

homepage: <http://www.kaldor.no/energy/>
e-mail: ole.gunnar.austvik@kaldor.no

You are welcome to download, print and use this full-text document. Proper reference to author, title and publisher must be made when you use the material in your own writings, in private, in your organization, in public or otherwise. However, the document cannot, partially or fully, be used for commercial purposes, without a written permit.

Utgitt i oktober 1999.

Internasjonal politikk nr. 3 / 1999, side 379-407, Norsk utenrikspolitisk institutt (NUPI). ISSN 0020-577X.

Norges avhengighet av olje- og gassmarkedene

av

Ole Gunnar Austvik

Summary in English:

Norway's Dependence on the Oil and Gas Markets.

The article argues that the fluctuations in, and the politicization of, the global oil market and the European gas market make Norway potentially sensitive and vulnerable in her petroleum dependency. The creation of the petroleum fund modifies the problem. Due to market shares, and geographical and political location, Norway may, on the margin, influence factors behind price developments, stability and rent distribution. The article focuses on the taxation of oil products and natural gas, and the liberalization of the European gas market, on the demand side. On the supply side, the cooperation with other oil exporters, within and outside the Organization of Oil Exporting Countries (OPEC), and the potential for a similar interaction with other gas exporters is discussed. The article argues that Norway's unique national interests, as a Western country and a major petroleum exporter, should be more clearly defined. Optimal long-term policies, involving cooperation with various countries, institutions and organizations, both on the demand and the supply side, should be developed.

Petroleumsvirksomheten har økt Norges internasjonale økonomiske og strategiske betydning. Samtidig har vi blitt avhengige av olje- og gassinntektene. Den store petroleumseksporten har ført oss inn i en særstilling blant OECD-landene, der vi på enkelte områder har fått avvikende interesser i forhold til importland som økonomisk og politisk ellers står oss nær. Samtidig har vi fått mer sammenfallende interesser med andre eksportland som i øvrig politikk ofte står oss fjernere. Denne nye interessesituasjonen oppstår i en periode der de internasjonale økonomiske og politiske integrasjonsprosessene mellom kjøper- og selgerland av alle varer og tjenester er mer omfattende i dybde og bredde enn noensinne før. Situasjonen gir oss styrke, men den kan også svekke oss.

Denne artikkelen diskuterer hvordan olje- og gassmarkedene påvirker vår oljeavhengighet og utenriks- og sikkerhetspolitiske situasjon.¹ Først drøftes hva som kan være

¹ Artikkelen er bygd på et bidrag til Europa-programmets studie om «Strategi, sikkerhetspolitikk og energiproduksjon» (1998), under ledelse av viseadmiral Bjørnar Kibsgaard. Takk til Bjørn Barth Jacobsen, Bjørnar

problematisk ved å være avhengig av å eksportere olje og gass, og hvilke kriterier som bør legges til grunn for å kunne si om avhengigheten er av følsom eller sårbar karakter.

Deretter diskuteres faktorer på etterspørselssiden som er viktig for utviklingen av olje- og gassprisene. Etterspørselssiden har etter hvert fått stadig større makt til å forme internasjonale markeder etter sine behov og interesser. Artikkelen fokuserer særskilt på virkningen av forbruksavgifter på olje og gass, og liberaliseringen av det europeiske gassmarkedet.

Samtidig har tilbudssiden fortsatt også makt. Våre høye markedsandeler, og geografiske og politiske beliggenhet, tilsier at Norge er med å påvirker petroleumsmarkedene. Artikkelen diskuterer herunder hovedsakelig Norges forhold til samarbeidet mellom oljeeksportører i og utenfor Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC), men berører også mulig produsentsamarbeid i det europeiske gassmarkedet.

Omsetning av olje og gass representerer betydelige verdier og har stor strategisk betydning i internasjonal økonomi og politikk. På denne bakgrunn drøftes noen sikkerhetspolitiske konsekvenser av vår store økonomiske og politiske betydning i olje- og gassmarkedene. Avslutningsvis diskuteres enkelte implikasjoner for norsk politikk.

Følsom og sårbar eksportavhengighet

At Norge er avhengig av petroleumsinntektene, er i seg selv verken spesielt eller nødvendigvis problematisk. De fleste land, og i særdeleshet små land, eksporterer færre varer og tjenester enn de importerer. I en verden der nasjonale økonomier blir økonomisk og politisk stadig mer integrert, blir land gjensidig avhengige av hverandre. Når avhengighet av andre land er det normale, blir spørsmålet i hvilke tilfeller interdependens kan skape et problem.

Det å være avhengig av å kunne eksportere eller importere en vare eller tjeneste, kan defineres som en situasjon der et land ikke har kapasitet til å konsumere, respektivt produsere, 100 prosent av egen produksjon, respektivt eget forbruk.² Alle land som deltar i det internasjonale vare- og tjenestebytte, blir således avhengige av å kunne eksportere og importere. Et land kan sies å være *følsomt*, *sårbart* eller *ingen av delene* i sin eksport- eller importavhengighet når den internasjonale etterspørsel, respektivt tilgang til, eller prisen på varen eller tjenesten endres. Dette vil være en funksjon av hvor viktig den er for landets utenriksøkonomi og nasjonale produksjonsliv, størrelsen på og varigheten av endringene og landets evne til å tilpasse seg endrede rammebetingelser.

Norges *følsomhet* i sin avhengighet av petroleumseksporten kan således tenkes målt ved evnen til innen- og utenrikspolitisk tilpasning på kort (eventuell mellomlang) sikt ved prisfluktasjoner eller markedstilgang. Her kan kort sikt være noen måneder, kanskje opp til et år. Mellomlang sikt kan i størrelsesorden være 2-5 år. Eksempelvis vil løpende bruk av petroleumsinntektene kunne føre til følsomhet overfor prisendringer på kort sikt. Slik følsomhet vil gi en stopp-og-gå-rytme i den økonomiske politikken. Løpende bruk av petroleumsinntektene vil også kunne gjøre oss følsomme i utformingen av utenrikspolitikken. Er inntektene i en periode store, kan vi tåle mye påvirkning og eventuelt press fra omverdenen. Er inntektene i en periode små, vil andre lands ønsker om en bestemt utforming av politikken kunne få stor betydning. Dersom løpende endringer i oljeprisen fører til stadige behov for omlegging av politikken, vil vårt beslutningssystem nærmest hvile på utviklingen av prisen i et enkelt råvaremarked.

Kibsgaard, Tine Schwencke og en anonym konsulent for tidsskriftet for kommentarer til artikkelen. Alt ansvar for innholdet hviler selvsagt likevel på forfatteren.

² Keohane & Nye (1977) bruker denne definisjonen som grunnlag for å diskutere importavhengighet.

Norges *sårbarhet* kan tenkes målt ved evnen til tilpasning der endringene i inntektene blir mer permanente. Selv etter at offentlige budsjetter og næringsliv har innrettet seg på et nytt nivå på inntektene, vil landet kunne oppleve et varig lavere produksjons- og velferdsnivå. En stopp-og-gå-politikk grunnet mer kortsiktig følsomhet vil også kunne gjøre landet sårbart, dersom den langsiktige innen- og utenrikspolitiske handleevne svekkes. Mens følsomhet kan oppleves som en mer eller mindre forbigående ulempe, vil sårbarhet kunne innebære en permanent svekkelse av nasjonal velferd og handlefrihet og -evne.

Norges avhengighet av petroleumsinntektene

Det er viktig å være oppmerksom på at følsomhet og sårbarhet overfor prisendringer kan gjelde både sterk prisnedgang så vel som -oppgang. Dersom prisene faller til et *lavt nivå*, vil deler av industrien bli ulønnsom. Situasjonen er mer ekstrem for den norske staten enn for mesteparten av industrien, siden det er Staten som tar mesteparten av petroleumsrenten (se boks 1) gjennom skattesystemet, Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), royalties osv. Avhengig av hvordan Staten bruker inntektene, vil problemet kunne forplante seg videre i økonomien. Med Staten som den store kapitalist i sektoren vil særlig de offentlige inntekter bli betydelig mindre ved et prisfall. Er de offentlige utgifter i sterk grad basert på at petroleumsinntektene skal holdes høye over tid, kan et prisfall kreve betydelig omstilling, med skatte- og renteøkninger og reduserte offentlige utgifter som følge.

Stiger prisene derimot til et *høyt nivå*, blir sektoren ekstremt lønnsom i forhold til andre sektorer. Bedriftsøkonomisk vil det bli lønnsomt å bygge ut felt som ellers ville vært marginale eller ulønnsomme. Eventuell videre utbygging som følge av de høye prisene vil kunne øke inntektene ytterligere. De høye inntektene ville gi staten store overskudd, overskuddet på driftsbalansen ville bli betydelig og norske kroner ville appresieres. Lønnsomheten i sektoren, kombinert med eventuell betydelig offentlig bruk av inntektene, kan føre til «hollandsk syke».³ Resultatet vil kunne bli sterk prisstigning, lønnsvekst og økning av velferdsgoder uten at det er grunnlag for det i hjemlandets produksjon, men i den merinntekt petroleumsvirksomheten gir. Faren er at det øvrige næringsliv blir utkonkurrert, at vi blir enda mer avhengige av petroleumsinntektene i offentlige budsjetter og i utenrikshandelen gjennom redusert eksport og økt import av andre varer og tjenester. Dette vil gjøre oss ytterligere sårbare overfor et senere prisfall.

Norges og andre store petroleumseksporterende lands sterke avhengighet av petroleumsinntektene kan på denne måten føre til at de store og svingende inntektene blir så overstyrende for den økonomiske utvikling at evnen til å styre selv blir redusert eller går tapt.⁴ Da har landet langt på vei snudd fordelene ved oljeinntektene til en ulempe. Inntektene har over tid ikke nødvendigvis gjort landet rikere, og det har kanskje heller ikke fått noen internasjonale fordeler av en sterk posisjon i verdens viktigste varemarkeder. Tvert imot kan landet ha blitt både følsomt og sårbart overfor internasjonale begivenheter, endringer i ett enkelt marked, store selskapers interesser og stormakters politikk, dvs. det som i enkelte sammenhenger har blitt karakterisert som en "bananrepublikk"⁵.

³ Se nærmere definisjon og diskusjon i Kibsgaard *et.al.* 1998, vedlegg E.

⁴ Norge er langt mindre avhengig av petroleumsinntektene enn for eksempel de store oljeproduiserende landene rundt Den persiske gulfen (se Austvik, 1990).

⁵ Betegnelsen «bananrepublikk» har sin opprinnelse i (nedsettende) omtale av en del land i Latin-Amerika som har blitt svært avhengige av utenlandske økonomiske interesser (bananeksport). Uttrykket skal illustrere stater som er ensidig avhengige av eksport av ett produkt, og som gjennom det taper mye av styringen over sin egen økonomi og samfunnsmessige utvikling.

I Norge skiller imidlertid Statens petroleumsfond ("Oljefondet") siden 1995 det offentlige bruk av petroleumsinntektene fra inntjeningen.⁶ I 1999 går inntekter som skriver seg fra priser over 7-8 \$/fat inn i oljefondet. Svingninger i inntekter som skriver seg fra priser over dette nivået, bestemmer så hvor høye inntekter fondet får, men påvirker ikke årets statsbudsjett direkte, kanskje ikke heller neste års budsjett.⁷ Over det nivå som den makroøkonomiske balansen i økonomien tilsier, bør ikke petroleumsinntektene brukes innenlandsk. Den delen av Statens netto kontantstrøm⁸ som defineres inn på kontoen «oljefond», plasseres således i dag i sin helhet i andre land. Oljefondet bidrar slik til å redusere Norges følsomhet overfor inntektssvingninger. Etter presset mot norske kroner høsten 1998 ser det imidlertid ikke ut til at omverdenen helt ut har oppfattet at oljefondet nå reduserer oljeprissvingningenes kortsiktige betydning for etterspørsel og tilbud av norsk valuta.

Den langsiktige oppbygging og bruk av oljefondet er av betydning for hvorvidt vi kan bli sårbare på lengre sikt. Det er herunder grenser for hvor mye som bør investeres utenlands. Internasjonale investeringer er ikke fullstendig risikofrie, og avhenger blant annet av konjunkturer, tilpasninger i det internasjonale finanssystem, internasjonale og regionale økonomiske kriser osv. Det kan derfor være et spørsmål om det er et behov for en mer aktiv og bevisst satsning for å omstrukturere deler av næringslivet for å øke inntjeningen i ikke-oljerelaterte næringer, minske avhengigheten av oljeinntektene på lengre sikt og slik redusere den potensielle sårbarheten.

At det kan være nødvendig med en aktiv stat for å få til dette, skyldes blant annet at strukturendringene i internasjonal handel nå skjer raskere enn før, samtidig med at våre petroleumsinntekter fører til mindre akutt press på oss for å omstrukturere næringslivet enn det vi ville opplevd uten oljepenger, slik andre industriland må. Viktige konkurrenter for norsk næringsliv *forserer* strukturendringene ved at det offentlige gir hjelp og støtte til infrastrukturtiltak, markedsstøtte osv.⁹ Et viktig politisk poeng for Norge om vi skulle følge en slik strategi, ville være hvordan en støtte skal gis, siden WTO- og EU/EØS-regler setter grenser for formen på støttetiltak til omstrukturering. Direkte støtteordninger er i mindre grad nå mulig. Politikkopsjonene begrenses hovedsakelig til å støtte utbygging av infrastruktur (vidt definert) og generelle næringstiltak.

Petroleumspriser, økonomiske interesser og Norges betydning

Korrigert for ulike kvaliteter og transportkostnader er oljeprisen lik for alle kjøpere og selgere over hele verden. Alle produsenter og konsumenter mottar, respektivt betaler, den samme prisen for råolje, korrigert for ulike kvaliteter og transportkostnader. De enkelte transaksjoner endrer ikke muligheten for andre til å selge eller kjøpe til den prisen som eksisterer i markedet, som et internasjonalt fellesgode (noen vil si "-onde"). Endringer i oljeprisen har globale inntektsvirkninger for alle produsent- og konsumentland. Siden olje er den viktigste energibæreren i verden, påvirker endringer i oljeprisen gjennom substitusjonsvirkninger andre

⁶ For informasjon om Statens petroleumsfond, se Norges Bank <http://www.norges-bank.no/petroleumsfond>.

⁷ Med en prisforventning på 110 kroner per fat er det anslått at petroleumsfondet tilføres 58 milliarder kroner i 1999. Kilde: Finansdepartementet (1998).

⁸ Statens netto kontantstrøm utgjøres av skatter, avgifter, royalties, netto innbetalinger fra SDØE og betalt utbytte fra Statoil. Beskatningen av selskapene bygger på reglene for den ordinære bedriftsbeskatningen med en ordinær skattesats på 28 prosent. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleum (petroleumsrenten, se boks 1), er det i tillegg utformet en særskatt på 50 prosent på denne typen næringsvirksomhet. Se blant annet OED (årlig).

⁹ Ministry of International Trade and Industry (MITI) i Japan er særlig kjent for dette. Jacobson & Andreosso-O'Callaghan (1996) diskuterer nyere industripolitikk, industriell økonomi og organisasjon.

energipriser i samme retning. Norske gassinntekter varierer herunder blant annet med oljeprisen.

Endringer i oljeprisen har enorme inntektsomfordelende virkninger. For Norge utgjør en prisendring på 10 \$/fat, med dagens produksjonstall, i overkant av 70 milliarder kroner i endret eksportverdi på årsbasis. Hadde prisene vært som i 1981 (en realpris på 60-70 \$/fat) ville norske eksportinntekter passert 400 milliarder kroner årlig (til sammenlikning passerte BNP i 1998 1000 milliarder kroner). For et land som Saudi Arabia vil en prisøkning på 10 \$/fat utgjøre en økning i eksportinntektene på rundt 200 milliarder kroner årlig, mens den for USA utgjør et tilsvarende tall i økte årlige importkostnader. Inntektsoverføringen mellom oljeeksporterende og -importerende land totalt som følge av en 10 \$/fats prisøkning er på rundt 800 milliarder kroner i årlig handelsverdi. Med priser som i 1981 ville inntektsoverføringen fra konsument- til produsentland vært på hele 4000 milliarder kroner (4 billioner) årlig. I tillegg til underskudd på driftsbalansen overfor utlandet kan høye oljepriser for konsumentlandene føre til arbeidsløshet, inflasjon og økonomisk tilbakegang, slik vi har opplevd i kjølvannet av de to oljeprissjokkene i 1973/74 og 1978/80. Tallenes størrelse indikerer at Norge og alle andre land som produserer, eksporterer, importerer og bruker olje, er opptatt av prisutviklingen og de globale faktorer som påvirker den.

I de fleste markeder er Norge et lite land som må ta priser og rammebetingelser som gitt i internasjonale markeder. I både olje- og gassmarkedene er det imidlertid nå spørsmål om vi har blitt så store at denne forutsetningen ikke lenger holder. Norge representerte i 1998 rundt 8 prosent av verdenshandelen med olje og snaut 20 prosent av den europeiske gasshandelen. På grunn av vår markedsmessige størrelse og geografiske og politiske beliggenhet påvirker vår produksjonspolitik antageligvis våre eksportpriser på olje og gass. Det er dermed også sannsynlig at omverdenen definerer oss som å ha betydning for prisutviklingen og dermed for deres økonomiske interesser. I den grad petroleumsspørsmål griper inn i mer generelle interessekonflikter, vil norsk olje og gass også kunne ha økt betydning for andre land. Samtidig som petroleumsinntektene har blitt viktige for oss, må vi derfor anta at størrelsen på eksporten og mekanismene i det globale oljemarkedet og det europeiske gassmarkedet har ført til at Norges internasjonale økonomiske og politiske betydning har økt.

Grunnrentens fordeling

I olje- og gassproduserende land har det vært en dominerende oppfatning at eiere av ikke-fornybare ressurser *må* tjene en grunnrente (ressursrente eller petroleumsrente, se boks 1). Et viktig element i denne logikken er at tilbudet av olje og gass begrenser seg til noen relativt få steder i verden. Etterhvert som ressursene utvinnes, blir gjenværende reserver mindre. Det som utvinnes i dag, kan ikke utvinnes i morgen. Rasjonering av den knappe ressursen foregår gjennom prisme mekanismer. På grunn av knappheten må konsumentene betale en høyere pris enn de marginale produksjonskostnadene, slik at tilbudt og etterspurt mengde blir like stort. De fleste produsenter av olje og gass, og ikke bare de som produserer rimeligst, har derfor til nå tjent en grunnrente.

Boks 1: Grunnrente og petroleumsformue

Petroleumsressursene er en naturformue som ikke lar seg fornye. Virksomheten er gjennomgående mer lønnsom enn andre virksomheter, og gir opphav til en meravkastning av den kapitalen som investeres i næringen. Meravkastningen oppstår selv om det er fri etableringsrett og konkurranse, siden petroleumsressursene bare finnes i begrensede mengder og på få steder. Denne meravkastningen kalles *petroleumsrenten*. Eksistensen av en petroleumsrente er en hovedårsak til at Staten gjennom skatte- og avgiftssystemet tar en langt høyere andel av inntektene i denne sektoren enn i andre sektorer.

Beregning av petroleumsrenten tar utgangspunkt i den normale fortjeneste, eller alternativkostnaden* ved å drive en aktivitet. Dette er den minstefortjeneste en må ha for å fortsette aktiviteten i stedet for å starte med noe annet, f.eks. å sette kapital i banken for å få en renteavkastning. Ekstraprofiten er den fortjeneste en får utover den normale fortjenesten, korrigert for risiko. Ekstraprofiten kan oppstå av mange årsaker, og kalles ofte ut fra dette grunnrente, petroleumsrente, kvasirente, monopolrente, ressursrente m.v. På engelsk er det også mange navn på fenomenet, mest vanlig er economic rent, supernormal profit mm.

Det særegne ved grunnrenten i petroleumsproduksjon er at selve eiendomsretten til ressursene skal gi en ekstrasfortjeneste. Dette innebærer at selv produsenter som driver kostbart og ineffektivt som oftest får en grunnrente. I andre bransjer 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). For at ineffektive produsenter skal få en ekstrasfortjeneste i «vanlige» markeder, kan de for eksempel søke å kartellisere (monopolisere) markedet og på denne måten ta ut høyere priser.

Petroleumsformuen kan på ethvert tidspunkt beregnes som dagens verdi av all fremtidig petroleumsrente. Den er et anslag på fremtidige forbruksmuligheter som petroleumsressursene forventes å gi, utover normal avkastning på arbeidsinnsats og kapital. Et anslag på petroleumsformuen må nødvendigvis bli meget usikkert. Usikkerheten knyttes særlig til fremtidige priser på olje, markedsforholdene for gass, fremtidige utvinningskostnader og størrelsen på de utvinnbare reserver. I Nasjonalbudsjettet 1996 ble Norges petroleumsformue anslått til 710 mrd. 1996-kroner. Ved beregningen ble fremtidige inntekter og utgifter neddiskontert med en realrente på 7 prosent.

*Alternativkostnad for en produksjonsfaktor er den mengde varer eller tjenester faktoren kunne produsert ved best mulig alternativ anvendelse. Dette vil være kostnaden ved en produksjon målt i det nest beste alternativet en kunne ha valgt (og som da er mistet). Av og til er alternativkostnaden for en produksjonsfaktor kalt dens skyggepris.

Det er imidlertid flere forhold enn eierskapet til ressursen som påvirker fordelingen av grunnrenten. Produsentsamarbeid og kriger i Midtøsten førte etter det første oljesjokket i 1973 til at mye av renten tilfalt produsentlandene. Før 1973 var det i hovedsak internasjonale oljeselskaper som tjente mest, og delvis forbrukerne gjennom et stort konsumentoverskudd. Den andre oljekrisen i 1979/80 økte produsentenes inntekter ytterligere. Etter oljeprisfallet i 1986 har mye av renten tilfalt forbrukslandenes statskasser gjennom beskatning (særlig i Europa), i noen land igjen konsumentene (som USA). Siden beskatning av bruk av olje har fått et betydelig omfang i forbrukslandene, og antakeligvis etter hvert også beskatning av gass, skal vi her se nærmere på hvordan de stadig økende forbruksavgiftene påvirker våre eksportpriser. En aktiv bruk av forbruksavgifter gjør det usikkert hvorvidt høye, og eventuelt stigende, forbrukspriser nødvendigvis også må føre til høye(re) produsentpriser. Vi skal først repetere litt fra mikroøkonomisk teori om hvordan avgifter påvirker priser i et marked.

Virkinger av forbruksavgifter på priser til konsument og produsent

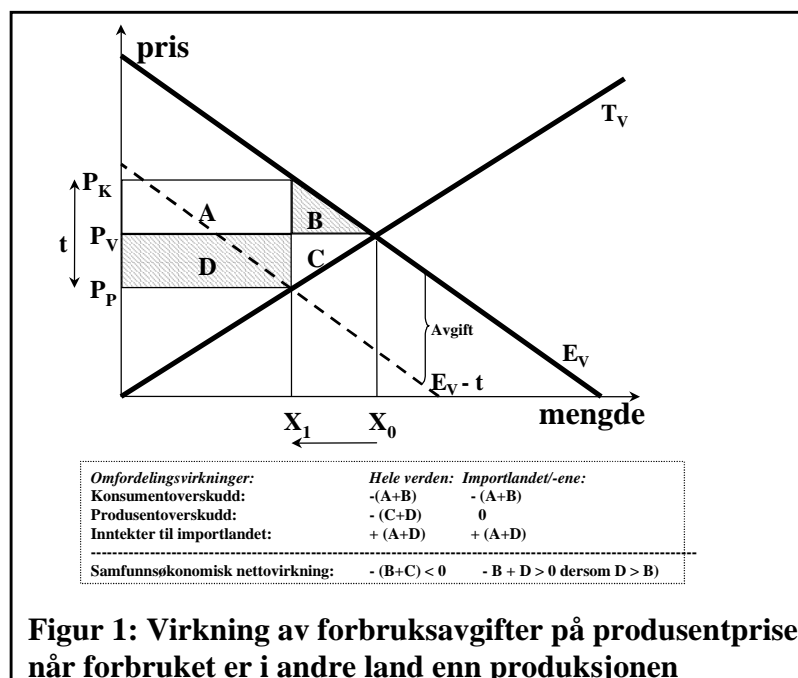
Hver gang en avgift til konsument heves, øker forskjellen mellom pris til konsument og pris til produsent. I de fleste markeder vil en slik forbruksavgift føre til både høyere konsumentpriser og lavere produsentpriser. Gjennom prisvirkningene deles således vanligvis belastningen med en avgift mellom konsument og produsent, enten den blir lagt på produsent- eller konsumentleddet. I ytterpunkter kan avgiften betales enten bare av konsumenten eller bare av produsenten. I slike tilfeller vil enten prisen til konsument gå opp med like mye som

avgiften, eller prisen til produsent falle med like mye som avgiften. Det varierer fra marked til marked hvordan forbruksavgifter faktisk påvirker henholdsvis produsent- og konsumentprisene.

I små land vil en avgift på en vare der prisen blir fastsatt internasjonalt, i hovedsak føre til en tilsvarende økning i prisen på varen til konsument, tilsvarende som en tollsats for et lite land (virkningen for eventuelle produsenter i landet vil imidlertid være forskjellig). For store, eller en representativ gruppe land kan forbruksavgifter også bidra til å presse prisene i eksportland ned, tilsvarende som en tollsats for et stort land.

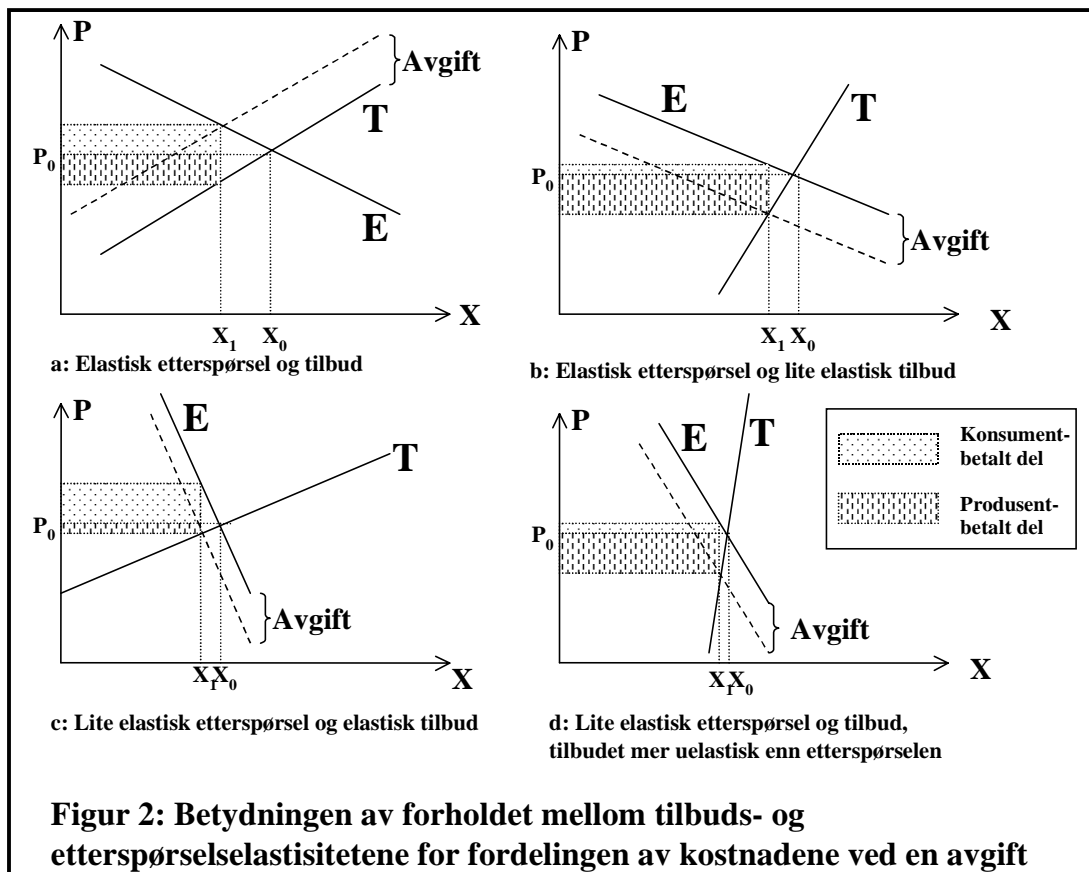
Anta for illustrasjonsformål at hele produksjonen av en vare foregår i en gruppe av land, og etterspørselen (der avgiften hentes inn) foregår i en annen gruppe av land. I produsentlandene antas det altså intet forbruk og i forbrukslandene ingen produksjon av varen. I et verdensmarked kan en tenke seg en slik situasjon der tilbudskurven formes ut av alle land som produserer en bestemt vare (f.eks. utviklingsland som selger en råvare og har så lite eget forbruk at vi kan se bort fra det) og at forbrukslandene kjøper denne varen (f.eks. OECD-landene som har betydelig forbruk av varen, men så liten egenproduksjon at vi kan se bort fra den).

I figur 1 er likevektsprisen i markedet angitt ved verdensmarkedsprisen P_V . En avgift, t , blir så lagt på forbrukerne i importlandet. Konsumentenes betalingsvillighet forblir den samme (representert ved E_V), men nå tar konsumentlandenes statskasser en andel (t/p) av den prisen forbrukerne betaler, illustrert ved kurven $(E_V - t)$. Pris til konsumentene presses da opp til P_K , mens prisen til produsentene presses ned til P_P , mens omsatt mengde går ned fra X_0 til X_1 . Konsumentoverskuddet reduseres med arealene $(A+B)$. Areal A er en overføring av inntekt fra konsumentene til konsumentlandenes statskasser. Areal B er netto velferdstap som følge av at forbruket reduseres til de høyere prisene. Avgiftsinntekten utgjøres av areal $A+D = t * X_1$. Areal D blir en overføring av inntekt fra de utenlandske produsentene til forbrukslandenes statskasser. Areal C er et ytterligere tap for de utenlandske produsentene som følge av de lavere prisene og redusert produksjon. Siden det ikke er noen produksjon av varen i forbrukslandene, representerer areal C ikke et tap for disse. Det vil totalt sett være fordelaktig for forbrukslandene å innføre eller øke en forbruksavgift dersom areal D er større enn areal B , dvs. når produsentlandenes andel av avgiftsinntekten er større enn konsumentlandenes velferdstap som følge av vridningen i forbruk.



Figur 1: Virkning av forbruksavgifter på produsentpriser når forbruket er i andre land enn produksjonen

Størrelsen på areal D og B avhenger av tilbuds- og etterspørselstetisitetene. Figur 2 illustrerer hvordan en gitt avgiftssats vil påvirke priser og omsatt mengde i fire ulike konstellasjoner av tilbuds- og etterspørselsfunksjoner. Figur a) viser en situasjon med både tilbudssiden og etterspørselssiden som relativt elastisk, tilsvarende som i figur 1. Her legges en avgift på produksjonen. Siden både tilbud og etterspørsel er relativt elastisk med hensyn på pris, vil avgiften føre til at endringen i omsatt mengde blir relativt stor. I figur b) er etterspørselen mye mer elastisk enn tilbudet. Her er avgiften lagt på etterspørselssiden, men den ville ha samme effekt om den ble lagt på tilbudet. Avgiften fører i dette tilfellet til en liten oppgang i pris til konsument og en stor nedgang i pris til produsent. I figur c) er det omvendt. Her er etterspørselen mer uelastisk enn tilbudet. Nå er det konsumentene som betaler det meste av avgiften. Figur d) illustrerer en situasjon der både etterspørsel og tilbud er relativt uelastisk med hensyn på pris. Siden tilbudet er enda mer uelastisk enn etterspørselen, vil det være produsentene som tar mesteparten av avgiftsbelastningen.



Vi kan trekke noen viktige konklusjoner ut av dette. Når det legges en avgift på tilbud *eller* etterspørsel, blir virkningen på priser og omsatt mengde den samme. Det er alltid den av etterspørsels- eller tilbudssiden som er *mest uelastisk* med hensyn på pris, som betaler mesteparten av avgiften. Med en *relativt* mindre elastisk tilbudsside betaler produsentene over halvparten av avgiften. Med en *relativt* mindre elastisk etterspørselsside betaler konsumentene over halvparten av den. Virkningen på omsatt mengde påvirkes også av priselastisitetene. Er *enten* etterspørselen *eller* tilbudet lite elastisk, vil nedgangen i omsatt mengde bli liten som følge av en avgift, og produksjon og forbruk forstyrres lite. Det er bare i

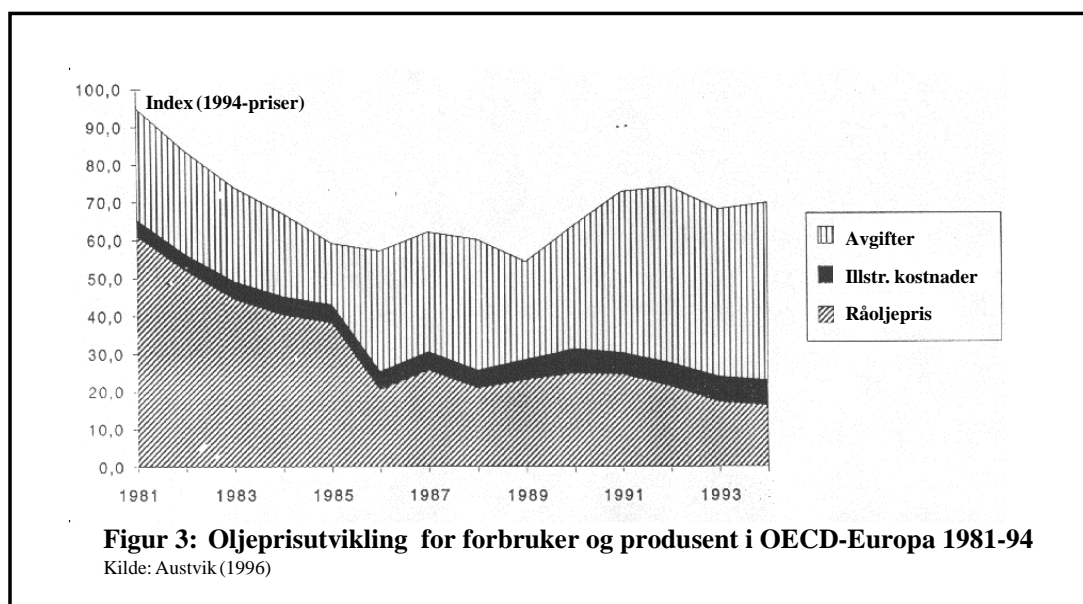
de tilfeller der *både* etterspørsel og tilbud er elastisk, at omsatt mengde i et marked endres i vesentlig grad som følge av en avgift.

Avgifter på bruk av oljeprodukter

I løpet av de siste 15 årene har avgifter på oljeprodukter økt betydelig i mange viktige forbruksland. Ofte er hensynet til miljøet brukt som argument for å øke skattene. Dette kan være riktig i den grad forbruk av energi reduseres. Ofte kan imidlertid miljøskader reduseres mer effektivt ved direkte virkemidler på selve utslippene. Selv om avgiftsøkningene ofte er miljømessig begrunnet, er deres viktigste motiv i de fleste tilfeller fiskal. Avgifter på oljeprodukter bidrar betydelig til offentlige inntekter i de fleste industrialiserte land, dels som kompensasjon for lavere skatt på arbeid.

Siden oljemarkedet er globalt, vil den virkning avgifter på forbruk av petroleumsprodukter måtte ha på råoljeprisen, blant annet avhenge av hvor representative de avgiftsleggende landene er for verdens totale oljeetterspørsel. Jo mer representative de er, dess større potensial har avgiftene til å kunne presse råoljeprisen ned.

Avgiftspolitikken innen OECD-området har vært viktig for det totale avgiftstrykket i oljemarkedet. Fortsatt er det slik at OECD-landene med sine 63 prosent (1998) representerer tyngdepunktet i verdens oljeetterspørsel. Konsumentene i EU-land betaler i dag rundt 70 \$/fat for et fat med Brent-olje, avgifter inkludert, som vist i figur 3. Mens Norge som råoljeprodusent på 1990-tallet har mottatt 10-20 \$/fat, tar EU-land totalt inn 40-50 \$/fat i netto avgiftsinntekter, resten er marginer til raffinering, markedsføring, transport m.v. Når råoljeprisen har falt av en eller annen grunn, har europeiske land ofte kompensert dette ved en økning i avgifter. Gjennomsnittlig avgiftsinntekt for hele OECD-området var i 1994 på rundt 25 \$/fat, en oppgang på rundt 12 \$/fat i perioden 1985-94. Avgiftsøkningene har vært særlig store i Europa etter 1986, og relativt sett også i USA.¹⁰



¹⁰ Se Austvik (1996) for flere detaljer om avgiftsutviklingen i OECD-området i perioden 1981-94. Forskjellene i avgiftsnivå er store mellom USA, Japan og Europa.

Det samlede avgiftstrykket har altså økt sterkt etter prisfallet i 1986. I hvilken grad presser så avgiftene råoljeprisen ned? Det avhenger som nevnt av forholdet med etterspørsels- og tilbudselastisitetene.

Etterspørselen etter olje er i noen delmarkeder relativt lite elastisk på kort og mellomlang sikt (som i transportsektoren). I andre sektorer er etterspørselen langt mer elastisk (som for fyringsolje). Priselastisiteten til den aggregerte etterspørselskurven etter olje varierer således, men den vil generelt være mindre enn null, spesielt på lang sikt. Dette innebærer en viss etterspørselsnedgang når prisen går opp.

Tilbudet av olje er på sin side konsentrert om relativt få steder i verden. Selv om produsentenes del av grunnrenten blir mindre gjennom lavere priser, vil det for de fleste fortsatt være mer lønnsomt å drive petroleumsproduksjon enn å produsere andre varer og tjenester. På kort og mellomlang sikt påvirkes dessuten storparten av produksjonen lite av lavere priser, siden mesteparten av kostnadene er irreversible investeringer ("sunk cost"). Prisendringer påvirker hvor mye produsenten tjener, men endrer ikke det faktum at det er en grunnrente å hente for brorparten av verdens oljeproduksjon, med mindre prisen faller langt ned. Dette gjør tilbudet relativt lite elastisk med hensyn på pris, spesielt på kort og mellomlang sikt. Når prisen går ned, produserer de aller fleste like mye olje som før. De siste 15 årene har faktisk produksjonen globalt og i Norge økt betydelig til fallende priser. Først da prisene vinteren 1998/99 kom ned i 10-15 \$/fat, begynte noe produksjon å stoppe opp (USA), og investeringer ble utsatt (blant annet i Nordsjøen).

Med en etterspørselsside som i noen grad er elastisk, i alle fall over tid, og en tilbudsside som synes lite følsom overfor prisendringer på det nivået prisene har ligget de siste 10-15 årene, er det sannsynlig at mye av avgiftsøkningene i OECD-området på 1990-tallet har blitt belastet oljeprodusentene. De aggregerte etterspørsels- og tilbudselastisitetene i oljemarkedet kan i forenklet form således kanskje best beskrives ved graf d i figur 2.

Med den kraftige økonomiske veksten som har foregått i en rekke asiatiske og en del andre (tidligere) utviklingsland, og den økte oljeetterspørselen som har fulgt med det, blir avgiftspolitikken i disse landene etterhvert viktigere for det totale trykket på råoljeprisen.¹¹ Veksten i avgifter innen OECD-området kan, gjennom konkurransevirkninger, komme til å bremses opp dersom ikke de "nye" økonomiene utenom OECD følger samme politikk som særlig de europeiske landene gjør. Utfordringen kommer særlig fra Asia, inkludert gigantlandene Kina og India. Det vil kunne bli såvidt sterk konkurranse både i produkt- og energimarkedene at oljeavgiftene innen OECD-området ikke lenger kan økes, eventuelt må senkes. Dersom derimot også tilstrekkelig mange av de nye økonomiene følger avgiftspolitikken til EU, vil presset mot råoljeprisen kunne bli enda hardere enn i dag. En utvidelse av Det internasjonale energibyråets (IEA) virkeområde kunne tenkes å bidra til dette.

Avgifter på bruk av gass

I de fleste *eksisterende* norske kontrakter er pris til eksportør bestemt gjennom en formel som gjør at den varierer med sluttbrukerprisene i alternative energimarkeder, som oftest fyringsoljer. Avgifter på bruk av gass er ikke hensyntatt eksplisitt. En første effekt av en økning av avgifter på bruk av gass kunne tenkes å være at den blir betalt dels av konsument og dels av produsent. Dersom den initielle sammenheng mellom gassprisen og prisen på

¹¹ For en oversikt over utviklingen av energimarkedene siden 1970, med forventinger frem til år 2020, se US Department of Energy (1999).

alternative energibærere er lav for å sikre økt penetrering av gass i energimarkedene, vil konsumentene kunne betale avgiften på bekostning av mindre vekst i gassforbruket.¹²

På lengre sikt kan ikke prisene til konsument være høyere enn prisen på alternativene.¹³ En avgiftsøkning vil over tid måtte skyve prisene til de øvrige ledd i kjeden ned, i forhold til en situasjon om avgiftene ikke ble øket. Under forutsetning av at forbrukslandene ønsker samme vekst i forbruket av gass, eller at markedet er modnet så mye at sluttbrukerprisene har stabilisert seg på nivå med prisen på alternativene, må avgiftsøkningene til slutt belastes produsent- eller transportleddet.

Hvordan dette vil slå ut på bruttomarginene (og en eventuell merfortjeneste eller grunnrente) til henholdsvis distribusjon, transmisjon og produsentledd, avhenger blant annet av forhandlingsstyrken mellom partene, kvaliteten på argumentene vedrørende de enkeltes kostnader, juridiske bindinger osv. Transportselskapenes marginer har så langt over tid vært uavhengige av sluttbrukerprisene. Så lenge selskapene kan argumentere for at deres (ofte betydelige) marginer er nødvendige for å dekke kostnadene, vil en avgiftsøkning ikke ramme dem.

En økning i skatt på bruk av gass må da (over tid) slå ut i tilsvarende nedgang i produsentprisene. Så vidt vites er de foreløpig relativt moderate avgiftsøkninger som har funnet sted i det europeiske markedet, etter noe tid blitt veltet over på produsent/eksportør. Produsenten tar altså ikke bare prisrisikoen i markedet, men har også mesteparten av avgiftsrisikoen, der avgiftene kan økes *etter* at kontraktene er inngått. Under *dagens* markedssystem, med salg og videresalg av gass gjennom flere ledd, har imidlertid alle ledd i kjeden grunn til å motsette seg en økning av avgifter på gass all den tid de også setter transmisjons- og distribusjonsselskapenes fortjenestemarginer under press.

Særlig kan det for forbrukslandene være fristende å øke avgiftene på det tidspunkt da forbruket eventuelt flater ut, tyngden av produksjonspotensialet er bygd opp i de gasseksporterende landene, og produsentlandene har det aller meste av investeringene som "sunk cost". Da vil det lønne seg å fortsette å produsere for eksportlandene selv om fortjenesten ved salget er langt mindre enn forventet, i verste fall til priser ned mot de kortsiktige grensekostnadene.

Det vil også være fristende å øke gassavgiftene i en situasjon da gassprisen blir dratt opp, enten på grunn av oljeprisøkninger, eller når avgiftene på oljeprodukter som konkurrerer med gass, heves (Austvik 1997). Tilsvarende vil avgiftene på oljeprodukter lettest økes ved fall i oljeprisen, da forbrukerne / velgerne merker minst. Italia økte eksempelvis avgiftene på fyringsoljer kraftig på slutten av 1980-tallet sammen med en nokså tilsvarende økning av gassavgiftene. Dersom det i forbrukslandene oppfattes at det allerede gis nok fortjeneste til produsenten, ved at han fortsetter å investere i ny kapasitet til gjeldende priser, er det liten grunn til å gi bort grunnrente ved å la være å øke avgiftene på bruk av gass.

Avgifter på gass kan således komme til å virke som inntektsgeneratorer for europeiske konsumentlands statskasser, slik avgiftene på oljeprodukter allerede gjør. Avgifter på oljeprodukter har den positive netto bieffekt at forbruksprisene på oljeprodukter går opp selv om eventuelt råoljeprisen blir presset ned om mange nok land hever avgiftene, og har dermed stort sett en positiv effekt på gassprisene. Avgifter på gass gir på sin side et entydig press i retning av lavere gasspris til produsent.

Dersom derimot energiavgiftene i større grad blir satt slik at de reflekterer den enkelte energibærers miljømessige fortrinn, bør avgifter særlig på kull øke kraftig og subsidier fjernes. I

¹² Austvik (1997) diskuterer prismekanismer på europeisk gass, markedsliberalisering og energiavgifter..

¹³ I gassmarkedet kan kort og mellomlang sikt dreie seg om så lenge som 5-10 år, blant annet på grunn av lange etterslep i tid mellom investeringsbeslutninger og det tidspunkt produksjon faktisk finner sted.

denne situasjonen vil gass fremstå som den mest miljøvennlige blant fossile brensler. Vedtakene fra Kyoto-avtalen om begrensning av forurensninger kan gi grunnlag for blant annet å øke avgifter på utslipp og bruk av energi. Dette skulle lede i retning av å tro at gass vil bli relativt sett mindre avgiftsbelagt enn andre energibærere, som olje, og særlig kull. Dersom avgiftsstrukturen legges om slik at den miljøvennlige gassen blir favorisert (lave avgifter på gass), kan det føre til økt etterspørsel og høyere priser på gass.

EUs direktivforslag om harmonisering av energiavgifter (EU 1997) søker eksplisitt å flytte beskatningen fra arbeidskraft til energibruk. Her heter det at omleggingen skal være proveny-nøytral i den forstand at nedgangen i skatt/avgifter på arbeid skal være like stor som oppgangen i energiavgifter slik at det totale skattetrykket forblir det samme. Skatteendringer er her primært motivert ut fra å øke sysselsettingen, mens miljøeffektene ved tiltakene argumenteres som en positiv sideeffekt. I direktivforslaget foreslås det at avgiftene på bruk av miljøvennlig gass skal øke med hele 350 prosent fram til 2002, den samme økning som for forurensende kull, og langt mer enn de foreslåtte avgiftsøkningene på oljeprodukter. Dette står i kontrast til Kyoto-protokollens mål om reduserte forurensninger, og kan true våre eksportpriser.

Liberalisering av det europeiske gassmarkedet

Strukturen i det europeiske gassmarkedet er i ferd med å endre seg i retning av å bli mer liberalt og konkurranseutsatt. Liberaliseringen skyldes både markedsvekst, utbygging av infrastruktur som transmisjons- og lagerkapasitet, og politiske beslutninger på EU-nivå og i EU-land. I et (*teoretisk*) *fullstendig liberalisert* gassmarked, altså ordninger som går videre enn det såkalte Gassdirektivet (EU 1998), vil transportleddene (transmisjon og distribusjon) få sine marginer bestemt av en myndighet eller av konkurranse. Produsentene skal selge direkte til distribusjonsverk, kraftverk og store industrielle brukere (gass til gass konkurranse). Dette innebærer at transmisjonsselskapenes grossistrolle opphører og at disse selskapene kun skal fungere som transportører av gass mot en tariff, tilsvarende som i et bomfinansiert veisystem. Det er sannsynlig at transmisjonsselskapenes marginer gjennom dette blir lavere enn i dag (ideelt sett skal de bare inkludere normal fortjeneste).

Gassdirektivet innfører et system med slik tredjepartsadgang (TPA) i transmisjonsnett, men det regulerer ikke konkurransen på produsentleddet eller distribusjonssystemene til de lokale enkeltbrukere. Direktivet inneholder heller ikke bestemmelser om til hvilke priser transmisjonen av gass skal foretas, men forutsetter forhandlingsløsninger mellom partene. Regulering kan innføres om det enkelte land velger dette. Gassdirektivet er således et skritt på veien mot et *mer liberalt* marked, men er relativt langt fra en fullstendig liberalisert markedsordning.

Med sluttbrukerpriser fastsatt av konkurrerende energipriser bør, partielt sett, transportleddenes lavere marginer tilfalle produsenten i et mer liberalt marked. Imidlertid vil et mer liberalt gassmarked også føre til flere kortsiktige kontrakter, kanskje også et spotmarked. Dette kan føre til større variasjoner i gassprisene på kort og mellomlang sikt alt ettersom hvor stramt gassmarkedet er. Dette kan i perioder gi både høyere og lavere priser enn prisen på alternativene. Et liberalisert gassmarked vil føre til mer *ustabile* priser for produsent/eksportør enn i dagens marked.

Et liberalisert gassmarked med lavere marginer til transportleddene vil også kunne føre til lavere priser til produsent når markedet samtidig er svakt (overskuddstilbud). Da vil kjøperne av gass få lavere priser. I en periode med et stramt marked vil på den annen side kunne forsterke den positive priseffekten liberaliseringseffekten (partielt sett) kan ha for produsenten gjennom lavere transportkostnader (overskuddsetterspørsel). I en slik situasjon

vil veksten i etterspørselen bremses. Det kan således være (lange) perioder der det er ingen eller lite grunnrente å hente for en produsent i et liberalisert gassmarked, på samme måte som det kan være større grunnrente å hente i andre perioder enn i dag.

For å forhindre eller begrense et overskuddstilbud med derpå følgende prisfall, vil det i et mer liberalt marked være viktig for eksportørene (Norge, Russland, Algerie og Nederland) at den samlede veksten i gassseksporten ikke blir større enn veksten i etterspørselen. Det vil herunder være av betydning hvordan gassalget er organisert i hvert land. En fri konkurranse mellom selskaper som opererer på norsk sokkel vil kunne bidra til større tilbud av gass i markedet og press i retning av lavere priser enn bibehold av dagens ordning med sentralisert salg gjennom Gassforhandlingsutvalget (GFU), eller andre ordninger som regulerer det samlede tilbudet fra Norge.

Hvem som tjener og taper på en liberalisering, er således avhengig av *hvordan* liberaliseringen finner sted, og hvordan aktørene opptrer under en gitt liberaliseringsform. På grunn av at gass er en ikke-fornybar ressurs som kun finnes få steder i store kvanta, vil det i det europeiske gassmarkedet, til forskjell fra mange andre markeder som blir liberalisert, men som i oljemarkedet, fortsatt eksistere en grunnrente til fordeling. Denne grunnrenten kan ende opp hos produsent, transmisjons- eller distribusjonsverk, eller hos elektrisitetsprodusenter eller store industrielle brukere som økt fortjeneste. Med en aktiv avgiftspolitik på gass i forbrukslandene kan mye av den også ende opp i disse landenes statskasser.

Fortsatt eksistens av en grunnrente i det europeiske gassmarkedet bidrar til at det både i dag og i fremtiden må forventes å være mer politisert enn de fleste andre markeder innen EU. Her står Norge relativt alene som vesteuropeisk land med sine interesser i høye og stabile priser på gass. Prisinteressene deler vi også med andre eksportland, som Russland og Algerie, som politisk står lenger fra EU-landene enn Norge gjør, men også langt fra Norge.

Energiavgifter, markedsliberalisering og produksjonspolitik

Konsumentland anser det ikke nødvendigvis som rimelig at vi tjener så mye penger på petroleumsvirksomheten som vi, og andre petroleumsproduiserende land, har gjort. I alle fall har de ingen grunn til å gi en så høy fortjeneste til oss gjennom høye importpriser dersom de kan unngå det. En høy pris innebærer en inntektsoverføring fra kjøper til selger. Blir olje- og gassprisene til produsent «for høye», kan det til og med true veksttaket i olje- og gassimporterende lands økonomier, slik vi så på 1970- og 1980-tallet.

Med en aktiv avgiftspolitik blant en representativ mengde forbruksland kan avgiftene prinsipielt tenkes økt til det punkt da produsentprisen presses ned til langsiktige grensekostnader for «den marginale produsent». For olje vil dette gjelde produsenter utenom Den persiske golfen, så som produsenter i USA og marginale felter i Nordsjøen. For europeisk gass vil marginale felter kunne finnes i Norge og Russland og i potensielle nykommere i markedet, som Iran, Libya og Aserbajdsjan. Med en aktiv avgiftspolitik vil prisene til konsument fortsatt kunne øke over tid, og ressursenes knapphet reflekteres gjennom dette. Men det vil ikke lenger være noen selvfølge at prisen til produsent også må øke, og at ressurser må tjene en (betydelig) grunnrente. Statskassene til forbrukslandene vil da ta inn brorparten av grunnrenten, slik produsentlandene gjorde det på 1970- og 1980-tallet. Enkelte former for liberalisering av det europeiske gassmarkedet vil også kunne føre til lavere produsentpriser, men da vil det være kjøperne av gass som tjener på prisnedgangen. Uansett vil det være i norsk interesse at slike tiltak ikke for et omfang, respektivt en form, som presser våre priser ned i omfattende grad.

Har dette noen konsekvenser for norske produksjonsbeslutninger? I henhold til økonomisk ressurstheori gir forventninger om fallende petroleumpriser signal til

produsentlandene om å øke sin utvinningstakt i dag. Dette kan forsvare dagens høye norske utvinningstempo. De mange økonomiske og økonomisk-politiske teorier for prisdannelsen på olje illustrerer imidlertid en manglende konsensus for forståelsen av hvordan disse markedene fungerer. Selv om oljeprisen stort sett har falt siden 1985, må den ikke nødvendigvis fortsette å gjøre det i fremtiden. Bare i perioden mars - juli 1999 har prisene igjen blitt fordoblet. Utfallet kan dels være påvirket av norske handlinger, der økt norsk produksjon kan bidra til at prisene faller, mens norsk tilbakeholdenhet kan bidra til at prisene stiger.

Betrakter en således olje- og gassmarkedene som resultat av både økonomiske mekanismer og politiske handlinger og hendelser, vil det blant annet være evnen og viljen til koordinerte handlinger både på tilbuds- og etterspørselssiden som avgjør hvordan grunnrenten i markedet fordeles. For å gjøre det vanskeligere for EU- og IEA-land å øke sine avgifter, eller foreta for oss ugunstige former for liberalisering av gassmarkedet, kan en ut fra en økonomisk-politisk forståelse av olje- og gassmarkedene således godt komme frem til at utvinningstakten av olje og / eller gass bør reduseres, eventuelt at nye investeringer utsettes, i kortere eller lengre perioder, dersom det erkjennes at Norge har en betydning i markedene.

Norge og stabilisering av oljeprisen

Norge har vitale økonomiske interesser i rimelig høye og stabile oljepriser. Særlig i svake markedssituasjoner vil vi ut fra dette ønske et stabilt og rimelig robust samarbeid mellom viktige oljeeksportører for å regulere det samlede tilbudet til verdensmarkedet. 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* oljeproduiserende land. Om en norsk produksjonsreduksjon får innvirkning på prisene, avhenger dermed først og fremst av hvilke reaksjoner den avstedkommer blant andre oljeeksportører og av markedets oppfatning av tiltaket. Det forutsettes således et samarbeide med andre oljeprodusenter for at norske tiltak skal ha effekt i markedet.

Det er flere faktorer som nå peker i retning av at det både er riktig og mulig for Norge å delta i koordinerte handlinger på tilbudssiden i oljemarkedet. En faktor som har betydelig større betydning for prisutviklingen i dag enn på 1980-tallet, er de stadig økende energiavgiftene i forbruksland. Det er viktig for produsentland at prisene ikke faller så lavt at betydelige nye avgifter blir innført. Dette skjer lettest når råoljeprisen faller, og konsumentene merker minst, slik det skjedde i 1986 og 1991, jfr. figur 3.

Modningsgraden for norsk oljeproduksjon er i dag også annerledes enn på 1980-tallet. Den gang var norsk produksjon i sterk vekst, mens den i dag flater ut. Det synes lite sannsynlig at forpliktelser om produksjonsbegrensninger i dag vil ha de samme reelle begrensende konsekvenser for norsk produksjonsutvikling som de ville hatt for 10 år siden.

Også OPEC står i et annet forhold til markedet. Eksportører utenom organisasjonen har blitt viktigere enn før (Mexico, Norge, Russland). Produksjonsreguleringer for OPEC vil i dag måtte involvere produsenter utenom organisasjonen. Som i *Almenningens tragedie* (Harding 1968) vil det være rasjonelt for hver enkelt produsent å produsere mer olje, med den konsekvens at prisen faller, noe som i sin tur blir alle produsenters tap. Uten kommunikasjon mellom landene vil hvert enkelt land øke produksjonen så lenge det bedriftsøkonomisk er lønnsomt. Samtidig vil det være slik at jo flere restriksjoner en kan legge på andre lands produksjonspolitik, jo mindre vil det kreves i reduksjon av egen produksjon for å opprettholde et visst nivå på prisen. Alle land vil alltid ha interesse av å være gratispassasjer på andres tiltak.

Norske reduksjoner må eventuelt innrettes slik at det får maksimalt begrensende effekt overfor andre lands produksjon, overfor avgiftspolitikken i forbrukslandene og i markedets

oppfatning 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 herunder 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. Ofte vil slike situasjoner skape stor internasjonal og nasjonal medieoppmerksomhet. 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.¹⁴

I en verden der intet land deler Norges interesser fullt ut som petroleumseksportør, bør vi som småstat selvsagt bestrebe oss på å ha et realistisk ambisjonsnivå om hva vi kan oppnå. En vellykket politikk overfor markedet av verdens nest største eksportør vil således ha potensial for betydelig inntektsvinst for landet, selv om de prosentvise endringer skulle være små. En neglisjering av den rolle vi har, eller en mislykket politikk, innebærer muligheter for å gi tilsvarende tapte inntekter, både for oss selv og for andre oljeproduserende land.

Norsk produksjonspolitik og avveininger mot øvrig utenrikspolitikk

Norge er økonomisk, politisk, historisk og kulturelt del av den oljekjøpende vestlige verden. Konsumentlandene har i det alt vesentlige interesse i en stor og stabil oljeproduksjon, til en rimelig lav pris. Konsumentlands ønsker om stabilitet og leveringsikkerhet faller sammen med våre nasjonale petroleumspolitiske interesser. Det vil være i både konsument- og produsentlands interesse at prisfluktuasjonene vi har opplevd de siste tiårene, begrenses.

Hva er så *optimal lav pris* sett fra forbrukslandenes ståsted? På kort sikt vil det være ønskelig med priser ned til kortsiktige grensekostnader (som regel driftskostnadene). For olje kan dette dreie seg om noen få dollar per fat. På lengre sikt vil imidlertid konsumentlandene ønske at nyinvesteringer i kapasitet foretas, også i andre områder enn rundt Den persiske golfen, inkludert Nordsjøen og Midt-Vesten i USA. Prisen må da ligge over de langsiktige grensekostnadene for den marginale produsent i andre områder, slik at også disses investeringskostnader dekkes inn. Det er imidlertid ikke ønskelig for konsumentlandenes å gi mer fortjeneste til produsenten enn det som er nødvendig for å holde produksjon og nyinvesteringer ved like.¹⁵ Med de store teknologiske nyvinningene i oljeindustrien gjennom 1990-tallet har forbrukslandenes optimale pris blitt lavere. Som en illustrasjon anslo vi den til området 15-20 \$/fat for 7 år siden (Austvik 1993). Kanskje er den litt lavere nå på grunn av store teknologiske nyvinninger i oljeindustrien i perioden.

På samme måte som konsumentland ikke har langsiktig interesse av at oljeprisen skal falle for lavt, har ikke Norge (og andre produsentland) langsiktig økonomisk interesse av at oljeprisen skal bli *ekstremt høy*. Ekstremt høye priser kan føre til økt overgang til andre energibærere, gjøre for mange andre produksjonsområder lønnsomme og gi økonomisk stagnasjon i forbrukslandene, til skade for øvrig norsk eksport. Som en illustrasjon kan kanskje

¹⁴ 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 prisfallet i 1985/86 erklærte Norge seg villig til å støtte OPECs bestrebelse 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.

¹⁵ En nærmere diskusjon av forbrukslandenes optimale nedre prisgrense er foretatt i Austvik (1993).

priser over 25-40 \$/fat representere en maksimal grense for hvor høy prisen fra vårt synspunkt bør bli (Austvik 1993). Dette tilsvarer nivået fra 1970-tallet, da oljeprisen nominelt var rundt 12 \$/fat.

Konsument- og forbruksland har altså ikke motstridende økonomiske ekstreminteresser. De økonomisk sett optimale nivåene for hver av partene er mindre forskjellige enn det prisen har svingt mellom de siste 30 årene (mellom 10 og 70 \$/fat i 1999-verdi). Det vil være partenes oljeøkonomiske fellesinteresse å samvirke til at prisene ikke svinger så mye. For å stabilisere markedet er det i en svak markedssituasjon herunder viktig at vesentlig overproduksjon ikke finner sted, også ut fra konsumentlandenes langsiktige interesser.

Et viktig forhold vil være at eksportører og importører holder kontakt med hverandre og utveksler informasjon og synspunkter som kan øke forutsigbarheten i markedet. Forutsigbarhet kan føre til at land innfører tiltak mot kommende ekstremendringer, noe som i sin tur virker stabiliserende. Kontakten kan også virke i retning av å øke den gjensidige forståelsen av at kjøper og selger av olje er avhengige av hverandre. Det kan i sin tur øke muligheten for at partene optimaliserer sine langsiktige interesser på bekostning av de mer kortsiktige, som å unngå ekstreme prisutslag.

I de situasjoner der Norge først og fremst kan bidra til prisstabilisering, vil markedet være svakt og prisene lave. En slik situasjon vil normalt ikke representere noen trussel for konsumentland. I en stram markedssituasjon, eventuelt en krise, vil vi uansett ha interesse av å maksimere produksjonen for å dempe prisene. Det er disse krisene forbrukslandene vil ha størst interesse av å forebygge og håndtere, og vite at vi bidrar til dette. IEA-landenes fordelingsmekanismer og bruk av de strategiske petroleumsreservene (SPR) i en oljekrise er utformet slik at salg av reservene kan kutte toppen av prissjokket over en viss periode (Austvik 1991). Slik vil forbruksland og produsentland de facto hver for seg ha verktøy til å kutte topp og bunn av ekstreme prisutslag. Å utnytte vår markedspolitiske betydning gjennom et samarbeid med OPEC og andre viktige produsentland i svake markedssituasjoner, bør derfor markeres som at vi med det også ivaretar konsumentlands interesser i markedsstabilisering og forutsigbarhet.

Kombinasjonen av å være både oljeland og vestlig land kan gi oss en tilleggsdimensjon i mulig innflytelse, utover et produsentsamspill. Vår situasjon som oljeeksporterende OECD-land vil vi kunne prøve å bruke til å påvirke blant annet IEA, NATO og USA til å akseptere betydningen av et visst nivå på oljeprisen for å hindre fremtidige prissjokk. Selv som ikke-EU-medlem, men som deltaker i EØS, kan vi også søke å påvirke EU i dette. Dette vil kunne kreve samkjøring av handlinger mellom Utenriks- og Olje- og energidepartementet.

Selv om det er av felles interesse mellom konsument- og produsentland å stabilisere prisene innen visse grenser, er det motstridende interesser hva angår nivået prisen skal være på mellom disse grensene. Både ut fra stabiliseringshensyn og grunnrenteinteresser har andre land gode motiver til å følge med i, og eventuelt søke å påvirke, utformingen av norsk petroleumspolitik. Ønsker om en spesiell politikk kan herunder fremføres som deler både av langsiktige strategier og i mer akutte situasjoner i forbindelse med prishopp eller -fall.

En norsk tilnærming til andre oljeeksporterende land vil medføre en viss samkjøring med OPEC-land i vår utvinningspolitikk. I mange tilfeller kan dette være uproblematisk, som det ansvar Saudi-Arabia har vist som prisstabilisator i lange perioder. I mer spente og konfliktfylte situasjoner kan samarbeide med andre oljeeksportører være mer problematisk, slik vi har sett i forbindelse med de to oljesjokkene og i forhold til land som Iran, Irak og Libya. Viktige land og organisasjoner vi i vår øvrige energi-, utenriks- og sikkerhetspolitikk er knyttet til (f.eks. IEA og NATO), er konsumentland som ikke bare har andre prisinteresser, men også en del andre utenriks- og sikkerhetspolitiske interesser enn flere av produsentlandene.

At andre oljeproduserende land ikke forstår Norges generelle utenrikspolitiske situasjon, eller at de øvrige vestlige land ikke forstår vår økonomiske interesse av høye og

stabile priser, synes begge deler like usannsynlige. Det virker lite sannsynlig av noen vil komme med vesentlige reaksjoner mot Norge i forbindelse med norsk støtte for å stabilisere oljeprisen i svake markedssituasjoner. Likevel ligger det i sakens natur at vi bør være forberedt på å motta kritikk fra konsumentland når vi bidrar til å heve prisene, og fra produsentland dersom vi ikke gjør det.

Produksjonstempo og statens rolle

Som regel vil det være slik at staten optimaliserer bruk av naturressurser over en lengre tidshorison enn private selskaper. Dette skyldes blant annet at Staten har flere hensyn å ta enn bare å tjene mest mulig på utvinning av dem på kort sikt, som hensyn til miljø, makroøkonomisk balanse, markedsvirkninger osv. Også sikkerhetspolitiske forhold kan tenkes trukket inn; gjennom høy produksjon eksponeres landet sterkere internasjonalt, noe som kan nødvendiggjøre økte forsvarsutgifter. Summen av en rekke slike forhold gjør at det offentlige ofte har en lavere diskonteringsrate ved verdsetting av en fremtidig utnyttning av ressursene. Jo lavere diskonteringsrate, dess høyere blir nåverdien av *fremtidig* utvinning.¹⁶ Dette bidrar til at det offentlige i mange situasjoner vil komme frem til et lavere utvinningstempo enn private selskaper. Optimalisering av nasjonale petroleumspolitiske interesser gir derfor Staten en viktig rolle som ressursforvalter.¹⁷

Når Staten eventuelt skal beslutte et lavere produksjonsvolum enn summen av det selskapene hver for seg ønsker, kan den i hovedsak velge mellom tre virkemidler:

- a) utsettelse av tildeling av utvinningstillatelser,
- b) utsettelse av utbygging av påviste olje- og gassfelter, eller
- c) produksjonskutt i utbygde felt.

Her vil utsettelse av tildeling av utvinningstillatelser være det mest uproblematiske, men samtidig det mest langsiktige. Et slik tiltak vil ikke kunne være til hjelp for å motvirke

¹⁶ Særlig kjent er Harold Hotellings behandling av temaet i 1931.

¹⁷ Skulle eksempelvis Saudi-Arabia velge produksjonstempo bare ut fra bedriftsøkonomiske kriterier, ville det vært en rekke selskaper som ønsket å investere i landet for dette formål (forutsatt at politiske forutsetninger forøvrig lå til rette). Det er imidlertid ikke sikkert at Saudi-Arabia som *nasjon* ville være tjent med å øke produksjonsvolumet til kanskje 20-30 mfd/dag, med påfølgende pris- og inntektsvirkninger. Staten har her som oppgave å ivareta de kollektive interessene som hvert av selskapene blir for små til å kunne ivareta og håndtere eller ikke har som sin oppgave.

En reprivatisering av oljesektoren i Den persiske gulfen vil således kunne tenkes å forsterke koordineringsproblemene og interessekonfliktene mellom eksportland om eventuelle produksjonsreduksjoner. Det var nettopp nasjonaliseringen av oljeselskapene på 1960- og 1970-tallet som mange har oppfattet som en nødvendig forutsetning for at OPEC-land skulle kunne få til koordinerte tilbudshandlinger etter Yom Kippur-krigen i 1973.

Det offentlige vil i de fleste land riktignok ha ordninger som gjør at de kan pålegge private selskaper produksjonsreduksjoner. Konflikten mellom å produsere mye nå (det enkelte selskap) og å vente noe lenger (Staten) vil imidlertid tydeliggjøres sterkere når private selskaper har sterke interesser i produksjonsbeslutningene. Ofte er det slik at de som arbeider i det offentlige går til selskapene. Kompetansen i selskapene vil ofte kunne bli tyngre enn f.eks. i fagdepartement og blant politikere. Slik kan selskapene «fange» det offentlige til å foreta beslutninger de selv ønsker (her: høy produksjon).

Problemet rundt produksjonsreguleringer i oljesektoren når produksjonen forestås i hovedsak av private selskaper, kan tenkes å være spesielt stort mellom store, multinasjonale selskaper og små land med begrensede kompetansemessige og strategiske styringsressurser. Dette er kjent som en «principal-agent» situasjon, og inntreffer blant annet ofte som et problem når offentlige myndigheter skal regulere bedrifters adferd i imperfekte markeder, hvor bedriftene ofte blir relativt få, men for mange til å ivareta kollektive interesser. Det vil kunne stille større krav til det offentliges egen kompetanse og styrke for å ivareta andre samfunnsinteresser som påvirkes av en betydelig petroleumsssektor enn når offentlig eide nasjonale selskaper er dominerende. Denne utfordringen må imidlertid selvsagt veies mot at det er viktig for de fleste oljeproduserende land å engasjere private (og ofte multinasjonale) selskaper i leting og utvinning, for å skaffe kapital, oppdatert kunnskap og teknologi til virksomheten.

f.eks. noen måneders prisfall for å hindre avgiftsøkninger, men være et signal til markedet om en mer langsiktig tilbakeholdenhet.

Utbygging av petroleumsfelt skal på sin side forrentes gjennom en senere produksjonsfase. Ved å utsette denne vil selskapene pådra seg økte kostnader. Også dette virkemidlet vil hovedsakelig ha langsiktige virkninger og signaleffekter overfor markedet.

Produksjonskutt ved utbygde felt vil 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 uansett 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.

Sikkerhetspolitiske forhold

Stortingsmelding nr. 23 1997/98¹⁸ definerer nasjonale sikkerhetspolitiske mål som å:

- a) forebygge krig og medvirke til stabilitet og fredelig utvikling,
- b) beskytte norsk handlefrihet overfor politisk og militært press, og ivareta norske rettigheter og interesser, og
- c) å trygge norsk suverenitet.

En slik definisjon av sikkerhetspolitikk kan forstås slik at den omfatter norske rettigheter og interesser også på økonomiske og politiske områder som ikke direkte inngår i det direkte forsvar av landet mot fysiske angrep utenfra på ulikt nivå. Om en definerer suverenitet som selvstyre innad og handlefrihet og handleevne utad, vil sikkerhetspolitikken derfor kunne omfatte en rekke uten- og innenrikspolitiske interesser for landet. En optimal ressursforvaltning kan således omfattes innen et sikkerhetspolitisk konsept.

Rent forsvarsmessig kan norske installasjoner tenkes å bli objekter i militære konflikter som del av

- a) generelle konflikter i vårt nærområde,
- b) globale økonomiske konflikter, og
- c) europeiske økonomiske og/eller politiske konflikter.

Her har olje og gass både stor egenverdi og stor strategisk¹⁹ verdi.²⁰ Gjennom måten markedene fungerer på, kan derfor norsk petroleumspolitikk bli utsatt for sterk internasjonal oppmerksomhet i konfliktsituasjoner, langt fra vårt nærområde. Siden oljeprisen er felles for alle land, vil eksempelvis en ny konflikt rundt oljeinstallasjonene i Midtøsten øke betydningen av norsk produksjon både for kjøper- og selgerland, særlig dersom oljemarkedet er, eller gjennom en slik konflikt blir gjort, stramt.

¹⁸ Forsvarsdepartement (1998).

¹⁹ Strategiske råvarer er her definert som: «Råvarer som er nødvendig for å møte militære, industrielle og essensielle sivile behov i fred, krise og krig; råvarer som ikke finnes eller produseres/utvinnes innenfor landets grenser i tilstrekkelige mengder for å møte angitte behov; råvarer som er viktige for omverdenen, og/eller for vår egen økonomi og derved sikkerhet» (Kibsgaard et.al. 1998).

²⁰ Iraks angrep på Kuwait i 1990 er et eksempel på en konflikt som var motivert ut fra både økonomisk vinning og strategiske virkninger, både regionalt og internasjonalt. Se Austvik (1992) for nærmere diskusjon.

I en krisesituasjon med reduksjon eller bortfall av oljeproduksjon i andre land, vil oljeprisene kunne øke betydelig. Viktige importland vil neppe sitte rolig og bare akseptere slike prisøkninger dersom de kan gjøre noe med det. I en slik situasjon er det rimelig å forvente økt press mot Norge fra importlandene for å holde i gang, eventuelt øke produksjonen. Dette ville også kunne være i norsk interesse, siden prissjokk i seg selv er destabiliserende for markedet. En politikk som går ut på å stenge norsk petroleumsproduksjon i en krisesituasjon synes således som bortimot uakseptabelt for konsumentland, dvs. våre allierte i øvrige politiske og forsvarspolitiske forhold, og en ønskedrøm for øvrige produsentland, spesielt dersom de er deltakere i en konflikt om olje f.eks. i Midtøsten.

I en ny konflikt rundt oljeinstallasjonene i Midtøsten, vil alle de enkeltfaktorer som påvirker oljeprisen, ha potensial til å påvirke den mer enn i en situasjon uten konflikt, og særlig dersom det er stor ledig produksjonskapasitet. Eksportland i konflikt kan således presse importland ved å skade våre oljeinstallasjoner, gjennom det ytterligere tilbuds-bortfall og de påfølgende prisøkninger dette vil medføre. Forholdet blir enda mer direkte når det gjelder våre gassleveranser, gjennom de tette bindingene transportsystemene fører til mellom oss og kjøperlandene. Norsk petroleumsproduksjon kan således tenkes truet av terrorangrep, sabotasje, eventuelt rene krigshandlinger i ekstreme markedssituasjoner, for å skade/presse konsumentland.

Dette gjør at konsumentland kan ønske å forsvare norsk olje- og gassproduksjon i en krise om vi ikke gjør det selv, eventuelt skulle ønske å stenge produksjonen. Dersom forsvaret av installasjoner foretas med norsk passivitet, vil norsk suverenitet over produksjonen bli svekket. Ekstremt sett kan press fra andre krigførende land føre til at forbruksland tar over kontrollen med Nordsjø-produksjonen, og tenkes provosert frem av mange typer internasjonale konflikter, ikke bare oljerelaterte, der viktige forbruksland er involvert og petroleumsmarkedene er, eller blir gjort, stramme gjennom bortfall av produksjon annet sted. Dette skjerper kravet til et troverdig norsk forsvar av installasjonene og transportsystemene som er knyttet til disse. Selv med et sterkt norsk forsvar på dette området, vil Norge imidlertid ikke kunne klare å forsvare alle installasjonene i Nordsjøen alene. Det er nødvendig å legge opp forsvaret av sokkelen i samarbeid med andre land, der spørsmålet om norsk styring blir sentralt.

Implikasjoner for norsk politikk

Det spesielle ved Norges avhengighet av petroleumsvirksomheten er at den består i å eksportere to relaterte råvarer, som utgjør hele 40 prosent av den totale eksporten og 16 prosent av brutto nasjonalprodukt, selv når oljeprisen i nyere historisk sammenheng har vært moderat. Sektorens størrelse gjør at landets inntekter i stor grad varierer med endringer i prisene i et internasjonalt fluktuerende råoljemarked og et sterkt politisert europeisk gassmarked. Norge er i sin avhengighet potensielt følsom og sårbar overfor de faktorer som fører til de kraftige fluktuationene og de langsiktige trender i petroleumsprisene. Her har oljefondet redusert (den kortsiktige) følsomheten gjennom å skille bruken fra inntjeningen av pengene. Produksjonstempo, markedsutvikling og forvaltningen av oljefondet vil kunne påvirke vår sårbarhet på lengre sikt.

I de fleste internasjonale markeder er Norge pristaker. I olje- og gassmarkedene kan vi i mange situasjoner være med å påvirke prisutviklingen og stabiliteten i markedene. Norge har gjennom dette fått økt utenrikspolitisk betydning både for andre produsentland og for land som kjøper olje og gass. Konkurrerende selgerland og kjøperlandene har incitament til å søke å påvirke norsk energi- og utenrikspolitikk, likesom vi har incitament til å påvirke andre selgerlands og kjøperlandenes politikk. Denne situasjonen åpner muligheten for å styrke vår

internasjonale posisjon, men kan også gjøre oss mer følsomme og sårbare overfor andre land. Også forsvarspolitikken må ta høyde for den økte økonomiske og strategiske betydning vi har fått for andre land i den sikkerhetspolitiske trusselvurdering.

Etter flere oljeprissjokk de siste 25-30 årene er alle land opptatt av hvordan priser og inntekter fordeles i petroleumsmarkedene. I Norge og andre olje- og gassproduserende land har vi nærmest tatt det som en selvfølge at grunnrenten, som oppstår i markeder for ikke-fornybare ressurser, skal tilfalle produsentlandene. Energiavgifter, omorganisering av det europeiske gassmarkedet og regulering av tilbudet av olje og gass er faktorer som kan endre denne forutsetningen. Ofte vil markedsinngrep kunne skje uten betydelige forstyrrelser i forbruk og produksjon, siden etterspørsels- og/eller tilbudssiden er relativt lite elastisk.

Rammene og spillereglene for de internasjonale økonomisk integrasjonsprosessene settes globalt særlig gjennom Verdens handelsorganisasjon (World Trade Organization, WTO), og regionalt i Europa særlig gjennom EU. Energicharteret²¹ er blant annet et forsøk på innføre WTOs prinsipper på energisektoren også for land som ikke er medlem av WTO. I disse og andre internasjonalt viktige fora er råvareprodusenter ofte i mindretall og blir lett en politisk svak gruppe.

I den moderne internasjonale økonomi er spillereglene forskjellig fra den tid da eiendomsretten til ressursene var avgjørende for utnyttelsen av dem og påfølgende inntjening ved salg. Utviklingen og omorganiseringen av det europeiske gassmarkedet og avgiftspolitikken for olje og gass understreker at makten i energimarkedene nå i større grad ligger hos konsument- enn hos produsentlandene.

De viktigste fora for norske energiinteresser ligger nå i EU. EUs reguleringer på norsk sokkel av produksjon, transport og salg av gass vil ikke nødvendigvis ha samme gjennomføringskraft gjennom EØS-avtalen som om vi hadde vært EU-medlem. Vi kan antakeligvis reservere oss mot opphevelse av GFU. Norge har som ikke-medlem av EU på den annen side liten innflytelse overfor formen på markedsliberaliseringen nedstrøms, likesom på innføringen av økte energiavgifter. Gassmarkedsliberaliseringen fører uansett til at norsk gass i økende grad må selges direkte til sluttbrukere. Dette tvinger frem nye kommersielle strategier, og økt behov for samspill mellom industrien og norske myndigheter for å påvirke utformingen av kjøperlandenes energipolitikk.

Spørsmålet om økt norsk innflytelse over EUs energirelaterte beslutninger bør være et sentralt utenrikspolitisk tema i årene fremover, enten vi formelt blir EU-medlem eller ikke. Spesielt i det europeiske gassmarkedet kan Norge være følsom, eventuelt sårbar, i avhengigheten av å eksportere gass til EU, ettersom hvordan energi-, miljø- og avgiftspolitikken i EU og EU-land blir utformet.

Markedsmakt gjennom konsentrasjon av selgere eller kjøpere har tradisjonelt vært avgjørende for stabiliteten i og grunnrentefordelingen gjennom verdikjeden i petroleumsmarkedene. Som en del av en helhetlig strategi har Norge i gitte situasjoner gode grunner til å samspille med andre produsentland for å påvirke prisstabiliteten og -utviklingen gjennom å gi bidra til å gi produsentene slik makt. Mens OPEC og OPEC-land er hovedpartnere på tilbudssiden i oljemarkedet, vil Russland være den potensielle hovedpartneren i det europeiske gassmarkedet. Langsiktige stabiliseringstiltak bør her ikke være i konflikt med konsumentlandenes interesser, med mindre prisene administreres høyere enn de langsiktige grensekostnadene for marginale felt som leverer til markedet.

Norge er i geografisk utstrekning et meget stort land og rikt på verdens viktigste strategiske råvarer. Valg av *nasjonal* økonomisk og utenrikspolitisk strategi kan vi selv foreta innen rammene av det internasjonale økonomiske og politiske system, slik at vi ikke blir mer

²¹ IEA, 1995.

følsomme og sårbare i vår petroleumsavhengighet enn nødvendig. Vi er imidlertid bare 4,5 millioner mennesker, som representerer en drøy prosent av EUs befolkning, og en snau promille av jordens befolkning.

Som småstat må våre ambisjoner om å påvirke *internasjonale* rammebetingelser og andre stater være realistiske. Små marginer utgjør imidlertid i denne sammenheng betydelige beløp. Aktive småstater kan i gitte situasjoner dertil bety mye politisk. Dette bør rettferdiggjøre stor politisk, kommersiell og forskningsmessig innsats fra norsk side for at vi skal kunne dra flest mulig fordeler (og redusere ulempene) av vår spesielle situasjon i den nye internasjonale økonomiske orden generelt, og på energisektoren spesielt. En slik innsats vil være til fordel for oss selv, men også være et bidrag til å stabilisere energimarkedene til fordel for alle land.

Referanser:

Austvik, Ole Gunnar (1990) *En vurdering av produksjonskapasiteten for råolje i fem land ved Den persiske gulf*, (Rapport til Finansdepartementet), NUPI-rapport nr. 150/1991

--- (1991) "De strategiske petroleumslagrene (SPR) som oljepolitisk kriseredskap", *Sosialøkonomen* nr.1/1991.

--- (1992) "Krigen om oljeprisen. Oljen og konflikten ved Den persiske gulven", *Internasjonal Politikk* nr. 3/1992.

--- (1993) «Grenser for oljeprisen. Scenarieplanlegging som metode for å forstå utviklingen i oljeprisen», *Sosialøkonomen* nr. 3/1993.

--- (1996) "Avgifter og petroleumspriser. Tar forbrukslandene olje- og gassinntektene?", *Sosialøkonomen* nr. 5/1996.

--- (1997) "Gas pricing in a liberalized European market; Will the rent be taxed away?", *Energy Policy* vol 20/no.12 pp. 997-1012, London, Elsevier Science

Europeiske Union (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.

<http://europa.eu.int/en/comm/dg17/rapcge.htm>

--- (1998) *The Single Market for Natural Gas, IGM Directive 98/30* (" Gassdirektivet").
<http://europa.eu.int/en/comm/dg17/gashome.htm>

Finansdepartementet (1998) *Nasjonalbudsjettet 1999*, Stortingsmelding nr. 1 1998-99.

Forsvarsdepartementet (1998) *Hovedretningslinjer for Forsvarets virksomhet og utvikling 1999-2002*, Stortingsmelding nr. 22 1997-98

Hotelling, Harold (1931) "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, 39, side 137-175

Olje- og Energidepartementet, OED (årlig) *Faktaheftet*.

Hardin, Garret (1968) "The Tragedy of the Commons", *Science*, vol.162, No.3859, December side 1243-48.

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.

Jacobson & Andreosso-O'Callaghan (1996) *Industrial economics and organization; A European perspective*. McGraw-Hill.

Keohane & Nye (1977) *Power and Interdependence; World Politics in Transition*, Little, Brown and Company,

Kibsgaard, Austvik, Johannessen, Nyhamar og Orban (1998) *Strategi, sikkerhetspolitikk og energiproduksjon*. Prosjektrapport Europa-programmet oktober.

Norges Bank, Internett: Om petroleumsfondet: <http://www.norges-bank.no/petroleumsfond>.

US Department of Energy, Energy Information Administration (1999) *Annual Energy Outlook*