudd i oljemarkedet, f.eks. slik det er diskutert i sensitivitetstesten av den lavere grensen foran, kan redusere inntektene ytterligere.<sup>28</sup> Slik fondet har fungert siden 1995, plasseres det aller meste av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten i oljefondet (inntekter som skriver seg fra priser over 7-8 \$/fat). Dette er en meget verdifull risikosikring i forhold til uforutsigbare pris- og inntektssvingninger.

Scenarioanalysen foran forteller oss at selv om mer av oljeinntektene skulle komme til å forbrukes mer direkte i fremtiden, bør uansett ikke inntekter som skriver seg fra den mest ustabile delen av prisen forbrukes, d.v.s inntekter fra priser over den nedre grensen (skissert som 15-20 USD/fat foran). Det er et avgjørende poeng at inntekter fra slike priser ikke nyttes til å balansere offentlige budsjetter. De må investeres for fremtidig verdiskapning. Kuwait viste først hvor gunstig det kan være å investere i utlandet. Før invasjonen i 1990 representerte inntektene fra disse investeringene rundt halvparten av landets samlede eksportinntekter. På denne måten klarte det å få en sammensetning av eksporten der stort sett den ene halvdel var tjent med høye oljepriser (oljeeksporten) mens den andre halvdel var tjent med mer moderate priser (avkastningen av utenlandsinvesteringene ellers). Dette bidrog til å stabilisere Kuwaits utenriksøkonomi, og kanskje til at de overlevde som selvstendig stat etter krigen. Norge har nå også kommet inn i denne posisjonen med langt større grad av risikosikring enn før fondet ble en realitet. Dersom inntektene også skulle investeres hjemme er det et problem å klargjøre hvilke investeringer som bør oppfattes som en del av den "normale" drift og hva som kan komme i tillegg. Dersom dette kan avklares, bør en, – i stedet for å gi støtte direkte til bedrifter, noe som lett kan komme i konflikt med stadig mer omfattende EØS- og WTO-regler, foreta engangsinvesteringer i infrastruktur som en ellers ikke ville hatt råd til, og særlig dersom de har en svært høy importandel. Dette kan være utvidet bygging av veier, jernbane, havner, flytjenester, telekommunikasjon, utdanning og forskning. Slik støtte vil over tid kunne gi lavere kostnader for næringslivet. Dersom norsk næringsliv i større grad kan utvikles til å produsere i sektorer med høyere internasjonale vekst- og profitttrater enn i dag, vil langsiktige komparative fortrinn kunne utvikles, og dermed gi muligheter for alternativ valutaintjening over tid, og slik også diversifisere risikoeksponeringen fra oljesektoren.

Desto mer "risk-lover" myndighetene ønsker å være, desto høyere pris over den nedre grensen kan de legge inn i "vanlige" budsjetter som grunnlag for å bestemme landets "normale" konsum og investeringsnivå. En risikoavers stat vil eventuelt betrakte de inntekter som skriver seg fra priser over den nedre grensen (om man kan klare å fastlegge den særlig nøyaktig) som tilfeldige. De bør inntektsføres først etter at de er tjent og brukes til investeringer som i sin tur genererer fremtidig inntekt.

---

sektoren, dvs. skatter, utbytte fra Statoil og nettobetalingen fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

<sup>28</sup> Dersom prisprognosene fra begynnelsen av 1980-tallet hadde holdt stikk, ville nåverdien av statens kontantstrøm på den annen side kunne vært 3-4000 mldr kroner.

## **Konsekvenser for norsk internasjonal prispolitikk på olje**

Alle oljeeksporterende land taper på fall i priser under den nedre grensen. Selv om det er ille for norsk økonomi er det imidlertid enda verre for de fleste andre oljeland. Mange av disse kan klassifiseres som utviklingsland og har stor utenlandsgjeld. At verdens nest største eksportør og et av verdens rikeste land (Norge) ikke skal bidra til stabilisering av oljeprisene til den nedre grensen, må kunne antas å virke demotiverende på de andre produsentlandene når det gjelder å redusere produksjonen. Slik stabilisering er etter vår forutgående diskusjon ikke å bryte med markedsprinsipper, men å kompensere for markedssvikt, siden private aktører tenker mer kortsiktig enn de langsiktige trender i oljemarkedet, og dermed kan føre til prisfluktasjoner som ingen ønsker. Det er først når vi bidrar til varige prisøkninger utover den nedre grensen at vi eventuelt bidrar til å ta ut en monopoliseringsgevinst i markedet. Kommer prisene over den nedre grensen uten at vi bidrar, må det kunne betraktes som en grunnrentegevinst.

Det er flere faktorer som i dag kan peke i retning av at en mer aktiv norsk deltakelse i tilbudsregulering i oljemarkedet totalt sett er mulig og riktig.<sup>29</sup>

- a) Norges andel på 8 prosent av verdenshandelen gjør oss til verdens nest største oljeeksportør, bare forbigått av Saudi-Arabia. I handelssammenheng er vi altså relativt sett mer betydningsfulle enn det vår andel av verdensproduksjonen på rundt 4 prosent skulle tilsi.
- b) OPEC-landene er mindre viktig for tilbudssiden enn før. Ikke-medlemsland som Mexico, Norge og Russland må med for at effektive produksjonsreguleringer skal kunne foretas.
- c) Norsk oljeproduksjon flater ut etter en periode med sterk vekst. Produksjonsbegrensninger vil i dag ha færre reelle begrensende konsekvenser for norsk produksjonsutvikling enn de ville hatt for 10 år siden.
- d) Avgiftene på oljeprodukter i forbruksland har økt og øker fortsatt mye. Avgiftsinntektene til forbruksland er nå langt høyere enn skatteinntektene til produksjonsland. EU-land tar i dag 40-50 \$/fat i netto avgiftsinntekter pr fat Nordsjø-olje, mens produsentene får 10-15 \$/fat brutto. Den norske stats netto skatte- og avgiftsinntekter er i sin tur så bare en andel av dette. Når prisene faller er det lettest å innføre nye avgifter, slik som nå. Forbruksavgiftene bidrar til å presse råoljeprisen ned.
- e) Produksjonsreguleringer i svake markedssituasjoner gir oss relativt stor utenrikspolitisk handlefrihet. Norsk støtte for å stabilisere oljeprisen i slike situasjoner ivaretar dels også konsumentlands interesser i markedsstabilisering og forutsigbarhet.

---

<sup>29</sup> Offisiell norsk politikk frem til 1986 gikk i hovedsak ut på at oljemarkedet er et rent kommersielt anliggende der utenriks- og sikkerhetspolitiske forhold ikke skulle trekkes inn. Etter prisetallet i 1985/86 erklærte Norge seg villig til å støtte OPECs bestrebelser for høyere og mer stabile oljepriser. Norsk produksjon ble redusert med 7,5 prosent i forhold til kapasiteten. Denne frivillige begrensningen varte frem til 1990. I perioden 1991-97 har igjen produksjonsbeslutningene i hovedsak vært tatt på bedriftsøkonomisk grunnlag alene. Produksjonen har kommet opp i over 3 mf/d og vi har blitt verdens nest største eksportør. Våren 1998 gikk Norge igjen inn i et internasjonalt samspill med andre oljeprodusenter for å stabilisere og heve oljeprisen, gjennom produksjonsreduksjoner på 100 000 fat per dag. Tiltaket ble utvidet med ytterligere 100 000 fat per dag våren 1999. Prisen har økt fra rundt 10 \$/fat til 20-25 \$/fat i løpet av et halvt års tid. Austvik (1999a-b) diskuterer nærmere Norges forhold til OPEC og andre store oljeeksporterende land i mer detalj.

For lave priser vil føre til reduserte investeringer utenom Midtøsten, og på sikt øke forbrukslands avhengighet av dette konfliktfylte området, slik IEA også har uttrykt bekymring for. Blir prisen en annen gang svært høy, vil Norge tilsvarende ha interesse av å bidra til å dempe den. Mellom den nedre og øvre grensen, vil vi imidlertid kunne oppleve interessekonflikter mellom konsument- og produsentland.

Eventuelle norske produksjonsreguleringer vil som oftest ha små muligheter til i seg selv å kunne påvirke prisnivået. Ensidige reduksjoner vil kunne føre til en kvantumsøkning og dermed økte inntekter for ett eller flere andre oljeproduserende land. Om en norsk produksjonsreduksjon får innvirkning på prisene avhenger dermed først og fremst av hvilke reaksjoner det avstedkommer blant andre oljeeksportører og av markedets oppfatning av tiltaket. De forutsetter således et samarbeid med andre oljeprodusenter. Eventuelle produksjonsbegrensninger må da søkes innrettet slik at de får maksimal begrensende effekt overfor andre lands produksjon, overfor avgiftspolitikken i forbrukslandene såvel som i markedets oppfattelse av tiltaket. Tiltakene må kunne oppheves dersom andre ikke følger en overenskomst, eventuelt gjøres betinget av at andre land reelt kutter sin produksjon først.

Det vil også kunne være av betydning hvordan en norsk produksjonsbegrensning iverksettes. Dersom norske tiltak kommer som reaksjon på andre lands utspill (sist Saudi-Arabia, Venezuela og Mexico), vil vi måtte godta, avvise eller finne en mellomløsning på kravene. Ved å vise mer initiativ kan norske tiltak tenkes å virke klarere og sterkere både overfor andre oljeproduserende land, EU og IEA og deres medlemsland og markedet. De lave prisene i dag og følgene det har for valutakurs, renteutvikling og formuesoppbygging, viser at internasjonal oljepolitikk er del av våre utenrikspolitiske interesser og må håndteres aktivt deretter. Her utgjør selv små marginer betydelige beløp. 1 \$/fats prisendring over ett år betyr for Norge 7-8 milliarder kroner i endrede eksportinntekter.

Reelle produksjonskutt ved utbygde felt vil imidlertid representere et finansielt tap for selskapene (og derigjennom også for Staten). I denne situasjonen er alle kostnader (både faste og variable) tilnærmet de samme om man produserer for fullt eller reduserer med 5-10-15 prosent. Dersom tiltaket, gjennom andre produsenters samtidige handlinger, fører til en prosentvis større oppgang i prisen enn den prosentvise nedgang i produksjonen, vil imidlertid tiltaket være lønnsomt.

Et problem med alle tiltak er at man aldri vil få vite hva prisen ville blitt om tiltaket ikke hadde vært iverksatt. For det enkelte selskap ville det uansett, og tydeligere enn for Staten, være bedre å være gratispassasjer på andres tiltak, og produsere for fullt. Spørsmålet for norske myndigheter blir således hvorvidt det er mulig å få til en tilstrekkelig internasjonal koordinering av produksjonsreduksjonene, slik at vi kan få et rimelig grunnlag for å vurdere om det er sannsynlig at tiltakene har betydning.

Realiseringen av oljefondet fra 1995 representerte en viktig erkjennelse av et makroøkonomisk særtrekk ved Norge som petroleumsnasjon. Gjennom den tilnærming Norge har gjort overfor andre oljeproduserende land det siste året, har Norge også begynt å ta konsekvensen av, og ansvar for, sin rolle som stort oljeproduserende land.

## Noen hovedkonklusjoner

- Oljeprisen kan ikke forutsies eksakt. Alle økonomiske og politiske enkeltteorier har et bidrag til forståelsen av prisdannelsen, men det ingen enighet blant markedsanalytikere eller forskere hvilken tilnæringsmåte som er best. Over de siste 30 årene har prisanslagene dertil konsekvent vært gale, uavhengig av tilnæringsmåte.
- En god forståelse av hvordan de økonomiske, politiske, strategiske, geologiske og teknologiske faktorene til enhver tid påvirker oljeprisen, og hvordan de samspiller, er viktigere og en mer realistisk og nyttig ambisjon, enn å forsøke å gjette eksakt på hva den blir. En slik forståelse vil gjøre det lettere å innrette seg optimalt og å ta forhåndsregler og utnytte muligheter i tidlige faser når endringer er i ferd med å skje.
- Siden olje er en ikke-fornybar ressurs er det en grunnrente å hente i omsetningen av den. Dette innebærer at prisen til endelig forbruker er høyere enn produksjonskostnadene for de fleste felt i verden. Endelig forbruker er imidlertid de som bruker produktene som lages av olje (som bensin, fyringsoljer osv). Avgifter på petroleumsprodukter i forbruksland kan under visse forutsetninger bidra til å presse råoljeprisen ned, og flytte grunnrente fra produsentland og oljeselskap over til forbrukslandenes statskasser. Denne trenden er særlig tydelig i EU.
- Oljeprisen er lik over hele verden når vi korrigerer for ulike kvaliteter og transportkostnader. I de fleste situasjoner kan land selge til eller kjøpe olje i verdensmarkedet. Et lands avhengighet av å eksportere eller importere olje, er derfor i særlig grad knyttet til endringer i oljeprisen og hvordan det gjennom den påvirker landets økonomiske situasjon.
- Siden oljehandelen omfatter usedvanlig store verdier, har alle land, organisasjoner og selskap incitament til å følge med i markedsutviklingen, og om mulig å søke å påvirke alle de faktorer som påvirker prisen.
- Ifølge konvensjonelle analyser av energimarkeder skal olje, etter naturgass, øke sin globale relative betydning i internasjonale energimarkeder over de neste 20 årene.
- Særlig viktig for markedsbalansen over de neste 10-20 årene synes å bli den økonomiske veksten i Asia og produksjonsutviklingen i landene rundt Den persiske gulfen. Denne balansen kan dermed også bli viktig for utviklingen av de norske oljeinntektene.
- For å redusere avhengigheten av oljeimport fra Den persiske gulfen ønsker konsumentlandene en oljepris som dekker de langsiktige grensekostnadene ved oljeproduksjon utenom Midtøsten.
- Oljeprisen har potensial for å være mer stabil nå enn på 1970- og 1980-tallet. De strategiske petroleumsreservene vil kunne ta toppen av priseffektene av et tilbudsavbrudd. Samarbeid mellom de viktigste oljeeksportørene vil kunne hindre at prisen forblir svært lav over lang tid. Verken konsument- eller produsentland har langsiktige økonomisk-politiske interesser i at oljeprisen skal holde seg svært høy eller svært lav. Begge parter har interesse av prisstabilitet.
- I en scenarioanalyse av markedet, er variasjonsområdet for oljeprisen fortsatt stort, selv om det forventes at prisene er mer stabile enn før. Den øvre opprettholdbare prisgrensen (30-35 USD/bbl) er illustrativt anslått å ligge nesten dobbelt så høyt som den nedre grensen (15-20 USD/bbl). Likevel er dette langt under nivået fra begynnelsen av 1980-tallet, da oljeprisen var 60-70 USD/bbl i dagens pengeverdi. Det er i en scenario-

tilnærming likevel viktigere hvordan analysen settes opp, enn de konkrete tall som er foreslått.

Usikkerhet må eksplisitt tas inn i erkjennelsen av de kreftene som påvirker oljeprisen. Selskapsstrategier og nasjonal politikk må være robust for å tåle krevende, men kanskje kontinuerlige, endringer i prisen mellom (over tid dynamiske) øvre og nedre grenser, og også tåle kortvarige prissjokk (ekstremt høye eller ekstremt lave priser) utover dette.

For Norge skaper oljeprissvingningene både industrielle, makroøkonomiske, markedsmessige og utenriks- og sikkerhetspolitiske utfordringer.

Som en av verdens største oljeeksportører er det sannsynlig at Norge har betydning for prisutviklingen på olje, særlig i svake markedssituasjoner. Norge har med det betydning for andre lands, både oljeeksportørers og –importørers, økonomiske situasjon. Gasseksporten forsterker den økonomiske interessen andre land etter hvert har fått for Norge.

Etableringen av petroleumsfondet og det aktive og tydelige, men likevel forsiktige, medspillet i det internasjonale arbeidet for å stabilisere oljeprisen, gjør Norge til en mer robust oljenasjon i dag, enn for bare få år siden.

## Litteraturliste

Adelman, M.A., 1989: "The Oil Supply and Price Horizon", Energy Policy October.

Austvik, Ole Gunnar, "Oil Prices and the Dollar Dilemma", OPEC Review no. 4

December 1987. ISSN no. 0277-0180.

---, 1989a: Norwegian Oil and Foreign Policy (editor), Norwegian Foreign Policy Studies nr. 68, NUPI/Vett & Viten.

---, 1989b: Strategies for Reducing U.S. Oil Dependency, Seminar Paper Department of Economics. Harvard University Spring 1989; NUPI-report no. 130 July 1989. 58 pages. ISSN no.0800-0018.

---, 1990: En vurdering av produksjonskapasiteten av olje i fem land ved Den persiske gulfen (Rapport til Finansdepartementet publisert som NUPI-rapport nr. 150 oktober 1990).

---, 1991a: "De strategiske petroleumslagrene (SPR) som oljepolitisk kriseredskap", Sosialøkonomen nr.1 January 1991. ISSN no. 0038-1624.

---, 1992a: "Limits to Oil Pricing. Scenario Planning as a Device to Understand Oil Price Developments", Energy Policy vol 20/no.11 pp. 1097-1105. November 1992, London, ISSN 0301 4215 Butterworth-Heinemann. Norsk versjon i Sosialøkonomen nr. 3/1993.

---, 1992b: "Krigen om oljeprisen. Oljen og konflikten ved Den persiske gulfen", Internasjonal Politikk nr. 3 September 1992 ISSN 0020-577X

---, 1993: "A View on Economic Theory of Exhaustible Resources", Working Paper (Skriftserien) nr. 89 - 1993, Oppland DH Lillehammer, 24 pages. ISBN 82-7184-149-1 ISSN 0803-0197

- , 1996: "Avgifter og petroleumspriser. Tar forbrukslandene olje- og gassinntektene?", *Sosialøkonomen* mai 1996 ISSN 0038-1624.
- , 1997; "Gas pricing in a liberalized European market; Will the rent be taxed away?", *Energy Policy* vol 20/no.12 pp. 997-1012. December 1997, London, ISSN 0301 4215 (1997) Elsevier Science
- , 1999a: "Should Norway Join OPEC?", *Proceedings from the 20th Annual North American USAEE IAEE Conference*, page 487-496, Orlando / Florida 29.August - 1. September 1999. 10 pages.
- , 1999b: "Norges avhengighet av olje- og gassmarkedene", *Artikkel i Internasjonal politikk* nr. 3, side 379-407, NUPI, Oktober 1999. 28 sider. ISSN 0020-577X.
- BPAMOCO, årlig: BPAMOCO Statistical Review of World Energy.
- Dasgupta, P.S. & Heal G.M., 1979: *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge University Press
- Europeiske Union (EU), 1997: *Restucturing the Community Framework for the Taxation of Energy Products, Proposal for a Council Directive COM (97) 30 Final 97/0111 (CNS) 12.3.1997.*
- , 1998: *The Single Market for Natural Gas, IGM Directive 98/30 (" Gasdirektivet").*
- Godet, M., 1987: *Scenarios and Strategic Management*, Butterworth Scientific Ltd.
- Griffin, J.M. & Teece, D.J., 1982: *OPEC Behaviour and World Oil Prices* George Allen & Unwin.
- Hogan, W.W., 1988: *Oil Demand and OPECs Recovery*, Discussion Paper E-88-02, Energy & Environmental Policy Center, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hubbard, R.G & Weiner, R, 1982; *The 'Sub-Trigger' Crisis: An Economic Analysis of Flexible Stock Policies*, Discussion Paper H82-07. Energy and Environmental Policy Center, Kennedy School of Government, Harvard University.
- International Energy Agency, IEA, 1995: *The Energy Charter Treaty. A description of its provisions*, By the Legal Counsel of the IEA. ISBN 92-64-14384-X.
- , 1997: *Indicators of energy use and efficiency*, Paris, ISBN 92-64-14919-8.
- Kibsgaard, Austvik, Johannessen, Nyhamar og Orban, 1998: *Strategi, sikkerhetspolitikk og energiproduksjon. Prosjektrapport Europa-programmet oktober.*
- Lynch, M.C., 1992: *The Fog of Commerce: The Failure of Long-term Oil Market Forecasting*, Working Paper 2598 C92/5, Center for International Studies, Massachusetts Institute of Technology.

Manne, Allan & Schrattenholzer, Lea, 1987: International Energy Workshop. IIASA/Stanford.

NAVF, 1990: "The Conference on Sustainable Development, Science and Policy. Final Statement", Bergen May 8-12.5.1990.

Pindyck, R.S., 1978: "Gains to Producers from the Cartelization of Exhaustible Resources", Review of Economics and Statistics 60.

Radetzki, M., 1989: "Shocks. Plausible Shocks in World Energy in the 1990s", Energy Policy August.

Scott, B.R., 1987a: Saudi Arabia. You Can Hear it on the Radio, Case Paper, Harvard Business School.

---, 1987b: Saudi Arabia. Emergence As a World Power, Case Paper, Harvard Business School.

US Department of Energy, Energy Information Administration, årlig,; Annual Energy Outlook

Wack, Pierre, 1985a: "Scenarios: Uncharted Waters Ahead", Harvard Business Review September - October.

---, 1985b: "Scenarios: Shooting the Rapids", Harvard Business Review November - December.