



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 39

(1999-2000)

Olje- og gassvirksomheten

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 9. juni 2000, godkjent i statsråd samme dag.

1 Mål og utfordringer

1.1 Innledning

Petroleumsvirksomheten utgjør en viktig del av norsk økonomi og har i stor grad bidratt til utviklingen av det norske velferdssamfunnet. Sektoren er en betydelig bidragsyter til statens inntekter og gjennom petroleumsinvesteringene har sektoren også stor direkte innvirkning på aktivitetsnivået i fastlands-Norge.

I 1999 var statens petroleumsinntekter 45 mrd. kroner som utgjorde om lag 10 pst. av statens samlede inntekter. Dette tallet er lavere enn de foregående år og skyldes de lave oljeprisene i siste halvdel av 1998 og begynnelsen av 1999. En overveiende del av inntektene ble avsatt i petroleumsfondet. Ved inngangen til 2000 var petroleumsfondet på om lag 222 mrd. kroner. Nivået er ikke bare et resultat av innbetalingene til petroleumsfondet, men av kursen på de aksjer og obligasjoner petroleumsfondet har investert i og valutakursene.

Investeringer i olje- og gassvirksomheten i 1999 var på 69 mrd. kroner og dette utgjorde om lag 1/4 av de samlede investeringer i Norge. Eksport av olje og gass var på 167,6 mrd. kroner i 1999, som var 36,3 pst. av samlet norsk eksport. Petroleumssektorens andel av samlet verdiskapning var 14,6 pst. i 1999.

Staten har benyttet seg av ulike virkemidler for å oppnå målene innen petroleumssektoren. Virkemidlene har vært tilpasset de utfordringene en til enhver tid har stått overfor. Petroleumsvirksomheten i Norge er inne i en ny epoke blant annet som følge av endrede markeds- og konkurranseforhold og nye utfordringer både for staten, Statoil og andre aktører. For å tilpasse seg nåværende og fremtidige utfordringer og krav, og samtidig kunne realisere statens mål, er det behov for å vurdere andre virkemidler og endret sammensetning av virkemidlene.

1.2 Hovedmål i olje- og gasspolitikken

Olje- og gassressursene utgjør en betydelig del av landets nasjonalformue og må forvaltes i et langsiktig perspektiv.

Regjeringens hovedmål i olje- og gasspolitikken er:

Verdiskaping, velferd og sysselsetting

- Olje- og gassressursene skal gi høyest mulig verdiskaping og bidra til å sikre velferd og sysselsetting.
- Velferd innebærer også sikkerhet for liv og helse på et nivå som minst er på høyde med det som gjelder på andre områder i velferdssamfunnet.

Internasjonalisering

- Bidra til en internasjonalisering av vår industri knyttet til olje- og gassvirksomheten, basert på industriens egen konkurransedyktighet. Dette vil bidra til å videreutvikle næringen utover varigheten av de norske olje- og gassressursene.

Miljø og energi

- Forene rollen som en stor energiprodusent med å være et foregangsland i miljøspørsmål.

Regjeringens mål for virksomheten er ikke alene knyttet til forvaltningen av olje- og gassressursene på kontinentalsokkelen. Målene er også knyttet til utviklingen av den norske olje- og gassindustrien, som en av Norges mest betydningsfulle næringer. Dette kommer særlig til uttrykk i forbindelse med målet om å bidra til internasjonalisering av virksomheten.

Det er en utfordrende oppgave å forene våre ambisiøse energi- og miljømål.

I det følgende utdypes de tre hovedmål nærmere.

Verdiskaping, velferd og sysselsetting

Olje- og gassressursene vil gi Norge betydelige inntekter. Den beste måten å sikre inntektene på er å påvise nye ressurser og bygge ut og drive feltene på en mest mulig effektiv måte. Det kreves stor innsats både når det gjelder leting, utbygging og drift.

Inntektene fra olje- og gassvirksomheten har hatt stor betydning for den økonomiske utviklingen i Norge de siste 20 årene. Da oljeprisen økte i 1974 samtidig som oljeproduksjonen fra Ekofiskfeltet noe senere kom opp på et varig høyt nivå, økte Norges inntekter fra olje- og gassvirksomheten vesentlig. Ved at nye felt ble bygget ut og oljeprisen økte ytterligere i en periode, steg inntektene fram til en topp i 1984 med om lag 70 mrd. 2000-kroner i statlige inntekter. I første halvdel av 1980-årene var statens samlede petroleumsinntekter 275 mrd. 2000-kroner, mens de fra 1995 til 1999 var 291 mrd. 2000-kroner.

I 1980-årene slet de fleste vestlige land med store økonomiske problemer og en stigende arbeidsledighet. I Norge klarte vi i denne perioden i grove trekk å opprettholde sysselsettingen, samtidig som en bygget opp en omfattende norsk olje- og gassnæring.

Selv i perioden etter at oljeprisene falt i midten av 1980-årene har inntektene fra olje- og gassvirksomheten hatt stor betydning for den økonomiske utviklingen. I perioden fra 1989 til 1993 hvor investeringene i tradisjonell virksomhet var lave, bidro høye investeringer i olje- og gassvirksomheten til å dempe et ellers vesentlig kraftigere fall i den utenlandske etterspørselen.

Norge er et av få land i Europa uten gjeld til utlandet og med overskudd i statsbudsjettet. Dette ville trolig ikke vært mulig uten inntektene fra olje- og gassvirksomheten.

Det skjer en betydelig utvikling av ny teknologi innen olje- og gassvirksomheten i Norge. Utviklingen av avansert teknologi har bidratt til at produksjonen fra eksisterende felt har kunnet bli opprettholdt utover det en for få år

siden trodde var mulig. I tillegg bidrar den teknologiske utviklingen til bedring av økonomien i funn som tidligere ikke har vært lønnsomme. Dette fører til at slike funn kan bygges ut. Ressursene må forvaltes i et langsiktig perspektiv som sikrer størst mulig inntekter. Inntektene som vil tilfalle staten, vil gjøre oss bedre i stand til å trygge velferden, utvikle kunnskap og teknologi samt bygge opp petroleumsfondet. På denne måten vil inntektene fra olje- og gassvirksomheten også bidra til sysselsetting i andre sektorer og bidra til velferden på lang sikt.

Vi står i større grad enn tidligere overfor en høstningsperiode i olje- og gassvirksomheten. Det er stor usikkerhet knyttet til oljeprisen og valutakursen og dermed også til anslag over fremtidige inntekter. Usikkerhet knyttet til inntektene er også et vesentlig argument for å sette til side en del av inntektene i et petroleumsfond.

Innenfor område sikkerhet og arbeidsmiljø skal myndighetene sørge for at de formelle rammer til enhver tid framstår som hensiktsmessige styringsverktøy for å opprettholde og videreutvikle et fullt forsvarlig sikkerhetsnivå og arbeidsmiljø. Dette krever en helhetlig styring av helse, miljø og sikkerhet som ut over sikkerhet for menneskeliv, også omfatter arbeidsmiljø, sikkerhet mot forurensninger, sikkerhet for økonomiske verdier og driftstilgjengelighet.

Internasjonalisering

Norsk oljevirksomhet er vår største industrigren. Norsk kompetanse og erfaring, både teknologisk og måten sektoren er organisert på, nyter stor anerkjennelse internasjonalt. Det er viktig å omsette dette i internasjonale forretningsmuligheter. Det er ønskelig at norsk olje- og gassindustri med den kompetanse og teknologi som gradvis er bygget opp, skal vare lenger enn virksomheten på norsk kontinentalsokkel.

De norske oljeselskapenes og norsk leverandørindustri økende innsats for å gripe de muligheter som byr seg internasjonalt, vil fortsette i tiden fremover. Hensikten er å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskaping og sysselsetting i norsk oljeindustri gjennom fokusert internasjonal virksomhet med basis i den konkurransedyktighet som er utviklet ved deltagelse på norsk kontinentalsokkel.

Det er et felles ønske og mål både for oljeselskapene og leverandørindustrien å få et utvidet engasjement internasjonalt. En viktig forutsetning for å lykkes er samordning og samvirke mellom aktører i norsk oljevirksomhet på den internasjonale arena, og at de forretningsmessige aktørene ser sine egne interesser ivaretatt ved tiltak som på selvstendig grunnlag kan forsvares i den enkelte bedrift.

Det er viktig å ha et samarbeidsmønster og samarbeidsklima som fører til noe mer enn det hver enkelt bedrift kan forventes å oppnå på egen hånd, slik at det samlede norske innslaget på de internasjonale markedene øker.

Miljø og energi

Ivaretagelse av det ytre miljø har en fremtredende rolle i petroleumssektoren, og legger viktige premisser for sektorens utvikling. Dette gjelder både ved

åpning av nye områder, ved nye tildelinger, ved godkjenning av nye utbygginger i driftsfasen og ved avslutning av produksjon. Regjeringen vil forene Norges rolle som en energinasjon med å være et foregangsland i miljøspørsmål.

Petroleumsvirksomheten medfører utslipp både til sjø og luft. For å unngå uønskede virkninger av disse utslippene, benytter myndighetene ulike virkemidler. Virkemidlene som benyttes, har som utgangspunkt å bidra til at de fastsatte miljømål nås til lavest mulig kostnad. For de aller fleste miljømål medfører dette en overnasjonal, sektorovergripende tilnærming. Klimaproblematikken, langtransportert luftforurensning og utslipp til sjø er sentrale eksempler på denne type miljøproblemer.

Produksjon og transport av olje og gass er energikrevende aktiviteter. Størstedelen av NO_x- og CO₂-utslippene fra næringen er nært knyttet til deking av virksomhetens energibehov. Energien fremstilles i all hovedsak ved forbrenning av naturgass i gassturbiner. Energibehovet er igjen nært knyttet til aktivitetsnivå samt produksjonsstrukturen. Utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten består i hovedsak av olje og kjemikalier. Produsert vann er den viktigste kilden til oljeutslipp mens boreoperasjoner tilsvarende er den viktigste kilden til utslipp av kjemikalier på kontinentalsokkelen. For en del utslipp eksisterer det realistiske tekniske løsninger som kan redusere utslippene fra næringen vesentlig. Eksempler på dette er reinjeksjon av vann med olje- og kjemikalierester, gjenvinning av avdampede hydrokarboner og bruk av lav-NO_x brennere på nye gassturbiner.

Selv om virksomheten bidrar til en betydelig andel av de nasjonale utslipp av eksempelvis klimagasser, betyr det ikke nødvendigvis at den har negative miljøeffekter i en global eller regional sammenheng. Gasseksporten er et eksempel i så måte. Eksport av gass til kontinentet i rørledningene er energikrevende og fremstilling av denne energien øker norske klimagassutslipp. Men den norske gassen eksporteres i all hovedsak til kontinentet og reduserer behovet for kull- og oljeprodukter i importlandene. Den gunstige effekten på kontinentet vil langt overstige den negative effekten i Norge. I en regional og global sammenheng fører derfor norsk gasseksport til lavere totale utslipp av blant annet klimagasser.

Petroleumspolitikken har disse tre hovedmålene, og de tre målene henger sammen. Hensynet til langsiktighet må for eksempel bli ivaretatt både gjennom et forsvarlig utvinningstempo og en forsvarlig bruk av petroleumsinntektene, men også gjennom en høy vektlegging av miljøspørsmålene og ved å legge forholdene til rette for en fortsatt internasjonalisering av næringen. Som en betydelig energiprodusent, skal Norge være et foregangsland i miljøspørsmål. Produksjon og transport av petroleum fra kontinentalsokkelen skal være ledende når det gjelder å ivareta miljøhensyn. Arbeidet med å redusere klimagassene vil kreve en betydelig innsats.

I denne meldingen er omtale og tiltak også knyttet til den største og viktigste utfordringen vi står overfor på norsk kontinentalsokkel. Det er å videreutvikle og styrke kontinentalsokkelens konkurransekraft slik at fremtidig verdiskaping og statlige inntekter sikres.

1.3 Utredninger som bakgrunn for meldingen

I 1998 igangsatte departementet utredningsprosjekter innenfor fem sentrale områder for petroleumsnæringen. Formålet med utredningene har vært å gi departementet informasjon og økt kompetanse knyttet til sentrale områder for politikktutforming. Utredningene har vært knyttet til kontinentalsokkelens konkurransekraft, internasjonalisering, gassmarkedet samt oljepris og miljø. I tillegg er det gjennomført utredninger av statens engasjement i petroleumsvirksomheten.

Utredningene i seg selv og konklusjonene fra disse, er ikke direkte gjengitt i denne meldingen. I utforming av meldingen har utredningene og de innspill departementet har mottatt i tilknytning til disse, vært en viktig del av bakgrunns materialet. Utredningene er offentlig tilgjengelige og vedlagt meldingen som utrykte vedlegg.

I tillegg har departementet benyttet eksterne konsulenter i forbindelse med arbeidet i tilknytning til den fremtidige organiseringen av det statlige eierskap i næringen. Bevilgning til dette formål ble tatt opp særskilt i St. prp. nr. 80 (1998-99) om tilleggsbevilgning til særlig rådgivning i forbindelse med utforming av statens engasjement i petroleumsvirksomheten.

Departementet har i forbindelse med utarbeidelsen av meldingen hatt nær kontakt med aktørene i næringen. Dette har skjedd gjennom etablering av en referansegruppe bestående av representanter for partene i næringen samt i form av uformell kontakt og møter med enkeltaktører.

Norsk kontinentalsokkels konkurransekraft

På oppdrag fra departementet har firmaet Arthur D Little gjennomført to studier knyttet til kontinentalsokkelens konkurransekraft. Disse har vært knyttet til norsk kontinentalsokkels evne til å tiltrekke seg investeringsmidler fra aktørene i næringen. Arbeidet har både vurdert lønnsomheten knyttet til norske områder i forhold til andre petroleumsprovinser, samt andre mer institusjonelle forhold som er relevante for hvor attraktivt det er å investere i Norge. De har videre vurdert hvilke forhold som gjør norske områder henholdsvis attraktive og mindre attraktive når det gjelder eksisterende og nye aktører. Arbeidet har ikke omhandlet fiskale virkemidler.

Departementet har gitt Wood Mackenzie i oppdrag å gjennomføre to studier av de fiskale rammevilkår næringen står overfor. Den ene er en komparativ studie av fiskale vilkår for nye petroleumsprosjekter i et utvalg land. Siktemålet er å få en økonomisk og systemmessig sammenligning av disse. Videre har departementet satt ut to prosjekter for å vurdere egenskaper og sammenhenger ved effektivitet, insentiv og proveny/fiskale rammevilkår på kontinentalsokkelen. Disse prosjektene er gjennomført av henholdsvis firmaet Wood Mackenzie og dr. oec. Petter Osmundsen.

Siktemålet med prosjektene har vært å fremskaffe et grunnlag for å vurdere eventuelle tiltak slik at vi over tid fortsatt evner å utvikle petroleumsressursene på kontinentalsokkelen på en effektiv måte, samtidig som vi sikrer at en høy andel av oljerenten tilfaller fellesskapet.

I forbindelse med arbeidet med meldingen har departementet gjennomført en utredning av alternative tildelingskriterier for nye konsesjonstildelinger. Oppdraget ble fordelt på to konsulenter, firmaet Arthur D Little og kon-

sulent Hans Henrik Ramm. Utredningene omhandlet mulige tilpasninger innenfor dagens tildelingssystem og alternative systemer.

Internasjonalisering av norsk petroleumsvirksomhet

For arbeidet med oljemeldingen har tre ulike problemstillinger knyttet til internasjonalisering blitt utredet av konsulenter. Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) har utredet hjemlandseffekter av utenlandsinvesteringer, Bedriftsøkonomisk institutt har vurdert perspektiver på norsk oljeindustri som næringsklynge, mens Universitetet i Oslo, Norsk utenrikspolitisk institutt (NUPI) og Christian Michelsens institutt sammen har vurdert effekter i mottakerlandene av norske petroleumsinvesteringer. SNF har dessuten arbeidet med statistisk materiale for leverandørindustriens omsetning i utlandet gjennom petropolprosjektet. Det tas sikte på å videreføre dette arbeidet.

Formålet med utredningene har vært å få en bedre forståelse for de ulike aspekter ved internasjonaliseringen av norsk petroleumsindustri.

Naturgass i de europeiske energimarkedene

På oppdrag fra departementet har Wood Mackenzie utredet de langsiktige utfordringer og muligheter naturgass står overfor i det europeiske energimarkedet. I utredningen beskrives det europeiske gassmarkedet, regionale variasjoner i forbruk, hvilken posisjon naturgass har i de ulike forbrugssegmentene og naturgassens konkurranseevne. Videre vurderes det hvilke faktorer som forventes å påvirke utviklingen i det europeiske gassmarkedet. Det er også utviklet ulike scenarier for hvordan markedet vil utvikle seg på lengre sikt.

Hensikten med utredningen har vært å undersøke hvilke markedsmessige rammer norsk gassvirksomhet vil stå overfor i fremtiden og hvilke implikasjoner utviklingen kan få for gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Utredningen danner et grunnlag i vurderingen av hvordan ressursforvaltningspolitikken innenfor gassområdet bør videreføres.

Oljepris og miljø

Det er gjennomført et utredningsprosjekt som har vurdert virkningene på oljemarkedet og oljeprisen av tiltak for å begrense utslippene av klimagasser. Prosjektet er gjennomført i et samarbeid mellom Oxford Institute for Energy Studies og Cicero senter for klimaforskning. I utredningen er det gjennomført analyser av ulike scenarier for redusert klimagassutslipp. Man har også sett på effekten av ulike virkemidler landene vil ta i bruk for å nå sine utslippsmål.

Siktemålet med prosjektet har vært å få en bedre forståelse av virkningene på oljeprisen av ulike utslippsmål for klimagasser og ulik virkemiddelbruk i klimapolitikken, samt hvilke type virkemidler som mest sannsynlig vil bli tatt i bruk.

Statens engasjement i petroleumsvirksomheten

Det pågår for tiden et bredt anlagt utredningsarbeid knyttet til eierskapet i Statoil og den fremtidige forvaltning av SDØE, i tråd med Stortingets behandling

av St.prp. nr. 80 (1998-99). Regjeringen tar sikte på å fremme saken for Stortinget i løpet av høstsesjonen 2000.

Internettets mulige betydning for olje- og gassvirksomheten

For nesten alle produkter og i alle markeder er det knyttet usikkerhet til om og på hvilken måte internett vil påvirke virksomheten. For oljevirksomheten kan omsetningsformen som man kan få gjennom internett og den informasjonstilgangen man kan få gjennom dette medium få betydning, men det er uklart på hvilken måte og i hvilket omfang.

Det er to tendenser som tilsynelatende er i strid med hverandre:

Den ene er at kundene får et større tilbudsgrunnlag som gjør at de blir mer oppmerksomme på alternative produkter, servicenivå og priser. Disse forhold vil skjerpe konkurransen for leverandørene. En virkning kan være at kundene av olje, oljeprodukter og gass vil ha mindre lojalitet overfor leverandørene, i større grad kan velge servicenivå og at det formodentlig vil redusere marginene for produsenter og leverandører.

Det andre er at man kan få en eller annen form for sterkere konsentrasjon i salgsleddet slik at ikke alle produsenter og leverandører får samme adgang til kundemassen eller at ikke alle produsenter og leverandører har samme påvirkningsmulighet på produkttilbudet. Hvis elementer av dette blir tilfellet, vil noen leverandører og produsenter kunne bli utelukket fra deler av markedet.

I første omgang er det mest nærliggende at nye omsetningsformer vil kunne få betydning for oljeselskapene i deres omsetning av produkter. Det kan som nevnt føre til at de i mindre grad enn før selger sine produkter inn i grossistledd, og blir mer ansvarlig for detaljomsetningen, f. eks. i gassmarkedet. En slik utvikling vil en anta vil komme på en slik måte at det vil være et teknisk spørsmål hvor raskt man evner å tilpasse sitt salg og sine produkter til en slik omsetningsform. Annerledes stiller det seg til endringer hvor det er av betydning om man er medlem av omsetningsleddet eller ikke. Her har det betydning om en evner å komme med tidsnok i den omsetningsformen som dannes.

Det er også nærliggende at omsetningsformen kan få betydning for forholdet mellom oljeselskapene og leverandørindustrien. Et resultat kan være at informasjonstilgangen kan få betydning for vurderingen av hvilke tilbydere en står overfor. Det kan gjelde bestillingsvarer så vel som lagervarer. I hvilken del av produktspekteret en slik utvikling vil komme først, kan det være forskjellige meninger om. Det er også vanskelig å se hvilke produkter som vil være egnet og på hvilket tidspunkt en ny omsetningsform vil være moden.

Verdens ledende petroleumsrelaterte selskaper gikk i april 2000 sammen om å starte en ny elektronisk markedsplass for anskaffelser. Statoil er blant selskapene som har grunnlagt den nye markedsplassen. Opplegget skal bli at selskapene skal kunne utføre alle typer aktiviteter knyttet til kjøp og salg av varer og tjenester. Løsningen vil omfatte områdene olje og gass (leting og produksjon), petrokjemi, raffinering og detaljmarkedsføring. Et frittstående selskap skal bli dannet for å etablere og drive markedsplassen. Selskapet skal børsnoteres, og etter planen skal markedsplassen åpne i tredje kvartal 2000. Foruten Statoil er Shell, BP Amoco, Conoco, Dow Chemical, Equilon Enterpri-

ses, Motiva Enterprises, Mitsubishi Corporation, Occidental Petroleum, Phillips Petroleum, Repsol YPF, Tosco, TotalFina Elf og Unocal blant grunnleggerne av det nye selskapet. Flere selskaper er ventet å komme inn på eiersiden.

Statoil er ett av ti selskaper som samarbeider om å utvikle eOil, en felles elektronisk produktkatalog for aktørene på norsk kontinentalsokkel. Katalogen skal inneholde informasjon om leverandørselskapene og hvilke varer og tjenester disse tilbyr operatørselskapene. Formålet er at eOil skal bidra til å skape et tettere samarbeid mellom aktørene på kontinentalsokkelen. Samtidig blir katalogen tilgjengelig for oljebransjen på verdensbasis. Dette åpner også for betydelige muligheter for den norske leverandørindustrien. De sju operatørselskapene som samarbeider om produktkatalogen er Norsk Hydro, BP Amoco Norge, TotalFina Elf, ExxonMobil, Norske Shell, Phillips Petroleum og Statoil. Dessuten er Umoe og ABB og Aker Maritime med i arbeidsfellesskapet. Den forventede utviklingen innen "business to business e-commerce" er bakgrunnen for dette fellesprosjektet. Oljeselskapene mener introduksjon av elektronisk handel vil kunne hjelpe både operatører og leverandører til å realisere store kostnadskutt, spesielt innen områder som innkjøp og faktura-behandling.

Departementet vil ha økt oppmerksomhet knyttet til disse spørsmål, og vil nedsette et utvalg til å se nærmere på hvilke muligheter og virkninger internett vil kunne få for olje- og gassvirksomheten.

2 Sammendrag

2.1 Utviklingstrekk

Den største og viktigste utfordring vi står overfor i forhold til virksomheten på norsk kontinentalsokkel er å videreutvikle og styrke kontinentalsokkelens konkurransekraft. Uten en konkurransedyktig kontinentalsokkel vil vi ikke kunne sikre en fullgod ressursforvaltning. Det vil også redusere de samlede statlige inntektene.

I den senere tid har de internasjonale oljeselskapene fått tilgang til petroleumsressurser i land som tidligere ikke var tilgjengelige for dem. Dette har gitt den internasjonale petroleumsindustri nye forretningsmuligheter. Samtidig har en sett betydelige endringer i selskapsstrukturen, blant annet ved at flere av de store oljeselskapene har gått sammen til større enheter. Integrasjonen har både vært vertikal og horisontal. En har også over tid opplevd en trend der tidligere statseide oljeselskaper er blitt privatisert.

Selv om utviklingstrekkene beskrevet over kan påvirke aktivitetsnivå og effektivitet i norske områder, er det grunn til å anta at det avgjørende for oljeselskapenes interesse for norske områder er at lønnsomheten i aktuelle leteområder og i funn og felt på kontinentalsokkelen er tilfredsstillende.

2.2 Styringssystemet, aktørbildet og den statlige deltagelse

I dette avsnittet listes tiltakene som departementet foreslår i denne meldingen. Siktemålet er å bidra til at de myndighetsbestemte rammebetingelsene i størst mulig grad bidrar til å møte den hovedutfordringen næringen står overfor. Tiltakene er knyttet til styringssystemet og aktørbildet. Disse er nærmere utdypet i meldingens kapittel 4. Der omtales også det pågående arbeidet med å utrede skatte- og avgiftssystemet overfor næringen.

Noen av de tiltakene og anbefalingene som omtales i det følgende er forholdsvis store, mens mange av tiltakene er små. De tiltakene som foreslås, bidrar samlet sett til å styrke norsk kontinentalsokkels konkurransekraft.

2.2.1 Styringssystemet

Konsesjonstildelinger

- Departementet vil som hovedregel legge opp til å ha konsesjonsrunder hvert annet år for Norskehavet.
- I Nordsjøen vil departementet legge opp til at selskapene som hovedregel hvert år vil bli invitert til å foreslå areal for utlysning. På grunnlag av selskapenes forslag vil en årlig vurdere interessen og behovet for konsesjonstildelinger i Nordsjøen.
- Departementet finner det ikke hensiktsmessig å etablere langtidsplaner for konsesjonstildelinger i Barentshavet før nye boreresultater foreligger i 2001.

Gruppesøknader

- Departementet åpner for gruppesøknader for hele kontinentalsokkelen.

Tildelingskriterier

- Departementet vil videreføre det arbeidet som er igangsatt for å klargjøre alternative tildelingskriterier ved konsesjonstildelinger og eventuelle tilpasninger i eksisterende tildelingskriterier ved konsesjonstildelinger.

Søknadsdokumentasjon

- Departementet vil legge til rette for å forenkle søknadsdokumentasjonen som kreves av selskapene i forbindelse med konsesjonsrunder. Dette vil etableres før neste konsesjonsrunde i Norskehavet.
- Departementet vil før gjennomføringen av nordsjøtildelingene 2000, utarbeide standarder for søknadsinnhold for modne områder, som Nordsjøen, for å bidra til at selskapene reduserer dokumentasjonen vesentlig.

Åpning av nye områder

- Departementet tar ikke sikte på å foreta nye miljø- og fiskeriutredninger i Barentshavet nord i 2000, eller de nærmeste årene.
- Departementet vil initiere en forstudie. Dette for å klargjøre om det er grunnlag for å igangsette en konsekvensutredning om petroleumsvirksomheten i kystnære områder utenfor Nordland utover de områdene som ble åpnet i 1994.

Datatilgjengelighet

- Departementet vil fjerne kravet til obligatoriske kjøp av datapakker fra Oljedirektoratet i Norskehavet og Barentshavet sør.
- Departementet vil legge opp til at prisen på Oljedirektoratets datapakker i Norskehavet og Barentshavet sør reduseres til kun å dekke administrasjonsutgiftene forbundet med å gjøre dataene tilgjengelige.
- Departementet vil åpne for at størstedelen av seismiske og andre data som Oljedirektoratet allerede har samlet inn i Barentshavet nord, gjøres tilgjengelige for salg.

Oppfølging av letevirksomheten

- Departementet vil etablere en noe strengere praksis ved fastsettelse og forlengelse av leteperioden i utvinningstillatelsene. En vil også etablere en noe strengere praksis i forbindelse med tilbakelevering av areal til staten etter at leteperioden er avsluttet.
- Ordningen med søknad om tillatelse til bore- og brønnaktivitet i letefasen avvikles uten at dette får betydning for den etablerte samtykkeordningen.
- Departementet og Oljedirektoratet vil gjennomgå prosedyrer og arbeidsform i oppfølgingen av letevirksomheten for å sikre at en ikke utilsiktet påvirker selskapenes forretningsmessige beslutninger.

Miljø- og fiskerivilkår i forbindelse med 16. konsesjonsrunde

- Departementet vil be rettighetshaverne utforme et overvåkningsprogram i konsekvensutredninger som følger plan for utbygging og drift i Møre I-området.
- Departementet vil utvide og samordne den eksisterende biologiske overvåkningsaktiviteten av levende marine ressurser i Norskehavet for å kartlegge eventuelle effekter av petroleumsaktiviteten i dette området.
- Departementet vil øke innsatsen for å klargjøre konsekvenser av og utrede mulige tiltak for å forebygge og avbøte negative effekter av eventuelle akutte utslipp i forbindelse med operasjoner på dypt vann.
- Departementet vil i samarbeid med Norges forskningsråd og industrien, samordne og øke innsatsen for å bedre kunnskapsgrunnlaget om langtids-effekter av utslipp til sjø, fortrinnsvis av kjemikalier og produsert vann.

Utbyggings- og driftsfasen

- Departementet vil kreve en redegjørelse i plan for utbygging og drift (PUD) om hvilke nye forretningsmuligheter en kan se for seg i tilknytning til det prosjekt det søkes godkjenning for, og som kan føre til et høyere investeringsnivå for prosjektene enn det som er beskrevet i PUD. Departementet har utgitt en ny veiledning for PUD og PAD der det går fram at departementet skal ha informasjon om hvilke usikkerheter prosjektene står overfor og hvordan rettighetshaver behandler denne usikkerheten i kostnadsestimater.
- Departementet vil årlig gi Stortinget en samlet redegjørelse om kostnads- og lønnsomhetsutviklingen for de enkelte prosjekter hvor PUD eller PAD er blitt forelagt myndighetene.
- Departementet foreslår at Stortinget gir Kongen fullmakt til å godkjenne PUD/PAD for utbygginger med investeringer inntil 10 mrd. kroner. Det vil bli fremmet forslag om dette i tilknytning til statsbudsjettet for 2001.

Andre tillatelser og godkjenninger i utbyggings- og driftsfasen

- Kravet om innsendelse av en erklæring om ikke å igangsette utvinning i henhold til forskrift til petroleumsloven § 17 bortfaller.
- Kravene om fem tillatelser i forbindelse med de fiskale målesystemer tas bort. Bestemmelsene erstattes med en omtale av målesystemene i planer for utbygging og drift eller planer for anlegg og drift (PUD/PAD), samt et krav om samtykke til bruk av målesystemene.
- Ordningen med søknad om tillatelse til brenning og /eller kaldventilering av petroleum avvikles.
- Ordningen med tillatelser til bore- og brønnaktivitet på felt i produksjon på ressursforvaltningsområdet avvikles. Helse-, miljø- og sikkerhetsforhold vil fortsatt bli ivaretatt gjennom samtykkeordningen.

Vederlag for transport- og behandlingstjenester – tariffer

- Departementet vil i samarbeid med industrien videreutvikle prinsipper og retningslinjer for etablering av avtaler for tredjeparts bruk av prosesserings-tjenester offshore.

Disponering av innretninger etter endt bruk i petroleumsvirksomheten

- Departementet vil i et nytt forelegg foreslå at Stortinget gir regjeringen fullmakt til å fatte disponeringsvedtak for innretninger innenfor nærmere gitte rammer.
- Departementet vil legge fram for Stortinget et forslag til prinsipper for disponering av rørledninger og kabler.

Tilpasninger innenfor andre politikkområder

- Departementet vil arbeide videre med det siktemål å bedre informasjonsutvekslingen og begrense mulige effektivitetstap i grensesnittene mellom britisk, dansk og norsk kontinentalsokkel.
- Kommunal- og regionaldepartementet vil bygge videre på samarbeidet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) hvor sikkerhetsmyndighetene i landene rundt Nordsjøen arbeider for økt grad av harmonisering av regelverkskrav, blant annet med sikte på en friere flyt av flyttbare innretninger over kontinentalsokkelgrensene.
- Departementet vil ikke stille krav om egen organisasjon i Norge for selskaper som ikke er operatører på kontinentalsokkelen og som har eierandeler med lite økonomisk omfang.

Petroleumslovgivningen

- Ansvar for og utformingen av de deler av samarbeids- og regnskapsavtalene som regulerer forholdet mellom rettighetshaverne, overlates til industrien. Dette påvirker ikke myndighetenes mulighet til styring og kontroll med virksomheten.
- Departementet vil igangsette et arbeid med nærmere analyse og vurdering av petroleumslovgivningen med vekt på eventuelle forbedringer av fleksibilitet, effektivitet og forutsigbarhet.
- I forbindelse med revisjon av det underliggende regelverket på helse-, miljø- og sikkerhetsområdet, vil Kommunal- og regionaldepartementet arbeide for økt grad av samordning mellom de involverte tilsynsmyndigheter.

2.2.2 Aktørbildet*Rettighetshavere og operatører i felt og transportsystemer*

- I konsesjonsrundene fremover vil departementet nøye vurdere hvordan en gjennom konsesjonstildelingene kan legge til rette for bedre balanse i de operative miljøene, slik at flere kompetente selskaper får bedre mulighet til å utvikle sine operatørorganisasjoner i Norge.
- I valgsituasjoner ved samordning av felt (unitisering) og tildelinger av åpent areal som inneholder påviste ressurser (tilleggstildelinger), vil myndighetene nøye vurdere konsekvensene på operatørbildet av alternativer.
- Det er vanskelig for myndighetene å etablere en generell oppfatning om hvilke samarbeids- og konsortiemodeller som er best egnet for de ulike felt i de ulike faser og for de ulike funksjoner. Myndighetene har allikevel den holdning at selskapene på kontinentalsokkelen i større grad bør søke å utnytte den samlede kompetansen i de ulike rettighetshavergruppene.

Nye rettighetshavere på kontinentalsokkelen

- Departementet er generelt positiv til deltagelse fra mindre oljeselskaper, nedstrømsselskaper og leverandørindustri som rettighetshavere og som operatører på kontinentalsokkelen.
- Kompetansekravene for operatører er uforandret sammenlignet med tidligere. Dette innebærer at det stilles krav til både finansiell styrke, teknisk kompetanse, herunder forståelse av geologien i det berørte området, samt at en har god erfaring med selskapets virksomhet. Det stilles fortsatt samme krav til helse, miljø og sikkerhet.
- Kompetansekravene for deltakere tilpasses slik at det fortsatt stilles krav om finansiell styrke, samt at en fortsatt må ha en god erfaring med selskapets virksomhet. Departementet vil ikke stille like strenge krav som i dag innenfor alle fagområder som faller inn under kriteriet teknisk kompetanse. Det nye ligger i at departementet legger opp til at det er tilstrekkelig at deltakerne på kontinentalsokkelen må besitte geologisk eller annen teknisk kompetanse. Innenfor det aktuelle området selskapet har kompetanse, vil kravene være tilsvarende dagens krav.
- Departementet vil etablere et prekvalifiseringssystem der nye selskaper kan få en forhåndsvurdering av sine kvalifikasjoner som rettighetshavere og operatører før de erverver seg andeler.

2.2.3 Statens inntekter fra petroleumssektoren

Utforming og nivå på de fiskale rammevilkårene påvirker oljeselskapenes interesse for aktivitet i Norge. Oljeselskapene vurderer kontinuerlig de investeringsmuligheter som finnes i ulike regioner. Det er oljeselskapenes vurdering av lønnsomhet og risiko i et prosjekt som er avgjørende for om de vil foreslå prosjektet gjennomført. Stabiliteten og forutsigbarheten i de rammebetingelser næringen står overfor, vil også påvirke selskapenes holdning til nye investeringsprosjekter.

Selskapene har hovedansvaret for å utvikle ressursene effektivt. Med statlig deltagelse i virksomheten og høyt skattenivå, vil en eventuell vridende effekt i de fiskale rammevilkårene ha stor betydning for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten og dermed for selskapenes tilpasninger. Det er derfor avgjørende å utforme beslutningsnøytrale fiskale rammevilkår med minst mulig vridende effekter.

Skatte- og avgiftssystemet bør være tilpasset de utfordringer en står overfor på kontinentalsokkelen. Fremtidige utbyggingsprosjekter forventes gjennomgående å være vesentlig mindre enn de største feltene som er i produksjon. For å sikre videre utvikling av den norske ressursbasen og bidra til å avdempe fallet i investeringsnivået, er det avgjørende at vi evner å utvikle denne type felt. Et system med statlig deltagelse og et høyt skattenivå kan få konsekvenser for de kommersielle selskapers deltagelse, og vil således kunne påvirke den totale verdiskapingen i næringen.

Som en oppfølging av Stortingets vedtak i forbindelse med behandling av revidert nasjonalbudsjett 1999 og St.meld. nr. 37 (1998-99), har regjeringen nedsatt et ekspertutvalg for å utrede petroleumsskattesystemet. Utvalget skal vurdere om petroleumsskattesystemet bidrar til samfunnsøkonomisk god utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen. Blant annet skal utvalget vurdere om skattesystemet virker nøytralt i forhold til selskapenes beslutnin-

ger om leting, utbygging, drift og ilandføring. Utvalget skal legge fram en endelig rapport til Finansdepartementet i juni 2000.

2.3 Gassvirksomheten

Produksjonen av gass utgjør om lag 20 pst. av den totale petroleumsproduksjonen, men andelen vil øke de neste årene. Over halvparten av de påviste gjenværende petroleumsressursene er naturgass.

Oljedirektoratet antar at de gjenværende gassressursene kan komme opp i rundt 6000 mrd. Sm³. De totale leveringsforpliktelsene som norske selgere av gass har påtatt seg, er på omlag 1600 mrd. Sm³. Kjøperne har i kontraktene en viss fleksibilitet med hensyn til hvor store volum de må motta. 1600 mrd. Sm³ representerer årlig et avtak på 100 pst. i kontraktene av de volum som kjøperne kan kreve, og som norske selgere er forpliktet til å levere. Kjøperne kan som regel ta opp mot 110 pst. i kontraktene. Det er likevel vanlig at avtaket i kontraktene ligger på rundt 90 pst.

Den europeiske gassindustrien er inne i en periode med betydelige endringer karakterisert ved markedsliberalisering og restrukturering blant gasselskapene. Departementet er opptatt av hvilke markedsmessige rammer norsk gassvirksomhet vil stå overfor.

Det er en rekke karakteristika som er særegen for gass. Et av de viktigste er at naturgass ikke har et eget, dedikert marked som f.eks. olje i bensinmarkedet. Gass brukes fortrinnsvis i stasjonære anvendelser for varmeformål og kraftgenerering, hvor gassen er i stadig konkurranse med ulike energikilder som olje, kull og atomkraft.

Med unntak av områder hvor forsyningen av gass er begrenset av mangel på infrastruktur (som i enkelte områder i den sørlige og nordlige deler av Europa) har naturgassens andel av det direkte energiforbruket i industrien nådd et nivå på rundt 25-30 pst. og har fortrenget olje og kull. På grunn av de miljømessige og varmemessige fordelene som knytter seg til bruk av gass, har gass historisk blitt priset noe høyere enn konkurrerende energibærere. Det er grunn til å anta at dette forholdet vil vedvare.

Innenfor husholdningssektoren har naturgass tatt betydelig mindre andeler, og her eksisterer det store regionale variasjoner påvirket av klima og befolkningstetthet. I dette markedsegmentet konkurrerer naturgass med fyringsolje og elektrisitet, og prisen på elektrisitet er derfor også en viktig faktor som bidrar til å bestemme prisutviklingen for naturgass. Transformasjonstapet fra primærenergi til elektrisitet gir isolert sett gass en kostnadsfordel i forhold til elektrisitet. Dette gjør at naturgass har et potensiale for videre vekst i dette markedet, men som også er begrenset av utbygging av distribusjonsnettverk. Den videre veksten har blitt begrenset av at differansen mellom prisen på gass og elektrisitet i enkelte markeder har vært liten. Dette har vært tilfelle i Norge, Sverige og Frankrike. I Norge og Sverige har det tradisjonelt vært en god tilgang på vannkraft. I Frankrike har myndighetene bygd ut en stor kjernekraftsektor som har ført til stor og billig tilgang på kraft.

Etter som liberaliseringen av både elektrisitets- og gassmarkedet går videre, er det antatt at prisene i minkende grad vil påvirkes av slike særegne nasjonale forhold. Det er likevel grunn til å anta at det fremdeles vil være et

betydelig potensiale for nasjonale myndigheter til å påvirke de relative prisene gjennom ulik beskatning av gass, kull og oljeprodukter.

For å bedre forvaltningen av naturgassressursene vil departementet arbeide videre med å klarlegge grunnlaget for at flere felt kan yte tjenester som bidrar til bedret ressursutnyttelse.

2.4 Situasjonen i norsk leverandørindustri

Det dramatiske fallet i oljeprisen gjennom 1998 og i begynnelsen av 1999 førte til at oljeselskapene utsatte beslutninger om nye store feltutbygginger på kontinentalsokkelen. Fordi mange kontrakter allerede var inngått før selskapene utsatte nye investeringer, fikk ikke prisfallet noen umiddelbar effekt på aktiviteten i leverandørindustrien. Mangelen på utbyggingsoppdrag slo først for alvor ut i leverandørindustrien sommeren 1999.

Fallet i oljeprisen og den påfølgende prosjekttørken kom i en periode med historisk toppnivå for investeringene på kontinentalsokkelen. I denne perioden var det en oppbygging av kapasiteten i leverandørindustrien. Dette førte til en betydelig økning i antall ansatte ved fabrikkasjonsverftene og i ingeniørselskapene. Kapasitetsoppbygging, etterfulgt av prosjektutsettelse, har ført til et brått fall i etterspørselen etter leverandørindustriens tjenester og produkter.

Norsk leverandørindustri står overfor store utfordringer forårsaket av en gradvis modning av norsk kontinentalsokkel, ny teknologi og en midlertidig prosjekttørke. Det forventes at det også i fremtiden vil være betydelig aktivitet på norsk kontinentalsokkel. I tillegg vil leverandørmarkedet i større grad endres mot undervannssystemer og investeringer i andre utbyggingsløsninger og teknologier enn de vi ser i dag.

I en situasjon med lavere aktivitetsnivå og endret etterspørsel, har leverandørindustrien behov for en viss nedbemanning og omstrukturering. Deler av industrien må finne nye markedssegmenter for å sikre fremtidig virksomhet og videre vekst, mens andre deler av bransjen vil oppnå vekst innen etablerte kjerneområder eller ved å styrke kompetansen innen områder hvor de til nå har hatt begrenset aktivitet. Tydeligst er dette i de store leverandørselskapene som i løpet av 1999 endret sine forretningsstrategier, og satte i gang omstrukturering av virksomheten for å tilpasse seg utviklingen på norsk kontinentalsokkel.

2.5 Prosjektrettet teknologiutvikling

I forbindelse med departementets gjennomgang av mulige tiltak for å bedre konkurransesituasjonen for kontinentalsokkelen i St. meld. nr. 37 (1998-99), ble teknologi identifisert av industrien som den viktigste enkeltfaktor og det mest målrettede tiltak for å redusere kostnadsnivået på kontinentalsokkelen. Dette vil også forbedre lønnsomheten i prosjektene og konkurransekraften i petroleumsnæringen.

Demo 2000 ble igangsatt som et bredt anlagt samarbeid mellom internasjonale og norske oljeselskaper, leverandørindustri og norske forskningsinstitusjoner. Aktivitetene er rettet inn mot raskere å modne effektiv teknologi- og

feltutvikling på norsk kontinentalsokkel, med tanke på å utvikle internasjonalt rettet teknologi og produkter.

Samarbeidsprogrammet Demo 2000 innen prosjektrettet teknologiutvikling ble igangsatt gjennom en bevilgning på 100 millioner i revidert nasjonalbudsjett for 1999. Ytterligere 100 millioner kroner er bevilget over statsbudsjettet for 2000.

Med basis i den omfattende interessen som Demo 2000-samarbeidet har fått, ser en nå konturene av et omfattende teknologisk løft på kontinentalsokkelen. Gjennom de 100 millioner som ble bevilget i 1999 (fase 1) er det kommet inn 211 søknader for nærmere 1 milliard kroner. Disse er fordelt på et 20-talls pilotprosjekter hvor oljeselskaper og leverandørindustri er tungt involvert sammen med berørte forskningsinstitusjoner i finansiering og uttesting.

Til sammen ligger bevilgningen i 1999 an til å generere nærmere 400 millioner kroner til kvalifisering av mer kostnadseffektiv teknologi når myndighetenes og næringens ressursinnsats ses under ett. Med de hundre millioner kroner som er bevilget over budsjettet for 2000 (fase 2) ligger Demo 2000 an til å realisere pilotprosjekter for mellom 600 - 800 millioner kroner.

Kvalifisering av nøkkelteknologi under Demo 2000-programmet åpner for markante sprang i utbyggingskostnadene med siktemål å få en betydelig reduksjon i balanseprisene.

Som høykostområde vil resultatene av teknologiutviklingen være av strategisk betydning for norsk kontinentalsokkels langsiktige konkurranseevne. Effektivitetsforbedringer på dette feltet vil føre til ny aktivitet gjennom økt lønnsom feltutvikling og en mer internasjonalt konkurransedyktig petroleumsnæring.

I lys av de positive erfaringene med Demo 2000-samarbeidet og utsiktene for videre verdiskaping og konkurransekraft som ligger i fremtidig teknologiutvikling, vil det være aktuelt å etablere et mer varig system for mer intensivt teknologi- og forskningssamarbeid innen sektoren.

Videreføring av Demo 2000-samarbeidet utover den treårsperioden som opprinnelig ble skissert, vil innebære en langsiktig teknologisk satsning forankret i de perspektiver en ledende teknologiutvikling på kontinentalsokkelen tilsier. Hovedelementene i dette er å videreutvikle teknologi med tanke på 1) å realisere omfattende sprang i kostnadsnivået gjennom kvalifisering av nye generasjoner utvinnings- og utbyggingsløsninger, 2) etablere minimal reservoarusikkerhet ved leting og utvinning, 3) realisere verdiskapningsløft i modne feltområder og på dypt vann på kontinentalsokkelen. 4) Dette vil kunne bidra til et bedre grunnlag for økt konkurransekraft innen internasjonale vekstområder.

2.6 Norsk petroleumsindustri sin posisjon i internasjonale markeder

Norske oljeselskaper og norsk leverandørindustri er bygget opp som følge av en omfattende virksomhet på norsk kontinentalsokkel. Når kontinentalsokkelen blir mer moden og investeringsnivået faller vil det være en utfordring å benytte den kompetansen som er bygget opp til å internasjonalisere virksomheten. Norge har i dag 1,5 pst. av et internasjonalt marked for varer og tjenester til oljevirksomheten som anslås til over 1600 mrd. kroner av British Trade

International. Det må være et mål å øke den norske leveransen til dette markedet betydelig.

Oljeselskapene vil stå i en særstilling når det gjelder norske direkte investeringer i utlandet. I årene fremover planlegger de norske oljeselskapene investeringer på 10 – 12 milliarder kroner årlig. Satsingen skjer i flere land, men med en hovedvekt på investeringer i Angola (Hydro og Statoil) og Aserbajdsjan (Statoil).

Regjeringen mener at det er et viktig hensyn at internasjonalisering av norske oljeselskaper og industri skal gjennomføres under bibehold av et høyt etisk nivå og med respekt for menneskerettigheter, og med det mål at en skal få til en mer rettferdig fordeling av petroleumsinntektene.

Styrking av intsok er et viktig virkemiddel i internasjonaliseringsarbeidet. intsok vil arbeide mot utvalgte prosjekter for å bidra til å sikre norsk industri kontrakter. petrad bør styrkes slik at det kan støtte opp under bestrebelsene på å internasjonalisere norsk industri.

Den norske modellen for styring av oljevirkksomheten og den samfunnsmessige innpassing av en stor olje- og gassektor i norsk økonomi har fått oppmerksomhet internasjonalt. Mange oljeproduserende land ønsker å trekke lærdom av de norske erfaringene. Interessen for norsk oljepolitikk og vår industris ønske om å internasjonalisere seg, aktualiserer behovet for gjennomføring av prosjekter i samarbeidsland i samband med utforming av en olje- og gasspolitikk. Departementet vil løpende arbeide for en effektivisering av det samlede virkemiddelapparatet for internasjonalisering. En vil herunder se på finansieringsordningene for prosjektstøtte.

2.7 Oljemarkedet

Historien viser at det er vanskelig å forutsi prisutviklingen på råolje med stor grad av nøyaktighet. Usikkerheten øker med tiden og er knyttet til en rekke variabler som er bestemmende for tilbud og etterspørsel etter olje. For perioder langt fram i tid vil prisprognoser måtte involvere et betydelig element av skjønn.

De langsiktige prisprognosene har de seneste 10 – 20 år gjennomgående vært for optimistiske. Enkelte prognoser utarbeidet tidlig i 1980-årene anslo at oljeprisen ville stige til over 100 USD/fat i dagens pengeverdi. Prognosene var basert på at olje er en ikke-fornybar ressurs og antakelsen om at prisen vil øke etter hvert som ressursene tømmes og økende knapphet oppstår.

Disse prognosene undervurderte betydningen av den teknologiske utviklingen, som i vesentlig grad har forbedret industriens evne til å finne og utvinne olje. Som følge av dette har tilbudet av olje økt kraftig og hindret at oljeprisen har steget, på tross av at også oljeetterspørselen har økt betydelig.

De viktigste usikkerhetsfaktorene for oljeprisen på lang sikt holder en for å være:

- OPECs pris- og produksjonspolitik,
- den teknologiske utviklingen på tilbudssiden og etterspørselsiden i oljemarkedet,
- kriger og politisk uro i produsentlandene og
- miljø- og klimatiltak rettet mot energibruk.

På 10 - 20 års sikt antar en at oljeprisen vil styrke seg noe sammenlignet med siste halvdel av 1990-årene, dvs. realpriser opp mot 20 USD/fat. Bakgrunnen for dette er at en antar at oljeforbruket i verden vil øke mer enn økningen i produksjonen fra oljeprodusenter utenfor OPEC. Dette vil føre til at OPECs markedsandel og markedsrett vil øke. En antar videre at høyere markedsandel for OPEC etter hvert vil gi seg utslag i høyere oljepriser.

2.8 Oljedirektoratets årsberetninger for 1998 og 1999

Oljedirektoratets årsberetninger for 1998 og 1999 foreligger som uttrykte vedlegg. Årsberetningene ble forøvrig distribuert til stortingsrepresentantene henholdsvis våren 1999 og våren 2000.

Årsberetningene omtaler de viktigste delene av Oljedirektoratets virksomhetsområde, som er ressursforvaltningen på kontinentalsokkelen og sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltningen. Årsberetningen gir også en omtale av miljøtiltak i petroleumsvirksomheten, en oversikt over Oljedirektoratets internasjonale samarbeid, direktoratets prosjekter og organisasjon. Årsberetningene gir dessuten en rekke statistiske oversikter for olje- og gassvirksomheten.

2.9 Helse, miljø og sikkerhet

Hovedkonklusjonen i Oljedirektoratets tilsyn er at olje- og gassvirksomheten foregår innenfor forsvarlige rammer i samsvar med regelverket som gjelder for virksomheten. Olje- og gassvirksomheten vil i en tid fremover fortsatt være preget av et høyt aktivitetsnivå, stort beslutningstempo og en økende kompleksitet både teknisk og organisatorisk. I en slik situasjon er det viktig at myndighetene kontinuerlig arbeider for å holde sikkerhetsnivået og risikoutviklingen på et forsvarlig nivå. Oljedirektoratets utfordring blir å utvise den nødvendige tilpasningsevne og kreativitet for å kunne gjennomføre et effektivt tilsyn ved hjelp av de tilgjengelige ressurser. Videre vil det løpende måtte vurderes om det er behov for endringer i regelverket, tilsynsmetodikken eller virkemiddelbruken, for å ta hensyn til eventuelle endringer i aktørbildet.

Observasjoner og vurderinger gjort av Oljedirektoratet de siste årene på bakgrunn av direktoratets tilsyn, indikerer at det samlede risikonivået er i ferd med å øke. Dette er en utvikling myndighetene tar alvorlig. Både myndigheter og næring stilles nå overfor utbedringen i det å sette ambisiøse mål for lønnsomheten samtidig som kravet til forsvarlig helse, miljø og sikkerhet skal opprettholdes.

Ettersom det fremdeles inntreffer uakseptable ulykker og skader som kunne vært unngått, vil en fortsatt videreutvikle sikkerheten og arbeidsmiljøet i olje- og gassvirksomheten.

Mens utfordringene tidligere besto i å bringe risiko og skadetall ned til et akseptabelt nivå, vil utfordringen i årene fremover først og fremst være å hindre at utviklingen fører til at risikoen og dermed ulykker og skader igjen vil øke.

- De grunnleggende prinsippene som dagens regelverk og tilsynsregime bygger på innenfor helse, miljø og sikkerhet, videreføres i den fremtidige forvaltningen.

- Ordningen med et koordinert myndighetstilsyn i olje- og gassvirksomheten videreføres og styrkes.
- Det løpende tilsynet med helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten vil bli gitt nødvendig prioritet, basert på de erfaringer myndighetene har med risikonivået.
- Det må fortsatt stilles krav til teknologiske kompetanse og erfaring innenfor helse, miljø og sikkerhet til fremtidige samlede rettighetshavergrupper.
- Det legges vekt på veiledning av nye aktører med hensyn til forståelse av regelverk, tilsynsordning og prinsippene for kommunikasjon og dialog med myndighetene.
- Kommunal- og regionaldepartementet har igangsatt et arbeid for å kunne frembringe en oversikt over utviklingen av risikonivået på kontinentalsokkelen. En slik oversikt vil kunne danne grunnlag for å ta stilling til utviklingstrekk og for å kunne styre innsatsen slik at effekten av tiltakene blir størst mulig.
- Det legges vekt på tilsynet med hvordan ordningene for arbeidstakermedvirkning ivaretas i en nytt og mer komplekst aktørbilde.

Ordningen med et koordinert myndighetstilsyn i olje- og gassvirksomheten videreføres og styrkes.

3 Utviklingstrekk av betydning for norsk kontinentalsokkel

3.1 Innledning

Den største og viktigste utfordring vi står overfor i forhold til virksomheten på norsk kontinentalsokkel, er å videreutvikle og styrke norsk kontinentalsokkels konkurransekraft. Uten en konkurransedyktig kontinentalsokkel vil vi ikke kunne sikre en fullgod ressursforvaltning. Det vil også redusere de samlede statlige inntektene.

I dette kapitlet analyseres de utfordringene vi står overfor på ressursområdet. Tiltak for å møte denne hovedutfordringen gis i kapittel 4.

3.2 Norsk kontinentalsokkels konkurransekraft

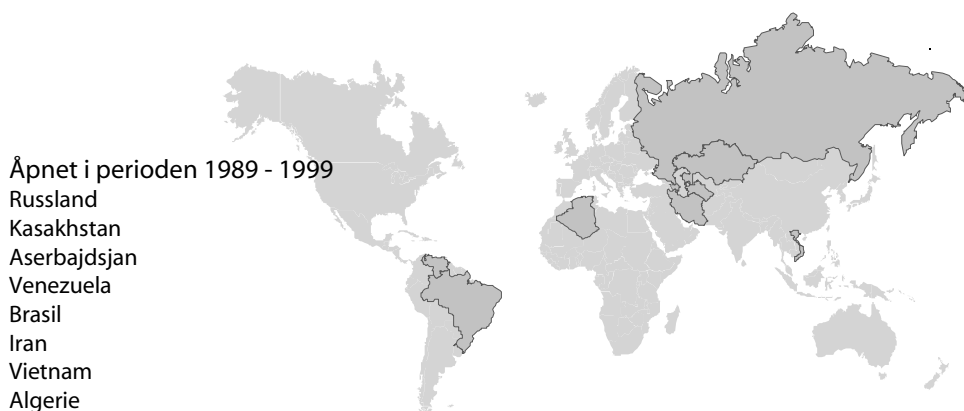
I den senere tid har de internasjonale oljeselskapene fått tilgang til petroleumsressurser i land som tidligere ikke var tilgjengelige for dem. Dette har gitt den internasjonale petroleumsindustrien nye forretningsmuligheter. Samtidig har en sett betydelige endringer i selskapsstrukturen blant annet ved at flere av de store oljeselskapene og leverandørselskapene har gått sammen til større enheter. Integrasjonen har både vært vertikal og horisontal. En har også over tid opplevd en trend der tidligere statseide oljeselskaper er blitt privatisert. Disse strukturendringene vil kunne påvirke selskapenes vurdering av nye investeringer i Norge og for hvor effektivt våre ressurser blir utviklet. Dette er delvis omtalt i avsnitt 3.2.1 og for leverandørnæringen i kapittel 6.

Selv om utviklingstrekkene beskrevet over kan påvirke aktivitetsnivået og effektiviteten i norske områder, er det grunn til å anta at det avgjørende for oljeselskapenes interesse for norske områder er at lønnsomheten i aktuelle leteområder og i funn og felt på kontinentalsokkelen er tilfredsstillende. I avsnitt 3.2.2 gjennomgås sentrale elementer når det gjelder lønnsomheten i nye prosjekter på kontinentalsokkelen.

3.2.1 Strukturendringene i oljenæringen

De internasjonale oljeselskapenes tilgang til petroleumsressurser i andre land

En ser nå at petroleumsressurser i nye områder gjøres tilgjengelige for de internasjonale oljeselskapene, jf. figur 3.1. Dette gjelder både områder som ikke har vært tilgjengelige for disse selskapene tidligere og områder som gjenåpnes etter å ha vært lukket i en periode. Områdene rundt Det kaspiske hav i det tidligere Sovjetunionen, Brasil og OPEC-land som Venezuela er blant de områdene som nå er gjort tilgjengelige. I disse landene er det investeringsprosjekter med høy forventet lønnsomhet for selskapene. Åpnes det for utenlandske selskapers deltagelse i land som Saudi-Arabia og Kuwait, kan selskapenes portefølje av lavkostressurser øke vesentlig.



Figur 3.1 Åpning av nye områder for de internasjonale oljeselskapene.

Den internasjonale oljeindustriens tilgang til petroleumsressurser i nye områder kan påvirke aktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Åpning av nye områder gjør at selskapene får tilgang på flere investeringsprosjekter med høyere avkastning enn de tidligere har hatt. Dette kan medføre at norske prosjekter kan bli prioritert lavere enn tidligere innenfor selskapenes prosjektportefølje.

Dersom et prosjekt er lønnsomt for selskapene, innebærer det at risikojustert avkastning på investert kapital er minst like god som ved alternative plasseringer av selskapenes midler. På kort sikt kan kapasitetsbegrensninger, for eksempel av teknisk, personellmessig eller finansiell art, gjøre at ikke alle lønnsomme prosjekter i et selskaps portefølje realiseres. Realisering av lønnsomme prosjekter medfører en merverdi for selskapene. Det er således naturlig å anta at denne type kapasitetsbegrensninger ikke vil hindre gjennomføring av lønnsomme prosjekter på noe lengre sikt når selskapene kan tilpasse sin kapasitet til den nye virkeligheten. Om enkelte aktører skifter fokus og ikke ønsker å utvikle annet enn de aller mest lønnsomme prosjektene, vil ventelig andre aktører ønske å gå inn og overta deres engasjement så lenge avkastningen på kapitalen i prosjektene er over hva en kan oppnå ved alternative plasseringer.

Selv om de internasjonale oljeselskapenes tilgang til nye petroleumsressurser sannsynligvis ikke vil medføre at selskapene reduserer sine aktiva i Norge i vesentlig grad, kan det påvirke hvor effektivt de deltar på kontinentalsokkelen. Olje- og gassvirksomhet er en høyteknologisk industri som omfatter mange fagdisipliner. For at hvert selskap skal kunne se seg tjent med å sette inn tilstrekkelig gode ressurser i Norge, er det også viktig at de har en tilstrekkelig kritisk masse i sin norske portefølje og i enkeltprosjekter. Er ikke dette tilfelle, kan fokus på ledernivå flyttes fra Norge til områder som for en gitt investering gir større økonomisk avkastning. Dette vil igjen gjenspeiles i hvilke områder selskapene setter inn sine dyktigste menneskelige ressurser. Økt tilgang på nye områder kan derfor gjøre at det blir viktigere enn før at selskapene har en kritisk masse av tilstrekkelig omfang slik at de kan bruke sine beste ressurser her. En slik kritisk masse er avhengig av prosjektenes stør-

relse og lønnsomhet, eierandelens størrelse, SDØE-deltagelsen og skattenivået.

Mulige effekter på oljeprisen er en annen mekanisme som kan gjøre at åpning av nye områder kan påvirke aktivitetsnivået i Norge. Dette skyldes at de internasjonale selskapenes økte tilgang på investeringsprosjekter i nye områder vil kunne svekke produsentlandenes muligheter for å gjennomføre tilbudsstabiliserende tiltak. En slik utvikling kan bety lavere oljepriser. Lavere priser vil så igjen kunne gjøre tidligere lønnsomme investeringsprosjekter på norsk kontinentalsokkel mindre lønnsomme og dermed være av betydning for utviklingen av norske ressurser.

Det er ulike risiki, blant annet av politisk art, knyttet til aktiviteter i ulike land. Det er grunn til å forvente at selskapene også i fremtiden vil ønske å ha en geografisk diversifisert portefølje av aktiviteter. Dette vil bidra til å redusere selskapenes sårbarhet for politiske endringer i de ulike landene. Dette trekker i retning av at norske områder fortsatt vil være interessante, selv på kort sikt, så lenge aktiviteten gir en tilfredsstillende avkastning.

Dersom tilgangen på petroleumsressurser fra de nye områdene ikke påvirker oljeprisen, er det således liten grunn til å tro at selskapenes interesse for norske områder blir vesentlig endret av at den internasjonale oljeindustrien får tilgang til ressurser i nye områder. Det kan likevel ta lengre tid å utvikle ressursene, og ressursene vil muligens bli utviklet av andre selskaper. Effektiviteten i selskapenes deltagelse vil kunne bli påvirket negativt. Skulle en slik åpning slå ut i lavere oljepriser, vil dette i betydelig grad kunne påvirke interessen for høykostområder som Norge. Hvor sterkt et slikt utslag blir, vil avhenge av effekten på oljeprisen.

Strukturendringer på oljeselskapssiden

De siste par årene har vært preget av store sammenslutninger i oljebransjen. Total/Petrofina / Elf, BP / Amoco / Arco og Exxon/Mobil har allerede fusjonert eller gjennomfører sine fusjoner. Norsk Hydro har overtatt Saga og i den forbindelse overført en del av Sagas portefølje til Statoil. Konsolideringstrenden har blant annet vært forårsaket av et økt kostnadsfokus som følge av de lave oljeprisene i 1998-99 og troen på at dette best kan løses ved at de enkelte selskaper blir større. Norsk kontinentalsokkel er viktig for alle de involverte selskapene.

I de senere årene har mange tidligere statseide oljeselskaper blitt helt eller delvis privatisert. BP, Elf og Total er eksempler på tidligere statseide selskaper der myndighetene i de respektive land har brakt privat kapital inn på eiersiden i selskapene.

Det er liten grunn til å tro at de nevnte fusjonene eller privatiseringen alene vil ha noen vesentlig innvirkning på selskapenes interesse for norsk kontinentalsokkel. Fusjonene gjør likevel at antallet selskaper som er aktive på kontinentalsokkelen, reduseres. Dette vil kunne svekke mangfoldet, men samtidig legge til rette for utnyttelse av stordriftsfordeler. De selskapene som deltar i de største fusjonene har uttalt at de oppfatter sine porteføljer på norsk kontinentalsokkel som små og at dette har gjort det krevende å sikre effektivitet i organisasjonene. Det er derfor grunn til å tro at fusjonene kan bidra til økt effektivitet. Privatiseringen vil på noe sikt kunne bidra til økt effektivitet i

de aktuelle selskapenes operasjoner. Det er vanskelig å ha noen klar formening om i hvilken grad denne utviklingen i seg selv vil ha avgjørende betydning for disse eller andre selskapers interesse for nye investeringer på norsk kontinentalsokkel. At selskapene blir mer effektive, vil også kunne bidra til økt verdiskaping i deres norske operasjoner.

Når oljeprovinser blir mer modne, har man sett en trend der de store selskapene erstattes av mindre selskaper som har spesialisert seg på utnyttelse av ressurser i felt som er små og i større felt som er i en haleproduksjonsfase. Fusjonene en har sett, vil ventelig snarere forsterke enn svekke denne trenden. Utviklingen kan således ha betydning for de største selskapenes interesse for de modne områdene på kontinentalsokkelen.

Dersom vi over tid får nye fusjoner blant de selskaper som er tilstede på kontinentalsokkelen, vil det likevel kunne få stor betydning både for aktørbildet og for det norske petroleumsmiljøet. Dette vil igjen kunne få betydning for vår petroleumspolitik og den totale verdiskapingen på kontinentalsokkelen.

Aktørbildet på kontinentalsokkelen er nærmere behandlet i kapittel 4.3.

3.2.2 Lønnsomheten i nye prosjekter

Rettighetshaverne vurderer kontinuerlig de investeringsmulighetene som finnes i områdene hvor de har eierandeler. Det er rettighetshavergruppens vurdering av lønnsomheten i et prosjekt etter skatt som er avgjørende for om den vil foreslå prosjektet gjennomført.

Lønnsomheten ved et prosjekt bestemmes av prisen på olje og gass, mengder olje og gass som kan utvinnes samt kostnadene ved realisering av ressursene. Stabiliteten i rammebetingelsene virksomheten står overfor vil påvirke hvor høy avkastning selskapene vil kreve for å igangsette et prosjekt. Størrelse og beliggenhet av ressursene – ressursbasen - er en sentral, naturgitt faktor som påvirker kostnadsnivået. Også skatter og avgifter samt den statlige deltaelsen vil påvirke lønnsomheten for selskapene.

For det enkelte selskap vil deres aktivitetsnivå i Norge således være bestemt av lønnsomheten i den feltportefølje de i dag sitter på, og den de forventer å erverve seg fremover.

I dette avsnittet foretas det en gjennomgang av sentrale elementer for investeringsprosjekters lønnsomhet. Dette inkluderer investeringer både i leting og utforskning, investeringer i tilknytning til nye funn og investeringer ved eksisterende felt.

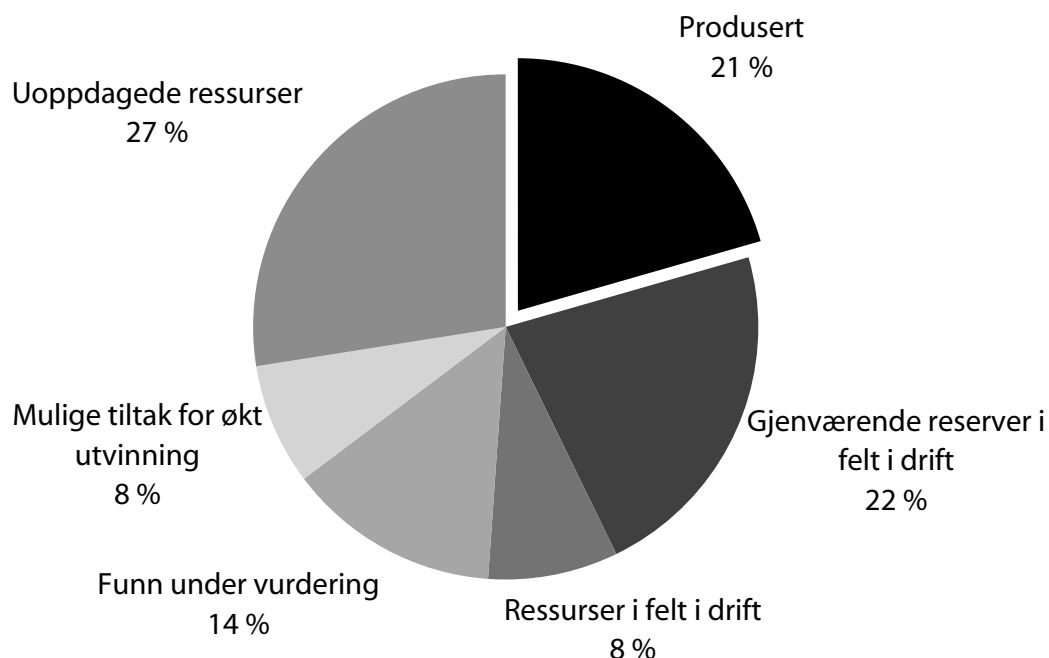
Ressursbasen

Det er en betydelig ressursbase på norsk kontinentalsokkel. Denne fordeler seg på felt i drift, funn under vurdering, funn uten utbyggingsplaner samt uoppdagede ressurser, jf. figur 3.2. Om lag 21 pst. av de samlede ressursene på kontinentalsokkelen er produsert ved inngangen til 2000. 22 pst. er gjenværende reserver i felt som enten er i drift eller er besluttet utbygd. 8 pst. er ressurser som er knyttet til nye prosjekter i felt i drift, og 14 pst. er i funn under vurdering. Mulige fremtidige tiltak for økt utvinning i felt og funn står for 8 pst. av ressursbasen.

Om lag 72 pst. av de gjenværende ressursene fordrer nye beslutninger om investeringer for å kunne realiseres. Denne ressursmengden muliggjør ny aktivitet, sysselsetting og statlige inntekter fra næringen.

En betydelig del av de gjenværende oppdagede ressursene ligger i de store oljefeltene i Nordsjøen eller i funn som kan tilknyttes disse. En del av disse ressursene er knyttet til små og tidskriske prosjekter. Tidskriske ressurser innebærer at de ikke forventes å være økonomisk interessante med mindre de bygges ut i løpet av få år. En slik tidsbegrensning skyldes vanligvis at lønnsom utvinning betinger bruk av ledig kapasitet på eksisterende innretninger før disse stenges ned.

De uoppdagede ressursene antas fortsatt å være forholdsvis store. Ressursene er fordelt på Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Mens store deler av Norskehavet, og særlig Barentshavet, fortsatt er umodne områder, er store deler av Nordsjøen samt enkelte deler av Norskehavet mer modne.



Figur 3.2 Norske petroleumsressurser pr. 1. januar 2000 fordelt på ressursklasse

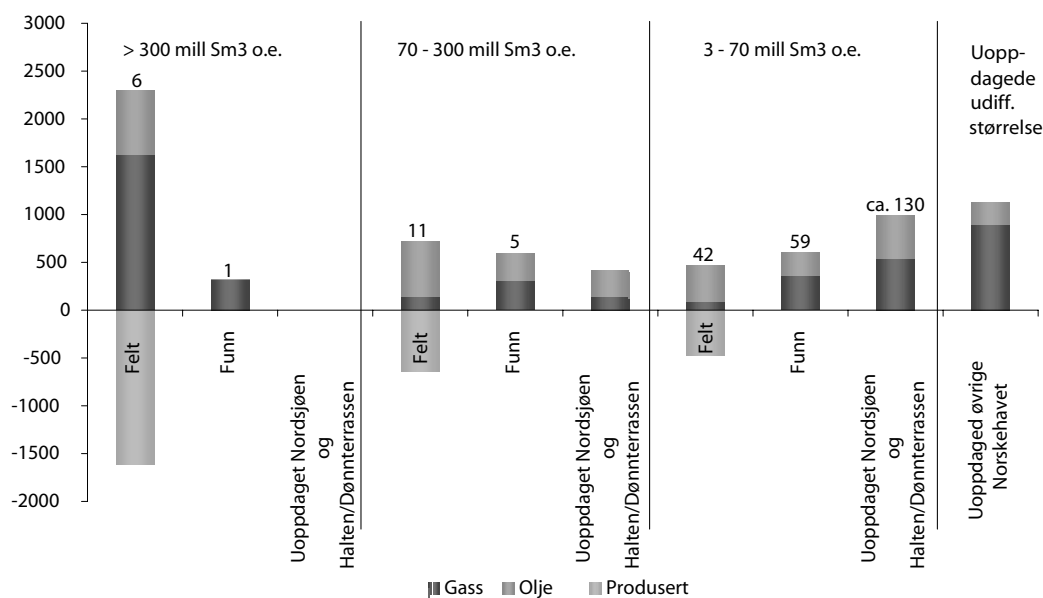
Kilde: Oljedirektoratet

I figur 3.3 er størstedelen av ressursgrunnlaget fordelt etter felt- og funnstørrelse. Kategoriseringen tydeliggjør hvilke typer investeringsmuligheter rettighetshaverne på kontinentalsokkelen vil stå overfor i årene fremover. I figuren skiller det mellom olje- og gassressurser.

I de tre første rutene i figuren er ressursene fordelt etter størrelsen på det feltet/funnet der ressursen finnes, eller der den forventes å ligge. Det er verdt å merke seg at selv deler av det som her er definert som små felt, felt/funn på nærmere 70 mill Sm³ o.e., i andre petroleumsprovinser anses for å være store felt/funn. Den fjerde ruten angir uoppdagede ressurser hovedsakelig i dypvannsområdene i Norskehavet. På grunn av mindre kjennskap til geologien i dette området, har det ikke vært forsvarlig å fordele ressursmengden på forventet felt-/funnstørrelse. Utviklingen av ressurser i Barentshavet ligger len-

ger fram i tid og er ikke inkludert i figuren. Heller ikke ressurser knyttet til mulige tiltak for økt utvinning i felt/funn er tatt med i figuren. Dette skyldes at en ikke har godt nok grunnlag for å fordele disse på felt/funn-størrelse.

Figuren viser at størstedelen av de ressursene vi så langt har produsert, er fra de aller største reservoarene på kontinentalsokkelen. Også bortimot halvparten av de gjenværende ressursene i felt som er vedtatt utbygget, ligger i de seks største feltene; Ekofisk, Statfjord, Gullfaks, Oseberg, Troll og Åsgard. Mye av disse ressursene er i form av gass. I de 37 minste feltene og de 14 mellomstore feltene er de gjenværende ressursene vesentlig mindre enn i de større feltene. Oljeandelen er større for disse kategoriene.



Figur 3.3 Fordeling av ressurser på felt- og funnstørrelse. Mulige fremtidige tiltak for økt utvinning, samt Barentshavet er ikke tatt med

Kilde: OD, OED

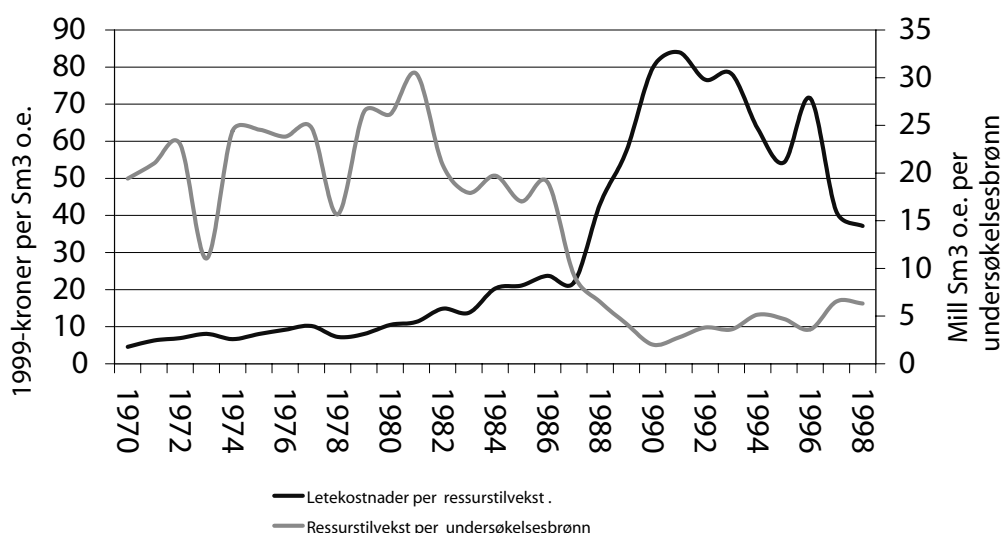
I kategorien store felt og funn er det kun ett funn under vurdering. Dette er Ormen lange, som samlet sett utgjør en liten del av totalressursene i gruppen store felt/funn. I de to gruppene mellomstore og små felt og funn er det samlet sett forholdsvis store ressurser knyttet til funn under vurdering. Disse ressursene er fordelt på et stort antall funn; henholdsvis 5 mellomstore og omlag 130 små. De mellomstore funnene er gjennomsnittlig på ca 100 mill. Sm³ oljeekvivalenter, mens gjennomsnittet er på 5 mill Sm³ oljeekvivalenter for de små. Det er således en overvekt av funn nær den laveste grensen i den siste kategorien.

De funnene vi forventer å gjøre i fremtiden, antas gjennomgående å være små. Oljedirektoratet anslår at størstedelen av de uoppdagete ressursene som er fordelt etter størrelse på forventet funn, vil ligge i kategorien små felt, omlag 130 i tallet.

Uoppdagete ressurser i de mindre modne områdene i Norskehavet er som nevnt ikke fordelt etter felt-/funnstørrelse. Det er fortsatt håp om å gjøre nye store funn i dette området. Det synes mest sannsynlig at eventuelle store funn

vil være gassfunn på dypt vann. Gassfunn i dette området vil ligge langt fra gassmarkedet.

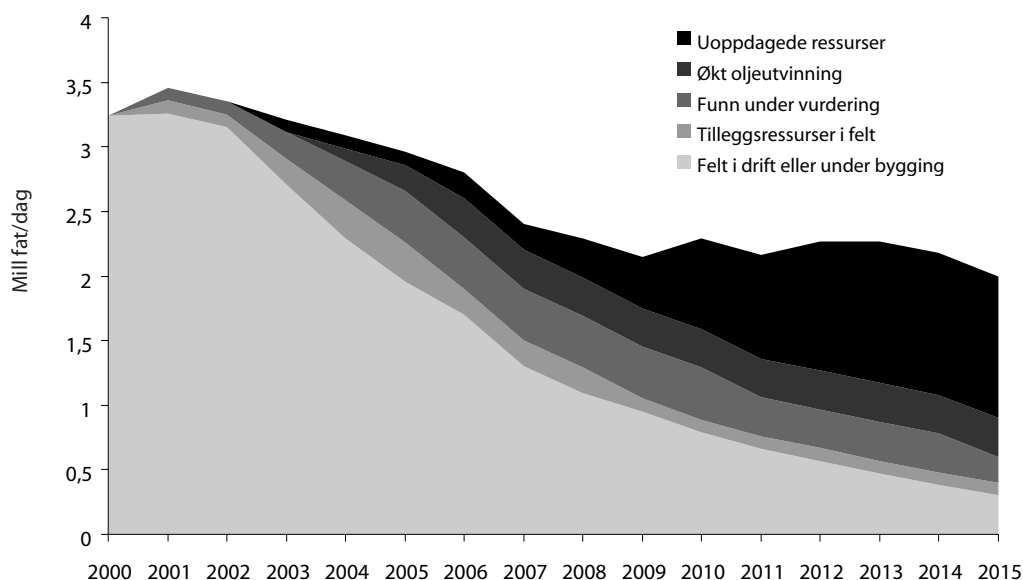
I figur 3.4 er utviklingen i leteeffektiviteten på norsk kontinentalsokkel fremstilt. Det vil si hvor mye ressurser en har funnet i forhold til investeringsomfanget i leting. Fram til midten av 1980-årene steg letekostnadene tilnærmet i takt med ressurstilveksten. Leteeffektiviteten var således i denne perioden noenlunde stabil. Derimot var ressurstilveksten svakere fra midten av 1980-årene til midten av 1990-årene, uten at letekostnadene falt tilsvarende. Leteeffektiviteten ble således redusert i denne perioden. I siste halvdel av 1990-årene har leteeffektiviteten forbedret seg noe.



Figur 3.4 Utviklingen i leteeffektivitet på norsk kontinentalsokkel. Fem års glidende gjennomsnitt.

Kilde: OD

Figur 3.5 viser hvordan oljeressursene ventes å bli produsert over tid. Figuren illustrerer at produksjonen fra de eksisterende feltene synes å nå sitt toppnivå i år 2001. Antatt produksjon fra funn under vurdering er forholdsvis begrenset og fordelt på mange prosjekter. For å hindre et raskt fall i produksjonen etter dette, vil det være nødvendig å få nye prosjekter gjennomført. Disse kan komme både i form av utbygging av nye funn, utbygging av funn som er under vurdering og gjennom prosjekter ved eksisterende felt. I 2006 antas over 50 pst. av oljeproduksjonen å komme fra prosjekter som ennå ikke er besluttet utbygd.



Figur 3.5 Prognose for oljeproduksjonen fra norsk kontinentalsokkel

Kilde: OD, OED

Gassalget er bestemt utfra nivået på eksisterende og eventuelle nye gassalgskontrakter og er derfor ikke inkludert i figuren. Gassproduksjonen og andre deler av gassvirksomheten er nærmere omtalt i meldingens kapittel 5.

Oljeprisens utvikling

Historien viser at oljeprisen svinger mye. I 1999 var oljeprisen under 10 USD/fat og over 25 USD/fat innenfor et tidsrom på under ett år.

Den sterke nedgangen i oljeprisen i 1998 skyldes i første rekke den økonomiske krisen i Asia, som førte til at oljeforbruket i denne regionen ble redusert etter mange år med sterk vekst. Dette kom samtidig med at OPEC-landene, og særlig Irak, økte sin produksjon. Det tilbudsoverskuddet som oppstod i markedet, førte til en kraftig oppbygging av oljelagrene, med et tilhørende sterkt fall i oljeprisen.

Den lave oljeprisen førte til store inntektstap og økonomiske problemer for mange oljeprodusentland, og dette bidro til at det etter hvert ble enighet om omfattende produksjonsbegrensende tiltak. I 1998 og 1999 ble produksjonen redusert med i alt 4,5 millioner fat per dag, eller om lag 6 pst. av verdens produksjon. I løpet av 1999 førte dette til en økning av oljeprisen til ca 25 USD/fat i gjennomsnitt for 4. kvartal. Gjennomsnittsprisen for 1999 var ca 18 USD/fat. I første kvartal 2000 var oljeprisen 27 USD/fat. OPEC-land og andre produsenter har besluttet å gradvis øke produksjonen for å stabilisere oljemarkedet.

På noen års sikt er det etter departementets oppfatning grunn til å være optimistisk med hensyn til oljeprisens utvikling. Det er god vekst i verdensø-

konomien, og dette fører til vekst også i oljeforbruket. For oljemarkedet er det av særlig betydning at det igjen er økonomisk vekst i Asia.

Videre synes OPEC å stå mer samlet enn på lenge. Det er viktig at Venezuela, en av organisasjonens grunnleggere, nå synes å slutte sterkere opp om OPEC-samarbeidet enn på mange år. Utenfor OPEC øker oljeproduksjonen bare moderat. Til sammen gir dette gode muligheter for et bedre balansert og stabilt oljemarked.

Som følge av produksjonskuttene i 1998 og 1999 er det likevel blitt bygget opp en betydelig ledig produksjonskapasitet i markedet; i størrelsesorden 5 mill. fat/dag, eller 5-6 pst. av verdens samlede produksjon. Dette vil kunne påvirke prisutviklingen i flere år fremover. Departementet antar at oljeprisen fremover vil være lavere enn i første kvartal 2000.

På to til fem års sikt antar departementet at oljeprisen vil kunne variere i intervallet 16 – 22 USD/fat, slik tilfellet har vært i lange perioder de siste 10 – 15 årene. Så lenge oljeprisen ligger, eller forventes å ligge i dette området, antas det ikke å skje vesentlige endringer verken på tilbuds- eller etterspørselssiden. OPEC synes våren 2000 å diskutere en politikk som skal stabilisere prisene på et nivå over 20 USD/fat.

På lengre sikt er usikkerheten for oljeprisen større. Uforutsette hendelser og strukturelle endringer både på tilbudssiden og etterspørselssiden kan gi vesentlig høyere eller lavere priser enn en i dag finner trolig.

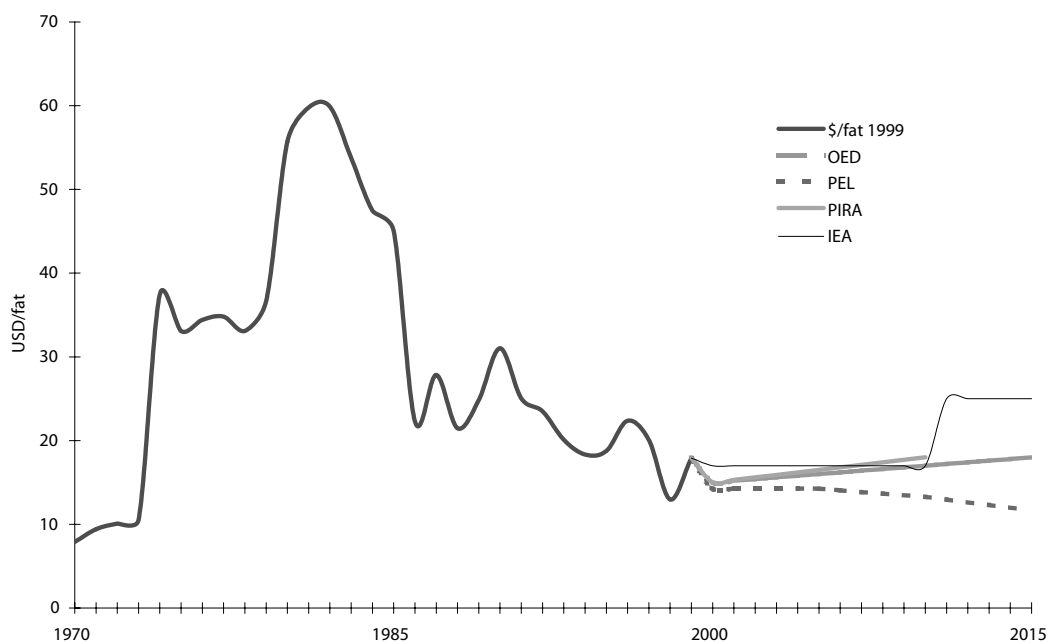
Uten en produksjonsdisiplin fra OPEC og noen ikke-OPEC-produsenter, ville prisen falle og høyst sannsynlig i lang tid kunne ligge under 10 USD/fat. Teknologiske gjennombrudd som gir vesentlig mer energieffektive transportmidler, eller som gjør det mulig å erstatte olje med andre energibærere i transportsektoren, vil også kunne endre fremtidsutsiktene i oljemarkedet vesentlig. På den annen side kan verdens oljereserver vise seg å være mindre enn det en tror i dag, og det vil i såfall trekke i retning av høyere fremtidige oljepriser. Også kriger og politisk uro i oljeproduksjonsområder kan føre til langt høyere priser enn vi har hatt de siste 10 – 15 årene.

Departementets prisprognose legger til grunn en normal utvikling i oljemarkedet der ekstreme hendelser ikke vil inntreffe. På 10 - 20 års sikt antar en at oljeprisen styrker seg sammenlignet med siste halvdel av 90-tallet, dvs. realpriser opp mot 20 USD/fat. Bakgrunnen for dette er at en antar at oljeforbruket i verden vil øke mer enn økningen i produksjonen fra oljeprodusenter utenfor OPEC. Dette vil føre til at OPECs markedsandel og markedspekt vil øke. En antar videre at høyere markedsandel for OPEC etter hvert vil gi seg utslag i et mer balansert marked.

Krisen i markedet i 1998 og 1999, og de erfaringene en da høstet, gir etter departementets vurdering ikke grunnlag for å si at prisusikkerheten er blitt større eller til å endre de langsiktige oljeprisforventningene.

I revidert nasjonalbudsjett for 2000 er det lagt til grunn en oljepris for 2000 på 190 kroner per fat og for 2001 150 kroner per fat. For årene etter er det fram til 2008 beregningsteknisk lagt til grunn en oljepris på 125 kroner per fat.

Anslag for fremtidig oljepris fra ulike miljøer er fremstilt i figur 3.6. En ser at det både fins miljøer som forventer lavere priser og miljøer som forventer høyere priser enn hva departementet legger til grunn.



Figur 3.6 Anslag på fremtidig oljepris fra ulike miljøer

Kilde: OED, Petroleum Economics, PIRA Energy Group, IEA.

Kostnadsutviklingen på kontinentalsokkelen

Tidlig i 1990-årene sto norsk petroleumsvirksomhet overfor en betydelig kostnadsutfordring. Selskapene hadde flere store og mellomstore funn som var klare for utbygging. Men lønnsomheten var likevel ikke god nok til at oljeselskapene ønsket å bygge dem ut. Blant annet som følge av norsok-prosessen ble kostnadene vesentlig redusert i femårsperioden 1993-98.

Som en konsekvens av de kostnadsreduksjoner som ble oppnådd, og behovet for å øke gassproduksjonen som følge av allerede inngåtte gassalgsforpliktelser, ble mange av de største funnene som da var under vurdering, utbygd i perioden 1994-99. Dette resulterte i et høyt aktivitetsnivå både i oljeselskapene og i leverandørnæringen. Investeringsnivået nådde en topp i 1999. Disse investeringene var knyttet til prosjekter der utbygging ble besluttet før 1998.

Næringen står overfor en utfordring når det gjelder å finne effektive utbyggingsløsninger slik at både funn som ikke er utbygd og gjenværende ressurser i eksisterende, produserende felt kan realiseres. Dette kan gjennomføres ved mer kostnadseffektive løsninger og/eller løsninger som øker ressursuttaket fra funnene.

Denne utfordringen må oljeselskapene og leverandørbedriftene selv i stor grad løse. Men også myndighetene må involvere seg for å unngå at myndighetsbestemte rammebetingelser resulterer i at samfunnsmessig lønnsomme prosjekter ikke bygges ut. Arbeidet med å øke mobiliteten til flyttbare innretninger mellom ulike lands sektorer i Nordsjøen er et eksempel på at uønskede kostnadsforskjeller delvis skyldes myndighetsbestemte rammebetingelser og aktørenes tolkning av dette. Å legge til rette for en tildelingspolitikk som

bedrer selskapenes muligheter til fremtidig planlegging av sin ressursbruk innen leting er et annet tiltak som kan bidra til lavere kostnader.

På kort sikt vil ny teknologi i begrenset grad kunne bidra til kostnadsreduksjoner. I et slikt tidsperspektiv vil utfordringen for næringen derfor først og fremst ligge i å kombinere tilgjengelig teknologi på en mer effektiv måte ved at selskapene mer generelt reduserer kostnadene og i at de ulike aktørene i næringen arbeider mer effektivt sammen. På noe lengre sikt vil ny og mer effektiv teknologi være avgjørende for at store deler av ressursbasen på norsk kontinentalsokkel vil være lønnsom å utvikle og produsere.

Et høyt statlig engasjement er viktig for at staten skal sikres en høy andel av inntektene fra sektoren. Dette kan samtidig ha konsekvenser for de forretningsmessige selskapers deltagelse, og vil kunne påvirke den totale verdiskapningen i næringen. Det er blant annet grunn til å anta at det kan være en sammenheng mellom selskapenes evne og vilje til fokus på kostnadssiden, og de kostnadsreduksjoner og -overskridelser de selv blir sittende igjen med etter skatt og statlig deltagelse i det aktuelle felt.

Kostnadene knyttet til utviklingen av en gitt type felt kan variere fra selskapstype til selskapstype. En har blant annet i andre land observert at mindre og mer spesialiserte selskaper enn de store internasjonale oljeselskapene er aktive når det gjelder realisering av ressurser i små funn og i slutfasen for større felt (haleproduksjon). Dette kan indikere at en del av det er et potensiale for å oppnå effektivitetsgevinster ved å tillate en noe bredere selskapsmasse i en petroleumsprovinns.

Vederlag for transport- og behandlingstjenester - tariffer

Utnyttelse av eksisterende feltinstallasjoner ved nye utbygginger er ofte den samfunnsøkonomisk mest kostnadseffektive, og ofte den forretningsmessig sett eneste mulige utbyggingsløsningen for mindre funn. Det finnes en lang rekke funn og prospekter som i fremtiden kan knyttes opp mot eksisterende felt.

Forhandlingsprosessen mellom eierne av eksisterende infrastruktur og potensielle brukere er svært ofte vanskelig og tidkrevende. I siste instans kan denne prosessen medføre at mindre funn ikke bygges ut selv om de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Forhandlingsprosessen lettes i de tilfeller eiersituasjonen er lik for infrastrukturen og i det potensielle funnet. Det er derfor fra flere hold pekt på at dette særlig kan være utfordrende for nye aktører som ikke har noen eierinteresser i den aktuelle tilstøtende infrastrukturen.

Tidsintervallet fra tildeling til produksjonsstart

Tidsintervallet fra investeringer i leting foretas til inntekter fra et eventuelt funn kan genereres er viktig for økonomien i et prosjekt. Jo raskere et selskap kan generere en gitt inntektsstrøm, jo bedre lønnsomhet vil det være i feltet.

På kontinentalsokkelen har det gjerne gått mellom 15 og 20 år fra areal er tildelt til produksjon er kommet i gang. Den totale tiden kan deles inn i tre faser, henholdsvis fra tildeling av areal til funn blir gjort, fra funn til godkjenning av utbygging og fra godkjent utbygging til produksjonsstart. Tidsintervallene varierer sterkt fra felt til felt.

Dagens produksjon kommer for det meste fra arealer som ble tildelt til og med åttende tildelingsrunde, altså før 1985. Det er ikke kommet i gang produksjon fra felt i noen av arealene som er tildelt etter 11. runde i 1987.

Tiden fra funn til produksjonsstart, ledetiden, varierer betydelig. Generelt har det tatt kortere tid for funn gjort i 1990-årene i forhold til de som ble gjort i 1980-årene. Det er særlig to typer felt som har lang ledetid. Dette gjelder funn nær eksisterende infrastruktur med full kapasitetsutnyttelse. Også gassfunn som venter på markedsadgang, kan ha lang ledetid. Lang ledetid for denne type felt vil gjerne være gunstig samfunnsøkonomisk sett.

For mange felt går det lang tid fra godkjenning av utbyggingen til produksjonsstart. En har sett en reduksjon i dette intervallet i de siste årene, og flere av de nyeste utbyggingene har blitt satt i produksjon mindre enn tre år etter godkjenning av utbyggingen.

I oljevirksomheten vil det normalt ta lang tid fra en utvinningstillatelse tildeles til en ser eventuell produksjon fra området. I Norge tar det gjennomgående lengre tid enn i andre petroleumsprovinser det er naturlig å sammenligne seg med. Dette kan delvis skyldes styringssystemet, aktørbildet og den statlige deltagelsen vi har i Norge. Lang ledetid er ikke nødvendigvis negativt hvis man i dette tidsintervallet øker verdiene som kan realiseres fra funnet.

Fiskale systemer

For oljeselskapene er det særlig lønnsomheten etter skatter og avgifter som er avgjørende ved en investeringsbeslutning. Både avkastning på investert kapital og nåverdien knyttet til et prosjekt må være tilstrekkelige for at ressurser skal bli realisert.

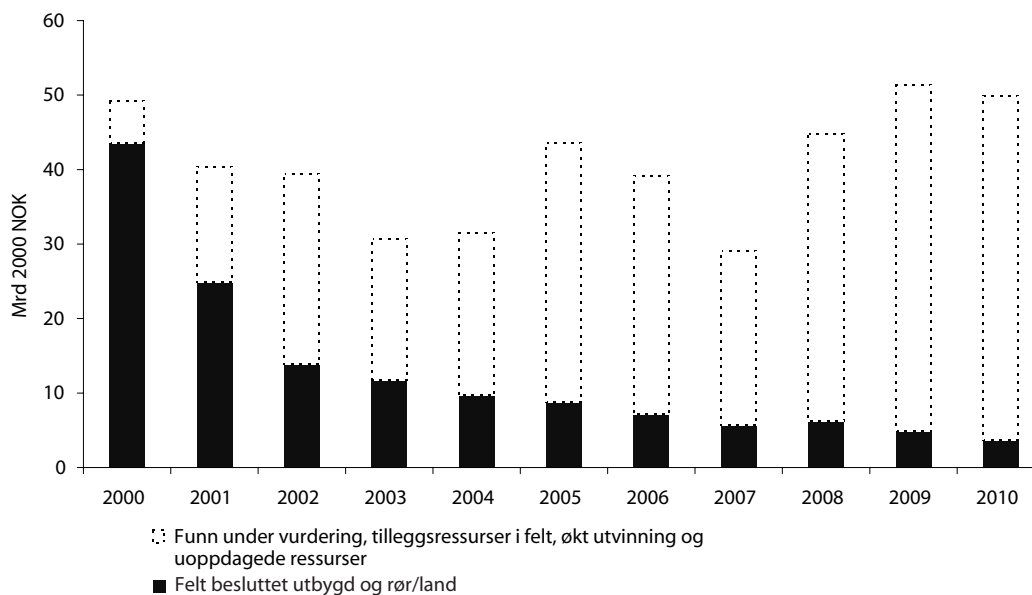
De fiskale virkemidlene i petroleumssektoren er viktige for å sikre staten og fremtidige generasjoner en stor del av verdiene fra virksomheten. Samtidig må de fiskale virkemidlene utformes slik at ressursene kan utnyttes effektivt. En rettesnor i utformingen av systemene som sikrer statlige inntekter fra virksomheten, er å sikre staten en stor andel av verdiene fra petroleumsvirksomheten samtidig som en legger til rette for at rettighetshaverne fatter samfunnsøkonomisk gode beslutninger.

Departementet legger til grunn at det vil være en konflikt og derfor en avveining mellom målsetningen om nøytralitet og høye statsinntekter på den ene side, og hensynet til finansielt volum (materialet) og kostnadsbevissthet på den andre siden.

3.3 Investeringsnivå i årene fremover

Investeringene på kontinentalsokkelen har økt fra i underkant av 50 mrd. kroner i 1995 til om lag 69 mrd. kroner i 1999. Figur 3.7 viser anslaget for fremtidige investeringer på kontinentalsokkelen.

Investeringsanslagene knyttet til felt i drift eller besluttet utbygd samt rørledninger/landanlegg er angitt i mørk farge. Disse investeringene vil bli gjennomført. Investeringsprosjekter som ennå ikke er besluttet er angitt med lys farge i øverste del av figuren. Det er betydelig usikkerhet knyttet til investeringsanslagene for funn under vurdering. Dette gjelder størrelse på investeringer, om og eventuelt når prosjektene vil bli igangsatt.



Figur 3.7 Investeringer knyttet til virksomheten på kontinentalsokkelen

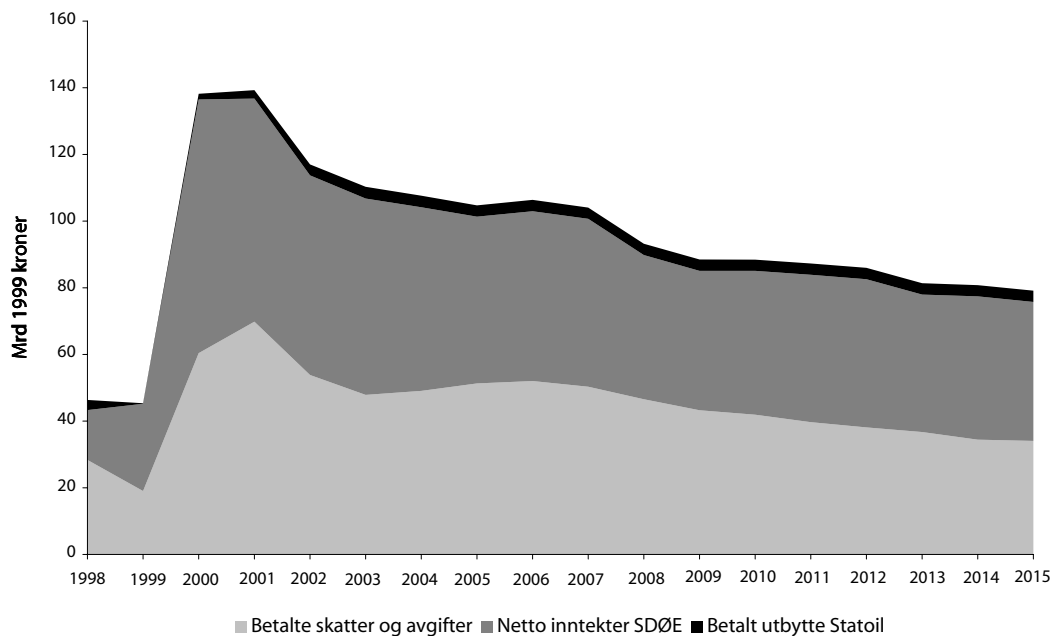
Kilde: OD, OED

Aktivitetsnivået i næringen er historisk sett fortsatt på et høyt nivå. Dette skyldes i all hovedsak ferdigstilling av prosjekter som ble igangsatt før 1999. Det er verken et mål i seg selv eller realistisk å opprettholde et så høyt aktivitetsnivå som i toppåret 1998. Hovedutfordringen må heller være å unngå et for bratt fall i aktivitetsnivået og å bidra til et jevnere aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen. For å oppnå dette må nye utbyggingsprosjekter, slik de blir vurdert av industrien, være tilstrekkelig lønnsomme slik at de blir igangsatt.

Investeringsetterspørselen fra kontinentalsokkelen er i stor grad bestemmende for virksomheten i store deler av leverandørindustrien. Raske endringer i aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen får således betydelige ringvirkninger også på fastlandet.

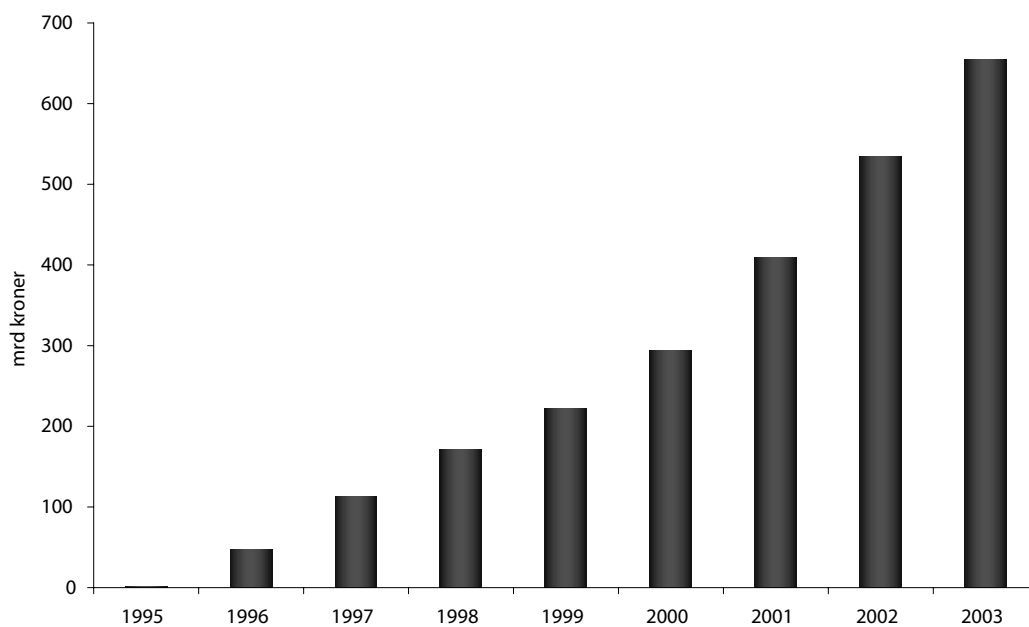
3.4 Statlige inntekter fra sektoren

Norsk økonomi er i utgangspunktet sterk, med overskudd i offentlige finanser og med en solid utenriksøkonomi. Vi er dermed robust stilt overfor lave oljepriser. Men det er også viktig å påpeke at Norge får et vesentlig inntektsbortfall ved lave oljepriser.



Figur 3.8 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten

Kilde: OED



Figur 3.9 Petroleumsfondets størrelse, historisk og fremtidige anslag

Kilde: Norges Bank og Finansdepartementet

Figur 3.8 viser anslag på netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, samt virkningen på denne av en lavere oljepris. Endringer i det statlige eierskap i næringen vil kunne ha vesentlig betydning både for fordelingen av inn-

tekten mellom de ulike kategoriene og tidspunktet for når inntektene kommer.

Hoveddelene av statens petroleumsinntekter har de siste årene blitt avsatt i petroleumsfondet. Ved utgangen av 1999 var petroleumsfondet på 222 milliarder kroner, jf. figur 3.9.

Anslagene for petroleumsfondet viser at fondet etter hvert vil kunne bli betydelig, men dette bygger på en rekke forutsetninger som hver for seg har stor innvirkning på fondsoppbyggingen. Finanspolitikken, prisene på olje og gass, kostnadsutviklingen i næringen og avkastningen på de plasserte midlene er sentrale forhold i så måte. I tillegg vil organiseringen av det statlige eierskapet ha vesentlig betydning for fondsoppbyggingen.

4 Styringssystemet, aktørbildet og den statlige deltagelsen – tilpasninger for å styrke kontinentalsokkelens konkurransekraft

Hovedmålene i olje- og gasspolitikken kan sammenfattes i begrepene velferd, miljø og langsiktighet. Fellesskapet skal sikres en stor andel av inntektene fra virksomheten. Det er viktig at myndighetene utformer og benytter styringssystemet for petroleumssektoren og den statlige deltagelsen i petroleumsvirksomheten på en måte som sikrer at disse målene ivaretas. Samtidig er det viktig at norsk kontinentalsokkels konkurransekraft videreutvikles og styrkes slik at kontinentalsokkelen tiltrekker seg aktører som vil bidra til at målene i petroleumpolitikken nås.

Hovedutfordringen på kontinentalsokkelen er at kostnadsnivået er for høyt i forhold til den prisutvikling oljeselskapene legger til grunn for sine beslutninger om videre drift av eksisterende felt, utvikling av funn og leting. Et viktig bidrag for å sikre at reservene i eksisterende felt kan produseres effektivt og at nye lønnsomme funn kan realiseres, er således å redusere kostnadene og/eller øke inntekspotensialet knyttet til de ulike felt og funn. En slik utvikling vil legge grunnlaget for ny aktivitet, sysselsetting og statlige inntekter.

Industrien har indikert at anslagsvis 50 pst. av kostnadsutfordringen er knyttet til ny teknologi og 30 pst. til arbeidsprosesser og organisering. De resterende 20 pst. av potensialet tilskriver industrien rammeverket.

Det er petroleumsindustrien selv som har hovedansvaret for teknologiutviklingen. På kort sikt vil utviklingen av ny teknologi i liten grad kunne bidra til effektiviseringer og kostnadsreduksjoner. I første omgang vil utfordringen for næringen være å utnytte tilgjengelig teknologi på en mer effektiv måte, blant annet gjennom utvidet samarbeid. På noe lengre sikt vil ny og mer effektiv teknologi være avgjørende for om store deler av ressursbasen på kontinentalsokkelen skal bli lønnsomme å utvikle og produsere. Myndighetenes bidrag innenfor dette området er nærmere omtalt i kapittel 7.

Oljeselskapene og leverandørindustrien bærer hovedansvaret for omlegging av arbeidsprosesser og effektivisering av samarbeidsrelasjonene i næringen. Myndighetene må på sin side legge til rette for dette ved å utforme et tilstrekkelig fleksibelt og godt tilpasset styringssystem og rammeverk.

Myndighetene har ansvaret for å utforme det myndighetsbestemte rammeverket på en effektiv måte. Dette legger rammene for de forretningsmessige beslutningene i næringen. Rammeverket kan deles i tre hovedelementer: Styringssystemet, aktørbildet og det statlige engasjementet. Disse elementene må utformes slik at målene knyttet til helse, miljø, sikkerhet og ressursforvaltning oppnås på en minst mulig kostnadskrevende måte. Også innkrevingen av statlige inntekter fra næringen må skje på en effektiv måte.

Dette er bakgrunnen for at det i meldingen først og fremst fokuseres på endringer i rammeverket som styrker grunnlaget for samfunnsøkonomisk gode beslutninger i industrien. For å finne fram til slike tiltak er det foretatt en gjennomgang av både styringssystemet på ressursiden og av aktørbildet.

I dette kapitlet gjennomgås styringssystemet, aktørbildet og deler av den statlige deltagelsen i petroleumsvirksomheten. Siktemålet er å foreta tilpasninger på disse områdene som vil bidra til å videreutvikle og styrke kontinentalsokkelens konkurransekraft. Det redegjøres nærmere for styringssystemet i avsnitt 4.1 og for aktørbildet i avsnitt 4.2. Den statlige deltagelsen med fokus på skatte- og avgiftssystemet, omtales i avsnitt 4.3.

Firmaet Arthur D Little har på oppdrag fra departementet gjennomført to studier av norsk kontinentalsokkels konkurransekraft. I den første studien, konkurransedyktighet for norsk kontinentalsokkel, "The Competitiveness of the Norwegian Continental Shelf in Light of Recent Market Changes", ble prospektiviteten og kostnadsforholdene i Norge sammenlignet med tilsvarende forhold i andre petroleumregioner. I en oppfølgingsstudie, drivkrefter og hindringer for deltagelse på norsk kontinentalsokkel, "Drivers and Barriers Operating on the Norwegian Continental Shelf" ble blant annet attraktiviteten for norske områder for nye aktører samt hvordan norske områder passer inn i ulike oljeselskapers porteføljestrategi, vurdert.

4.1 Styringssystemet

Styringssystemet er det sett av virkemidler som myndighetene har for styring av og kontroll med petroleumsvirksomheten. Myndighetenes styringssystem består av flere elementer og forvaltes av flere instanser. Kommunal- og regionaldepartementet er ansvarlig for de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige deler av petroleumsvirksomheten, mens Olje- og energidepartementet har ansvaret for ivaretagelsen av ressursforvaltningen.

Staten har i henhold til alminnelige folkerettslige prinsipper suverene rettigheter over petroleumssressursene på kontinentalsokkelen. Statens eiendomsrett til petroleumssressursene er i nasjonal rett fastslått i petroleumsløven. Statens eiendomsrett til petroleumssressursene danner grunnlaget for den offentligrettslige reguleringen av petroleumsvirksomheten.

Petroleumsløven inneholder de overordnede hjemler for konsesjonssystemet og krav til sikkerhet. Det er også gitt forskrifter til loven. Disse er bl.a. petroleumsforskriften, sikkerhetsforskriften og forskrift om styringssystem for å etterleve myndighetskrav knyttet til sikkerhet, arbeidsmiljø og vern av ytre miljø i petroleumsvirksomheten. Utover overordnede lover og forskrifter, består petroleumsregelverket av flere sentrale dokumenter, herunder konsesjonsverket, PUD og PAD-veiledere, kontrollordningsbeskrivelsen, samtykkeordningen og det samlede underliggende regelverk innenfor ressurs- og sikkerhetsforvaltning. Disse inneholder nærmere rettigheter og plikter aktørene i petroleumsvirksomheten har.

Før det tildeles utvinningstillatelse må området være åpnet for letevirksomhet. Prosedyrer og regler for dette er nedfelt i lov og forskrift. Utvinningstillatelsen regulerer de deltakende selskapers rettigheter og plikter i forhold til staten. Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleum innenfor tillatelsens område, og gir detaljerte vilkår for den enkelte tillatelse. Rettighetshavere blir eiere av den petroleum som produseres.

I medhold av petroleumsløven settes det som vilkår for tildeling av en utvinningstillatelse at rettighetshaverne inngår en samarbeidsavtale med de

øvrige deltakerne i tillatelsen. Avtalen regulerer i hovedsak forholdet mellom de private parter. Samarbeidsavtalen danner grunnlaget for den daglige organisering, drift og utbytte fra petroleumsvirksomheten. Videre må rettighetshaverne inngå en regnskapsavtale som har bestemmelser om regnskapsføring og økonomiske forhold.

Dersom et funn strekker seg over områder for mer enn en utvinningstillatelse, er rettighetshaverne forpliktet til å inngå en samordningsavtale for å sikre forsvarlig utnyttelse av petroleumsressursene.

Ved utbygging og drift av petroleumsforekomster utarbeider rettighetshaverne en plan for utbygging og drift. Planen består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel. Det skal videre utarbeides en plan for anlegg og drift for innretninger for transport og utnyttelse av petroleum.

I god tid før konsesjonstiden i en utvinningstillatelse eller bruken av en innretning opphører, skal rettighetshaver legge fram en avslutningsplan. Departementet fatter deretter vedtak om disponering.

I tillegg skal en rekke nærmere angitte avtaler og tiltak industrien ønsker å iverksette forelegges myndighetene for godkjenning eller samtykke.

Myndighetenes styring av virksomheten gjennom lovgivning og enkeltvedtak, er bestemmende for aktørenes adferd. Den er også bestemmende for forvaltningen av statens eierinteresser og innkreving av skatter og avgifter.

For en nærmere gjennomgang av styringssystemet har en i dette avsnittet valgt å dele virksomheten inn i dens hovedfaser;

- letefasen
- utbyggings- og driftsfasen
- avslutnings- og disponeringsfasen.

Det gis også en omtale av andre forhold av mer generell art samt elementer tilknyttet selve petroleumslovgivningen. Forholdet til aktørene og elementer knyttet til den statlige deltagelsen er behandlet i egne avsnitt senere i kapitlet.

4.1.1 Lete- og konsesjonspolitikken

Siktemålet med letevirksomheten er å påvise nye, lønnsomme petroleumsressurser, samt å bidra til et stabilt og jevnt aktivitetsnivå. Letevirksomheten og konsesjonspolitikken legger grunnlaget for fremtidige feltutbygginger, produksjon og statsinntekter. Gjennom konsesjonspolitikken tildeles selskapene utvinningstillatelser. På denne måten får selskapene tilgang på nye forretningsmuligheter.

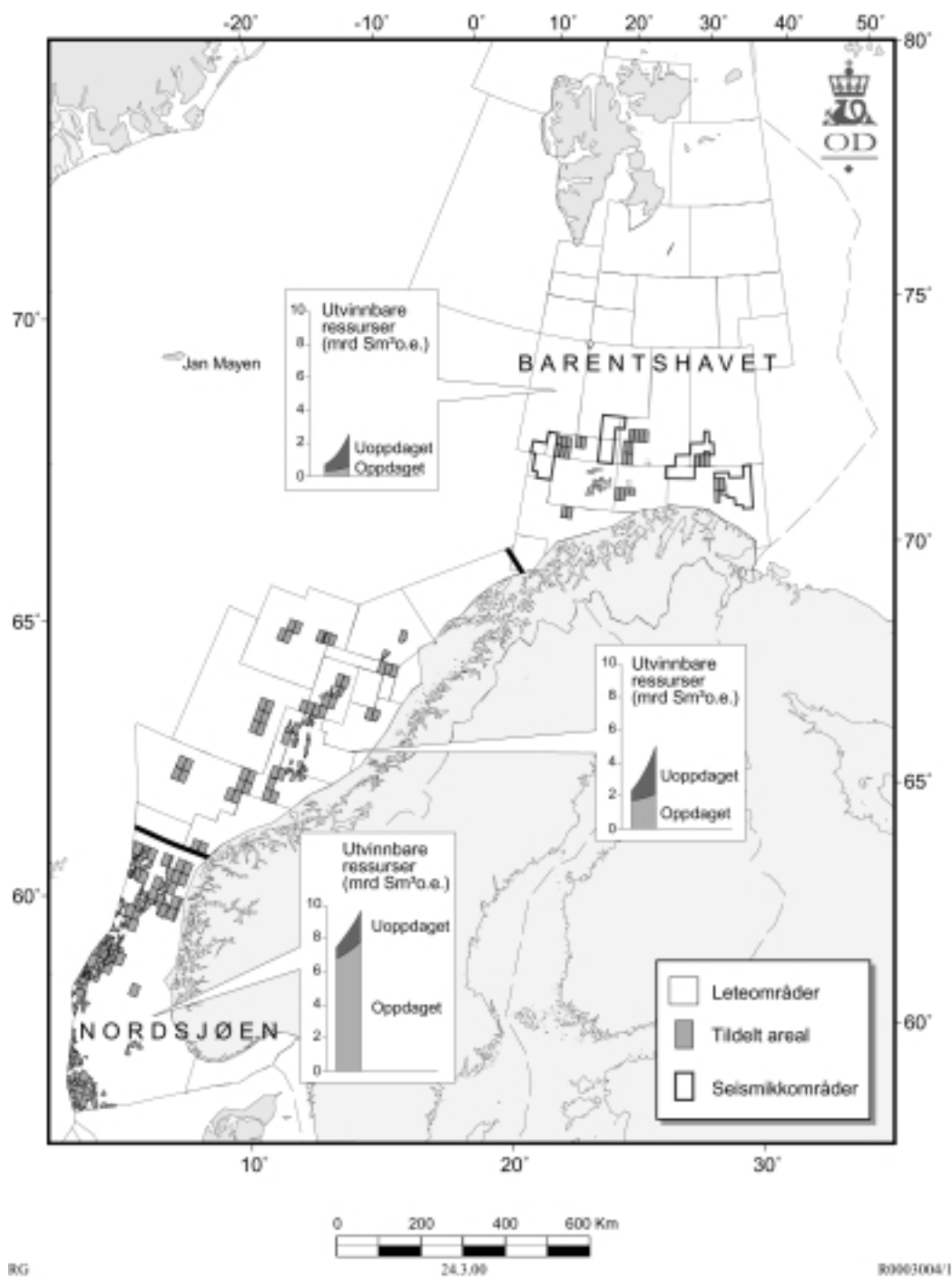
Konsesjonspolitisk er det hensiktsmessig å dele kontinentalsokkelen inn i tre områder, Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Det vil likevel også innenfor disse områdene være betydelige variasjoner når det gjelder modenhet og utfordringer.

Store deler av Nordsjøen er etter mange års leteaktivitet godt kartlagt. I de modne delene av Nordsjøen må det antas at de fremtidige funnene hovedsakelig vil være små, ofte mindre enn 10 mill Sm³ oljeekvivalenter utvinnbart. I disse områdene er det likevel grunn til å tro at utbygging av selv små funn kan være lønnsomt, særlig dersom de ligger nær eksisterende infrastruktur og blir faset inn i tide til å utnytte ledig kapasitet i denne.

I Norskehavet er det gjort flere forholdsvis store funn de senere årene. Potensialet for uoppdagete ressurser er større enn i Nordsjøen. De vestlige deler av Norskehavet er lite utforsket. Foreløpige undersøkelser tyder på at det i disse områdene er størst sannsynlighet for å finne gass. I tillegg er det betydelige teknologiske og forretningsmessige utfordringer knyttet til utnyttelsen av disse ressursene. Dette er særlig knyttet til store havdyp og stor avstand til markedene.

I Barentshavet er det særlig stor usikkerhet knyttet til ressursanslaget. Oppsidepotensialet forventes å være mer begrenset enn i Norskehavet. Store deler av Barentshavet er utforsket og ikke åpnet for kommersiell letevirksomhet. Dette gjelder bl.a. Barentshavet nord, det vil si området nord for Bjørnøya. Også i Barentshavet er det størst forventninger til gassfunn.

Figur 4.1 viser det totale ressursbildet for de tre områdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. De samlede ressursene på kontinentalsokkel er anslått til 13,2 mrd. Sm³ o.e. Det meste av disse ressursene ligger i Nordsjøen, en del i Norskehavet, mens en liten del ligger i Barentshavet. Det antas at om lag 35 pst. av de gjenværende ressursene er uoppdagete. Om lag 31 pst. av disse uoppdagete ressursene ligger i Nordsjøen, om lag 42 pst. ligger i Norskehavet og om lag 27 pst. ligger i Barentshavet. De skråstilte delene av ressursøylene angir usikkerheten i anslagene. Figuren angir også områdene på kontinentalsokkelen som så langt er konsesjonsbelagt. I Barentshavet er tildeelingen av seismikkområder under Barentshavsprosjektet 1997 angitt og betegnet som seismikkområder.



Figur 4.1 Letestatus på kontinentalsokkel; oppdagede og uoppdagede ressurser samt konsesjonsbelagt areal

Kilde: OD

Tildelingstempo

Det er foretatt en skrittvis åpning av nye leteområder gjennom en 30-årsperiode. Nordsjøen ble gjort tilgjengelig for letevirksomhet i 1965, mens Stortingen i 1980 gjorde mindre deler av Norskehavet og Barentshavet sør tilgjenge-

lig for letevirksomhet. I 1994 ble store deler av Norskehavet samt en mindre del av Skagerrak gjort tilgjengelig for letevirksomhet.

I St.meld. nr. 37 (1998-99) varslet departementet at det ville etablere langtidsplaner for konsesjonsrunder og andre tildelinger. Stortinget sluttet seg til dette.

Tildeling av utvinningstillatelser og omfanget på slike tildelinger er en viktig del av industriens rammebetingelser og myndighetenes styringssystem for kontinentalsokkelen.

Forutsigbarhet i tildelingspolitikken med hensyn til hvilke arealer som blir utlyst, og når områdene gjøres tilgjengelig for industrien, påvirker selskapenes mulighet for langsiktig planlegging. Dette får igjen innvirkning på effektiviteten i næringen. Økt forutsigbarhet vil kunne gi en mer effektiv ressursbruk ved at selskapenes kartlegging av ikke tildelt areal effektiviseres, samtidig som det vil lette selskapenes planlegging av hvilke menneskelige ressurser som skal allokere til Norge. Dette vil bidra til å øke selskapenes interesse for norske områder. Samlet sett vil økt forutsigbarhet bidra til at det skapes større verdier for staten og selskapene.

Erfaringene så langt har vist at tildelingene er et lite treffsikkert virkemiddel til å styre den kortsiktige utbyggingsaktiviteten og produksjonsutviklingen fra virksomheten. Dersom det gjøres funn i et tildelt område, vil det normalt ta lang tid fra området ble tildelt til det kommer i produksjon. Det er i tillegg stor usikkerhet knyttet til hvor store ressurser den aktuelle konsesjonsrunde vil generere.

Letevirksomheten i Norskehavet startet i 1980 og nye områder på dypt vann ble åpnet for letevirksomhet av Stortinget i 1994. Utforskningsmessig består Norskehavet av både forholdsvis modne og mer umodne områder. De mest modne områdene er Halten- og Dønnterrassen, mens de minst modne områdene er Vøring- og Mørebasenget lenger vest der geologien er lite kjent. I 1990-årene har tildelingstakten i Norskehavet vært ujevn. Det har vært stor usikkerhet knyttet til tildelingstidspunkter og omfang på de aktuelle runder, noe som har påvirket effektiviteten i næringen.

16. konsesjonsrunde som omfatter areal i Norskehavet, ble utlyst i september 1999 og tildeling fant sted i april 2000.

For å sikre god ressursforvaltning, søker departementet å bidra til å gi selskapene en jevn tilgang på areal og derigjennom gi dem tilgang til nye forretningsmuligheter. Dette vil bidra til videre utvikling av gode letemiljøer i flere selskaper som effektivt kan lete etter og påvise nye ressurser.

Departementet vil som hovedregel legge opp til å ha konsesjonsrunder for Norskehavet hvert annet år. Dette vil bidra til økt forutsigbarhet i tildelingspolitikken. Myndighetenes mulighet til å styre tildelingene blir ivarettatt ved at man i god tid før hver runde legger opp til en god dialog med industrien. Dialogen vil avklare hvilke blokker selskapene ønsker skal inngå i konsesjonsrunden, og resultatet av dialogen vil sammen med en helhetsvurdering danne grunnlaget for departementets endelige beslutning for omfanget av hver enkelt konsesjonsrunde.

Departementet vil for fremtiden legge opp til at selskapene som hovedregel vil bli invitert til å foreslå areal for utlysning i Nordsjøen hvert år. Det vil ikke bli lagt begrensinger på selskapenes muligheter til å foreslå areal for

utlysning i dette området. På grunnlag av selskapenes forslag vil en årlig vurdere interessen for og behovet for konsesjonstildelinger i Nordsjøen.

Departementet har invitert selskapene til å foreslå areal som kan lyses ut under nordsjøtildelingene 2000. Omfanget og formatet på tildelingene i 2000, vil bli nærmere avklart når selskapenes forslag foreligger.

På noe lengre sikt legger departementet opp til en politikk for Nordsjøen der areal som hovedregel lyses ut dersom det er interesse blant selskapene og der omsøkt areal som hovedregel tildeles dersom det er omsøkt av kvalifiserte selskaper. På denne måten vil en oppnå en bedre tilgang til areal for selskapene og bidra til en effektiv ressursforvaltning i den mest modne delen av kontinentalsokkelen.

For Barentshavet sør vil behovet for nye konsesjonstildelinger avhenge av utforskningen i de eksisterende utvinningstillatelsene, særlig i det arealet som ble tildelt i Barentshavprosjektet i 1997. Det vil ventelig foreligge nye letere-resultater fra området i løpet av 2001. På dette grunnlag finner departementet det ikke nå hensiktsmessig å etablere langtidsplaner for fremtidige konsesjonstildelinger i Barentshavet sør.

Tiltak

- Departementet vil som hovedregel legge opp til å ha konsesjonsrunder hvert annet år for Norskehavet.
- I Nordsjøen vil departementet som hovedregel legge opp til at selskapene hvert år vil bli invitert til å foreslå areal for utlysning. På grunnlag av selskapenes forslag, vil en årlig vurdere interessen for og behovet for konsesjonstildelinger i Nordsjøen.
- Departementet finner det ikke hensiktsmessig å etablere langtidsplaner for konsesjonstildelinger i Barentshavet sør før nye boreresultater foreligger i 2001.

Gruppesøknader

Et system med gruppesøknader innebærer at selskapene gis anledning til å samarbeide om utforskningen av ikke-konsesjonsbelagt areal før utlysning og at de gis anledning til å levere felles konsesjonssøknad. Ved gruppesøknader vil samarbeidet mellom selskapene før tildeling normalt være regulert i egne avtaler – "Agreement of Mutual Interest" (AMI-avtaler). Dette er avtaler mellom uavhengige selskaper som vanligvis kun omhandler samarbeid om og forberedelse av en søknad om konsesjon og som forplikter selskapene til å søke i fellesskap om tillatelser innenfor AMI-avtalenes rammer. Avtalene regulerer forhold som selskapenes eierandeler, hvilket geografisk område avtalen skal gjelde for, operatørspørsmålet, arbeidsdelingen mellom selskapene og budsjett før konsesjonstildeling.

Alle selskapene i en gruppe må oppfylle de til enhver tid gjeldende kompetansekrav for operatører og rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel.

Et krav om individuelle søknader innebærer at selskapene hver for seg utarbeider og innleverer konsesjonssøknad. Hvert enkelt selskap må foreta alle tekniske og andre vurderinger som ligger bak søknadene. Etter at søknadene er vurdert, setter departementet sammen rettighetshavergruppene, nor-

malt 3-5 selskaper, og utpeker operatør. Før 1994 krevde norske myndigheter individuelle søknader for alle områder.

I 1994 ble det åpnet for gruppesøknader i Barentshavet sør. I Nordsjøen ble gruppesøknader brukt i 1. konsesjonsrunde (1965) og i 2. konsesjonsrunde (1969). Fra og med tildelingen av utvinningstillatelse 037 (Statfjord) i 1973 og fram til 1997 har departementet satt sammen rettighetshavergruppene i utvinningstillatelsene. I 1997 ble det tildelt utvinningstillatelser i Barentshavet sør der gruppesøknader ble akseptert, mens første tildeling der myndighetene igjen aksepterte gruppesøknader i Nordsjøen, fant sted i 1999.

Gruppesøknader gir selskapene anledning til å finne de samarbeidspartnerne de selv mener vil gi det beste bidraget i forbindelse med utformingen av søknaden om utvinningstillatelse. Selskapenes valg av samarbeidspartner vil også bidra til effektivisering i andre faser av virksomheten. Spesielt vil gruppesøknadsordningen kunne medføre reduserte kostnader i fasen før arealet tildeles, ved at selskapene ikke individuelt og parallelt foretar forberedelsene til en søknad med de ekstra kostnader dette medfører. I stedet vil selskapene samarbeide og dele på arbeid og kostnader innenfor gruppen. For selskaper som ikke er deltakere på kontinentalsokkelen, vil gruppesøknader gi dem mulighet for å få innpass gjennom å inngå samarbeid med etablerte selskaper. I de fleste petroleumsproduserende land, Storbritannia og Danmark inkludert, aksepteres gruppesøknader.

Gruppesøknader kan medføre at bredden i beslutningsgrunnlaget blir svekket. Dette fordi antallet selskaper som foretar en totalvurdering av de aktuelle arealer for tildeling kan reduseres når selskapene går sammen i grupper for å dele på arbeidet. Det kan være tilfeller der operatøren på vegne av hele gruppen foretar alt arbeidet med søknaden. Dette kan være spesielt alvorlig i nye utfordrende leteområder der mangfold og kreativitet kan være avgjørende for å avdekke nye petroleumsressurser.

Det er mulig å avdempe de effektivitetsmessig negative sidene ved gruppesøknader ved å bidra til bredden i beslutningsgrunnlaget og hindre eventuelle andre ulemper med gruppesøknader. Dette kan ivaretas ved at myndighetene blant annet gis anledning til å komplettere rettighetshavergruppen med andre selskaper enn de som inngår i gruppen dersom disse besitter særlig kompetanse, eller at det av andre grunner vurderes som ønskelig å ha dem med i utvinningstillatelsen. Tilsvarende kan myndighetene begrense antall deltakere i hver gruppe og sette grense for maksimal varighet av AMI-avtalene.

I St.meld. nr. 46 (1997-98) ble det introdusert en modell for gruppesøknader for Nordsjøen. Ut fra en samlet vurdering av fordeler og ulemper synes også de andre delene av kontinentalsokkelen nå å være godt egnet til at selskapene kan levere inn gruppesøknader etter samme modell. Departementet vil derfor åpne for gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen etter 16. konsesjonsrunde.

Tiltak

- Departementet åpner for gruppesøknader for hele kontinentalsokkelen.

Tildelingskriterier

Tildelingssystemet på kontinentalsokkelen er i all hovedsak uendret siden 1. konsesjonsrunde i 1965. I lys av strukturendringene i næringen og de politikktilpasninger som skisseres i denne meldingen, har departementet vurdert de eksisterende tildelingskriteriene for konsesjonstildelinger. Tildelingskriteriene som gjelder, består av fem generelle punkter. Det blir vektlagt at søkeren må ha relevant kompetanse både i forhold til teknologi og geologi, samt helse, miljø og sikkerhet. De siste punktene gjelder mer generelt hva slags erfaring myndighetene har med søkeren, og også hvilken erfaring søkeren har fra norsk kontinentalsokkel eller fra andre tilsvarende geografiske områder. Det er også viktig at søkeren har tilstrekkelig finansiell kapasitet til fullt ut å utnytte ressursene som finnes i området og dekke erstatningsansvar søkeren kan pådra seg i forbindelse med virksomheten, herunder forurensing.

Departementet har gjennomført et prosjekt som vurderte mulige tilpasninger både innenfor dagens system og innenfor alternative systemer. Prosjektet ble avsluttet ved årsskiftet 1999/2000. Siktemålet med dette prosjektet var å vurdere om dagens tildelingskriterier fremmer det aktørbildet på kontinentalsokkelen som gir høyest mulig verdiskaping. Samtidig vurderer en om det rundt selve tildelingsprosessen er stor nok grad av objektivitet, offentlighet og gjennomsiktighet. Fra et samfunnsøkonomisk synspunkt er det uheldig dersom tildelingskriteriene i seg selv fører til unødige kostnader for selskapene uten at offentlige inntekter samtidig øker.

Dagens tildelingskriterier er utformet generelt og kan derfor virke uklare for industrien. Dette kan medføre unødvendig arbeid og dermed høyere kostnader fra selskapenes side. Det er antakelig også slik at et diskresjonært system, slik det er utformet i dag, fører til at selskapene i sin opptreden lytter til myndighetenes synspunkter også utover det de selv mener er forretningsmessig fornuftig. Dette vil i praksis si at selskapene kan komme til å overoppfylle de krav myndighetene stiller, eller også at de oppfyller krav myndighetene ikke stiller, men som selskapene likevel håper kan stille dem i et bedre lys når tillatelser skal tildeles. Resultatet kan bli ineffektivitet i mange deler av virksomheten. Samtidig kan det for selskapene, og kanskje i særlig grad for eventuelle nykommere, være uklart hvilken status de faktisk har hos konsesjongivende myndighet. Denne uklarheten kan påvirke selskapenes fokus i forbindelse med konsesjonsrundene spesielt og også i virksomheten for øvrig.

Samtidig har de gjeldende tildelingskriterier flere sterke sider. Myndighetene har med dagens tildelingskriterier gode muligheter til å påvirke aktørbildet på kontinentalsokkelen, bl.a. ved å gjøre avveininger mellom selskaper med ulik erfaringsbakgrunn og på denne måten sikre god bredde i selskapsdeltagelsen på kontinentalsokkelen total sett. Myndighetene kan med dagens system også sette sammen selskaper i en tillatelse som har ulik teknisk og geologisk erfaring i den hensikt å legge grunnlaget for bedre utbyggings- og driftsløsninger. Generelt legger dagens system et grunnlag for myndighetene til å påvirke aktørbildet og derigjennom ressursforvaltningen. Etter som områdene blir mer modne, svekkes argumentene for et diskresjonært tildelingssystem.

Det må likevel påpekes at de fleste konsesjonssystemer har både sterke og svake sider. For å styrke kontinentalsokkelens konkurransekraft kan en ikke utelukke at tilpasninger i systemet kan være hensiktsmessig.

Tiltak

- Departementet vil videreføre det arbeidet som er igangsatt for å klargjøre alternative tildelingskriterier, og eventuelle tilpasninger i eksisterende tildelingskriterier ved konsesjonstildelinger.

Søknadsdokumentasjon

I forbindelse med søknader i konsesjonsrunder og andre tildelinger krever departementet relevant dokumentasjon fra oljeselskapene. Denne benyttes som grunnlag for selve konsesjonstildelingen og særlig i valget mellom selskaper eller selskapsgrupper. Denne dokumentasjonen henger nært sammen med tildelingskriteriene. Dokumentasjonskravene er gjenstand for kontinuerlig vurdering og tilpasses utfordringene i de ulike rundene. Selskapene vil ha behov for å foreta egne områdeevalueringer for å kunne vurdere prospektivitet og forventet verdi av omsøkte blokker. På grunn av konkurransesituasjonen kan dokumentasjonen i forbindelse med konsesjonssøknaden bli mer omfattende enn det som er nødvendig både for selskapet og myndighetene. Dokumentasjonsnivået som selskapene har lagt seg på, spesielt i forbindelse med den tekniske evalueringen av utlyste blokker, kan bidra til unødvendig høye kostnader og til at for mye arbeid foretas i tidsrommet før utvinningstillatelse tildeles. Oljedirektoratet har utfordret industrien til å redusere og presisere dokumentasjonen og i større grad benytte studier og annet arbeid som tidligere er foretatt i de aktuelle områdene for å redusere kostnadene i forbindelse med konsesjonssøknaden.

De største kostnadene før konsesjonstildeling er knyttet til kjøp av seismikk. Ideelt sett burde datainnsamling i større grad enn i dag foregå etter at en utvinningstillatelse er tildelt.

Departementet vil i forbindelse med evalueringen av tildelingskriteriene, vurdere ulike modeller for å forenkle søknadsdokumentasjonen. Spesielt for fremtidige tildelinger i modne områder kan det være naturlig å redusere dokumentasjonen gjennom et system der selskapene på forhånd har gjennomgått en prekvalifisering for de ulike oppgavene, jf. omtale i avsnitt 4.3.2. For å oppnå effektivitetsmessige forbedringer, vil departementet utarbeide standarder for søknadsinnhold i konsesjonssøknader som bidrar til at selskapene reduserer dokumentasjonen.

Tiltak

- Departementet vil legge til rette for å forenkle søknadsdokumentasjonen som kreves av selskapene i forbindelse med konsesjonsrunder. Dette vil etableres før neste konsesjonsrunde i Norskehavet.
- Departementet vil før gjennomføringen av nordsjøtildelingene 2000 utarbeide standarder for søknadsinnhold for modne områder, for å bidra til at selskapene reduserer dokumentasjonen vesentlig.

Åpning av nye områder

Før det gis tillatelse til leteboring ved tildeling av utvinningstillatelse, må området der det skal bores være åpnet for letevirksomhet. Dette foretas ved stortingsbeslutning. Det skal i denne forbindelse utarbeides en konsekvensutredning med vurdering av blant annet miljømessige, økonomiske og sam-

funnsmessige virkninger som virksomheten kan ha for andre næringer og tilstøtende distrikter.

De områdene som ikke er åpnet for letevirksomhet er deler av de kystnære områdene i Norskehavet og deler av Skagerrak, samt store deler av Barentshavet, spesielt områdene beliggende nord for Bjørnøya.

Det er siden slutten av 1980-årene foretatt en rekke miljø- og fiskerirelaterte studier knyttet til problemstillinger i Barentshavet generelt og særlig for områdene nord for Bjørnøya. Her er olje og is et særlig fremtredende spørsmål. Stortinget er fortløpende orientert om fremdriften i arbeidet. I lys av markedsutsiktene, den geologiske usikkerheten og de teknologiske utbyggingsløsningene en kan se for seg i dette området, samt områdets miljømessige sårbarhet, er det stor usikkerhet knyttet til den forretningsmessige interessen for dette området.

Departementet tar derfor ikke sikte på å foreta nye miljø- og fiskeriutredninger av Barentshavet nord i år 2000 eller de nærmeste årene. Det vil likevel bli foretatt enkelte tekniske undersøkelser i området, blant annet som grunnlag for å avgrense kontinentalsokkelens utstrekning.

Stortingets behandling av St.meld. nr. 26 (1993–94) medførte at de kystfjerne områdene i Norskehavet (Vøring- og Mørebasenget) og de kystfjerne områdene i Nordland IV og V ble åpnet for letevirksomhet. I samme melding var det en omtale av de mer kystnære områdene i Nordland VII utenfor Lofoten, Trøndelag I øst, hoveddelen av Nordland VI samt de kystnære områdene i Nordland IV og Nordland V. Det ble i meldingen konkludert med at det da ikke var ønskelig å åpne disse områdene for letevirksomhet.

Nordland fylkeskommune har bedt departementet om å igangsette et arbeid for å klargjøre behovet og interessen for petroleumsvirksomhet i kystnære områder utenfor Nordland, utover de områdene som ble åpnet i 1994.

Departementet vil initiere en forstudie av de ovennevnte områdene utenfor Nordlandskysten. Resultatene i rapporten vil vurderes grundig før en eventuelt tar nye skritt. Formålet er å kartlegge i hvilken grad ny kunnskap knyttet bl.a. til de ressurser fiskeri- og miljømessige forhold kan tilsi at det bør vurderes å igangsette en konsekvensutredning for hele eller deler av de aktuelle områdene. Når arbeidet er slutført vil Stortinget bli orientert.

Tiltak

- Departementet tar ikke sikte på å igangsette nye miljø- og fiskeriutredninger i Barentshavet nord i år 2000 eller de nærmeste årene.
- Departementet vil initiere en forstudie. Dette for å klargjøre om det er grunnlag for å igangsette en konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet i kystnære områder utenfor Nordland utover de områdene som ble åpnet i forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 26 (1993-94).

Datatilgjengelighet

En forutsetning for å oppnå en effektiv letevirksomhet er at selskapene har tilgang på seismiske data og brønndata. Myndighetene spiller her en viktig rolle gjennom salg av egne data som Oljedirektoratet har samlet inn, og gjennom fastsettelse av frivinnings- og andre regler for data som er samlet inn og bearbeidet av industrien.

Fra Norskehavet og nordover er det obligatorisk for selskapene å kjøpe Oljedirektoratets seismiske datapakker for å få rett til å anskaffe egne eller tredjeparts data. Målet med datapakkene var, på en kostnadseffektiv måte, å lage et minimums datagrunnlag som skulle være utgangspunkt for konsjonssøknaden. Inntektene fra salg av datapakkene går direkte til staten, og har til nå vært i størrelsesorden 1940 mill kroner. Selvkost for innsamling og prosessering av dataene har vært om lag 500 mill kroner.

Et myndighetskrav om kjøp av obligatoriske datapakker var hensiktsmessig i en tidlig fase av virksomheten i umodne områder. Ettersom virksomheten er bedre utviklet og i lys av dagens godt utviklede seismikkmarked med flere aktive kontraktører, bør myndighetskravet til obligatorisk kjøp av Oljedirektoratets datapakker avvikles. Samtidig bør prisen på Oljedirektoratets eksisterende datapakker i Norskehavet og Barentshavet sør reduseres til kun å dekke administrasjonsutgiftene ved å gjøre dataene tilgjengelige for industrien.

De fleste selskapene har kjøpt alle tilgjengelige datapakker innsamlet av Oljedirektoratet. Nye store salg forventes kun dersom helt nye aktører kommer til på kontinentalsokkelen. Det kan også forventes et visst salgssomfang når ytterligere data for Barentshavet nord legges ut for salg. Selv om området ikke er åpnet for letevirksomhet, forventes det likevel at dataene vil ha en viss interesse i markedet og at hovedkundene vil være selskaper som er aktive i Barentshavet sør. Disse dataene vil gjøres tilgjengelig for industrien innen kort tid.

Når det gjelder effektiviteten i markedet for de forretningsmessige dataene, som er samlet inn av seismikkselskaper og oljeselskaper, anser departementet hovedtrekkene i dagens system som tilfredsstillende. I de siste årene har likevel departementet merket en økt tendens fra selskapenes side til ikke å ville bytte eller selge brønndata. Dette gjelder særlig data av stor forretningsmessig verdi. Departementet legger stor vekt på at selskapene seg imellom sikrer god tilgang til alle data for alle selskaper, også nykommere som har lite data å bytte med. En vil følge utviklingen nøye og vurdere behov for ytterligere tiltak på dette området.

Tiltak

- Departementet vil fjerne kravet til obligatoriske kjøp av datapakker fra Oljedirektoratet i Norskehavet og Barentshavet sør.
- Departementet vil legge opp til at prisen på Oljedirektoratets datapakker i Norskehavet og Barentshavet sør reduseres til kun å dekke administrasjonsutgiftene forbundet med å gjøre dataene tilgjengelige.
- Departementet vil åpne for at størstedelen av de seismiske og andre data som Oljedirektoratet allerede har samlet inn i Barentshavet nord, gjøres tilgjengelig for salg.

Oppfølging av letevirksomheten

I Norge tildeles en utvinningstillatelse for en initiell periode på inntil 10 år. I denne perioden skal rettighetshaverne gjennomføre leteaktivitet i henhold til en nærmere fastsatt arbeidsforpliktelse som de påtar seg ved tildelingen. Nor-

malt tildeles tillatelsene med 6 års varighet. Leteperioden kan forlenges til totalt 10 år. Når leteperioden er avsluttet og rettighetshaveren har fullført den arbeidsforpliktelsen de påtok seg ved tildelingen av tillatelsen, har de krav på en forlengelse av tillatelsen for – som hovedregel – 50 pst. av arealet i normalt 30 år. De resterende 50 pst. av arealet tilbakeleveres til grunneier.

Erfaringen med systemet er i hovedsak gode. Departementet vil allikevel legge opp til en noe strengere praksis framover: Det vil være aktuelt å fastsette kortere leteperiode ved tildeling av utvinningstillatelser. Det vil også søkes etablert en strengere praksis ved søknader om forlengelse av leteperioden. Tilsvarende vil det være aktuelt å fastsette strengere krav om tilbakelevering av areal ved tildeling vurdert i sammenheng med arbeidsforpliktelsen i den enkelte utvinningstillatelsen.

Siktemålet ved disse tilpasningene er å bidra til at selskapene raskt avklarer om det er gode forretningsmuligheter i det aktuelle området. Dersom de ikke påviser utvinnbare ressurser, bør andre selskaper gis muligheter til videre leting i det aktuelle området. Disse hensyn er særlig fremtredende i de modne delene av kontinentalsokkelen.

Departementet og Oljedirektoratet følger opp den løpende leteaktiviteten gjennom saksbehandling, møter og innhenting av informasjon fra selskapene. Dette legger grunnlaget for vedtak i enkeltsaker og er med på å gi underlag for generell utvikling av oljepolitikken. Det gir også en del av grunnlaget for planlegging og gjennomføring av konsesjonstildelingene. Informasjonen som fremkommer i slike sammenhenger, er viktig for myndighetene og slik kontakt bidrar i tillegg til å utvikle kompetansen på myndighetssiden. Myndighetenes rolle i slike sammenhenger bør likevel være lyttende. Det bør vurderes om ikke oppfølgingen av leteaktivitetene i større grad bør struktureres slik at en kan føle seg tryggere på at det ikke legges føringer for aktivitetene som planlegges med mindre dette er direkte tilsiktet. Dette for å sikre at selskaperes beslutninger er fattet på et fullt ut forretningsmessig grunnlag og ikke ut fra selskaperes vurderinger av hvordan myndighetene vil oppfatte deres beslutninger.

Tiltak

- Departementet vil etablere en noe strengere praksis ved fastsettelse og forlengelse av leteperioden i utvinningstillatelsene. En vil også etablere en noe strengere praksis i forbindelse med tilbakelevering av areal til staten etter at leteperioden er avsluttet.
- Ordningen med søknad om tillatelse til bore- og brønnaktiviteter i letefasen avvikles uten at dette får betydning for den etablerte samtykkeordningen.
- Departementet og Oljedirektoratet vil gjennomgå prosedyrer og arbeidsform i oppfølgingen av letevirksomheten for å sikre at en ikke utilsiktet påvirker selskaperes forretningsmessige beslutninger.

Miljø- og fiskerivilkår i forbindelse med 16. konsesjonsrunde

16. konsesjonsrunde i Norskehavet ble utlyst i september 1999. Det gikk fram av utlysningsteksten at regjeringen, i tilknytning til aktiviteten i Møre I, ville komme tilbake til et biologisk og ressursmessig overvåkningsprogram knyt-

tet til mulige konsekvenser for fiskerinæringen. En vil også vurdere om et slikt overvåkingsprogram skal etableres for hele Norskehavet. Når det gjelder dypvannsområder presiseres det i utlysningsteksten at regjeringen vil komme tilbake til en vurdering av behovet for særskilte tiltak for å redusere risikoen i området. Nedenfor adresseres ovennevnte problemstillinger.

Fiskeri og havbruk utgjør Norges nest største eksportnæring etter olje og gass. Departementet ser det som spesielt viktig fortsatt å legge til rette for at petroleumsaktivitet skjer i forståelse med fiskeri- og havbruksnæringen og at det tas hensyn til fremtidig verdiskaping basert på marine ressurser.

Petroleumsvirksomhet i Norskehavet stiller spesielle krav til vern av miljøet og til levende marine ressurser. For det første er det påvist en rekke spesielt miljøfølsomme områder langs kysten som kan skades ved eventuelle akutte og operasjonelle utslipp av olje og kjemikalier. For det andre representerer Møre I, den sørøstlige del av Norskehavet, et område med viktige gyteområder for flere fiskeslag, omfattende fiskeriaktivitet og deler av området er spesielt fiskeintensive.

Departementet er opptatt av mulige skadevirkninger som følge av utslipp til området, og vil be rettighetshaverne om å komme tilbake til utformingen av et overvåkingsprogram i konsekvensutredninger som følger med plan for utbygging og drift i Møre I-området. I første omgang vil dette være aktuelt i forbindelse med plan for utbygging og drift for Ormen lange feltet.

Departementet ser også behov for å utvide den biologiske overvåkingen av levende marine ressurser i Norskehavet for å kartlegge eventuelle effekter av petroleumsvirksomheten. Den utvidede overvåkingen bør bygge på eksisterende overvåkingsaktivitet som utføres av industrien selv og myndighetene. Biologisk overvåking som gjøres bør i tillegg samordnes i større grad.

I Norskehavet vil deler av virksomheten skje på dypere vann (350-1500 meter) enn andre steder på kontinentalsokkelen (65-350 meter). Det har vært en positiv utvikling i forbindelse med planlegging og gjennomføring av boring på dypt vann. Likevel har man begrenset kunnskap om spredning og effekt av utslipp på dypt vann og hvordan en eventuell utblåsning best kan håndteres. Videre er dypvannsområdene overvintringsområder for flere arter plankton, for eksempel raudåte, som spiller en sentral rolle i den marine næringskjeden.

Det overordnede prinsipp for beredskap er at selskapene har ansvar for og plikt til å etablere den beredskapen som er nødvendig for sin virksomhet. Oljevernberedskap til havs er ivaretatt ved at operatør etablerer operativ beredskap for felt, hav, kyst og strand på basis av en risiko- og beredskapsanalyse.

Departementet anerkjenner det betydelige arbeidet som allerede gjøres av petroleumsindustrien, men ønsker likefullt å øke beredskapsinnsatsen i dypvannsområdene. I forbindelse med konsekvensutredninger som vil følge eventuelle planer for utbygging og drift, vil departementet pålegge operatøren å utrede behovet for særskilte tiltak for å redusere risiko for miljøskade som følge av akutte utslipp i dypvannsområder. Det vil bli lagt spesiell vekt på en regional tilnærming. I dypvannsområdene følger myndighetene kontinuerlig aktivitetene for å påse at de nødvendige risikoreduserende tiltak iverksettes.

Petroleumsaktivitet er en av flere kilder til forurensende utslipp til sjø. I dag pågår en rekke forsknings- og overvåkingsprosjekter vedrørende langtidseffekter av utslipp til sjø på mange og ulike hold, ofte uten å se disse i en sammenheng. Det er bred enighet om at kunnskapsgrunnlaget om mulige

langtidseffekter av utslipp fra blant annet petroleumsvirksomhet ikke er godt nok. Departementet viser til det arbeidet som gjøres av industrien selv for å øke kunnskapsgrunnlaget, men ønsker også på dette området å øke innsatsen, fortrinnsvis på utslipp av kjemikalier og produsert vann. Dette vil skje i samarbeid med Norges forskningsråd og industrien.

Tiltak

- Departementet vil be rettighetshaverne komme tilbake til utformingen av et overvåkningsprogram i konsekvensutredninger som følger plan for utbygging og drift i Møre I-området.
- Departementet vil utvide og samordne den eksisterende biologiske overvåkningsaktiviteten av levende marine ressurser i Norskehavet for å kartlegge eventuelle effekter av petroleumsaktiviteten i dette området.
- Departementet vil øke innsatsen for å klargjøre konsekvenser av og utrede mulige tiltak for å forebygge og avbøte negative effekter av eventuelle akutte utslipp i forbindelse med operasjoner på dypt vann.
- Departementet vil i samarbeid med Norges forskningsråd og industrien, samordne og øke innsatsen for å bedre kunnskapsgrunnlaget om langtids-effekter av utslipp til sjø fortrinnsvis av kjemikalier og produsert vann.

4.1.2 Utbyggings- og driftsfasen

Etter at et funn er gjort vil arbeidet med å vurdere muligheten for økonomisk utnyttelse av funnet starte. Dette arbeidet foregår innenfor rammene av utvinningstillatelsen. Arbeidet utføres av operatøren i samarbeid med de andre deltagende selskapene i tillatelsen. Alternative utbyggingsløsninger og utvinningsstrategier blir vurdert, og gitt at dette arbeidet viser potensiale for lønnsom utvinning, vil rettighetshaverne utarbeide en plan for utbygging og drift. Denne planen skal fremlegges for myndighetene for godkjenning. Når en utbygging er godkjent, vil den praktiske gjennomføringen av prosjektet finne sted og feltet settes i drift.

I fasen fra et funn er gjort til utbyggingen av et felt starter, foretas det vurderinger og beslutninger som har avgjørende betydning for ressursutvinning, miljø-, sikkerhet- og næringsmessige forhold. For myndighetene er det derfor i denne fasen viktig å ha formelle virkemidler som kan sikre at utbyggingen skjer på en samfunnsøkonomisk og ressursmessig forsvarlig måte, og innenfor akseptable rammer for miljø-, sikkerhets- og næringsmessige forhold. Med hensyn på sistnevnte er det i særlig grad fiskerinæringen som har betydning.

Når det gjelder driftsfasen er det viktig for myndighetene å ha virkemidler som sikrer at driften skjer på en ressursmessig best mulig måte innenfor samfunnsøkonomiske rammer. Videre er det viktig å føre tilsyn med driften i forhold til miljø- og sikkerhetsmessige forhold.

Behovet for statlige virkemidler i utbyggings- og driftsfasen er begrunnet i det forhold at staten og rettighetshaverne i en utvinningstillatelse ikke alltid vil ha sammenfallende interesser, det vil si at beslutninger som fattes av selskapene i en tillatelse ikke nødvendigvis vil ta tilstrekkelig hensyn til samfunnsmessige forhold.

Utfordringen for myndighetene består i å utforme et styringssystem som sikrer størst mulig grad av sammenfall mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske vurderinger. På denne måten sikrer man at virksomheten i utvinningstillatelsene i størst mulig grad kan foregå uten inngripen fra myndighetenes side. For å oppnå et effektivt styringssystem bør det derfor fokuseres på de områder hvor det kan oppstå interessekonflikt mellom samfunns- og bedriftsøkonomi. Dette har vært grunnlaget for departementets gjennomgang av myndighetenes styringssystem på ressursområdet i utbyggings- og driftsfasen. I det etterfølgende er det foreslått enkelte endringer i dagens virkemidler med sikte på å gjøre styringssystemet enklere og mer effektivt.

Godkjenning av utbygginger – PUD/PAD

Dersom rettighetshaverne i tillatelsen beslutter å bygge ut en petroleumsforekomst, skal de i henhold til petroleumsloven legge fram en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomster (PUD) for departementet til godkjenning. Dersom de eller andre juridiske personer også beslutter å bygge et rør for transport av petroleum og eventuelt en innretning for utnyttelse av petroleum, skal det i henhold til samme lov også fremlegges en plan for anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum (PAD) for departementet. På basis av PAD gir departementet tillatelse til anlegg og drift. Ved godkjenningen av PUD eller ved tillatelsen til anlegg og drift har myndighetene mulighet til å stille vilkår.

En PUD og en PAD består av en utbyggings- eller anleggsdel og en konsekvensutredningsdel. I utbyggings-/anleggsdelen skal myndighetene få en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, miljø- og sikkerhetsmessige forhold ved prosjektet. Konsekvensutredningsdelen skal dekke samfunnets behov for informasjon om virkningene utbyggingen eller anlegget kan ha for nærings- og miljømessige forhold.

Utbygging av petroleumsforekomster skal forelegges Stortinget av bevilgningmessige årsaker der SDØE deltar i utvinningstillatelsene eller dersom prosjektet har prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning. Stortinget har likevel delegert Kongen fullmakt til å godkjenne et stort antall utbygginger. Fullmakten har hittil blitt gitt for ett år av gangen og omfatter prosjekter som ikke har prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning og der samlede investeringer ikke overstiger en fastsatt beløpsgrense, for tiden fem milliarder kroner.

Myndighetenes saksbehandling av PUD/PAD kan ta fra to til seks måneder avhengig av om saken må fremlegges for Stortinget eller ikke. Det er lagt opp til at rettighetshaverne skal kunne få svar på utbyggingssaker som tilfredsstiller kravene til godkjenning av Kongen innen åtte uker fra innlevering av utbyggings-/anleggsdelen av dokumentet. Forutsetningen for en så rask saksbehandling er at høringen av konsekvensutredningen er påbegynt før innleveringen av utbyggings-/anleggsdelen.

Gjennom 1990-årene har det, blant annet i Norsok-prosjektet, blitt satt fokus på innholdet i PUD/PAD samt på myndighetenes saksbehandling. Dette har resultert i tiltak for å forenkle innholdet i planene og for å effektivisere myndighetenes saksbehandling. Dagens praksis er at PUD/PAD må tilpasses den foreliggende utbyggingssituasjon, det vil si at mindre utbygginger

krever mindre dokumentasjon. Videre skal myndighetenes dokumentasjonskrav for utbyggings-/anleggsdelen være på linje med det rettighetshaverne selv krever av dokumentasjon for å fatte en beslutning.

I konsekvensutredningsdelen er det viktig at de sentrale problemstillingene for samfunn og miljø i tilknytning til utbyggingen belyses på en effektiv og god måte. Utarbeidelsen av regionale konsekvensutredninger har vært et positivt bidrag i så måte.

Det er store forskjeller mellom ulike utbygginger. Dette har konsekvenser for hensiktsmessigheten av ulike avbøtende tiltak ved en utbygging, og er derigjennom årsaken til at det foretas en konkret vurdering av i hvilken grad nye utredninger av ulike avbøtende tiltak er ønskelig i tilknytning til en utbygging. De utredningene som i de senere årene er gjort, både av kraft fra land og av separering og deponering av CO₂ fra kraftproduksjon, utgjør en viktig dokumentasjon når behovet for ytterligere utredninger av disse tiltakene vurderes i forbindelse med fremtidige utbygginger.

Grensen på fem milliarder kroner i investeringsnivå for prosjekter som kan godkjennes av Kongen har vært uforandret siden 1993. En heving av grensen til ti milliarder kroner vil føre til at de fleste prosjektene på kontinentalsokkelen vil kunne godkjennes av Kongen, samtidig som Stortinget fremdeles vil få de virkelig betydningsfulle prosjektene til behandling. Med dagens kunnskap om investeringsnivå for de ulike prosjektene, vil en heving av grensen til ti milliarder kroner innebære at regjeringen ville kunne beslutte prosjekter i størrelse med Ringhorne, mens Stortinget ville få seg forelagt prosjekter som Grane og Ormen lange. En heving av grensen vil også bidra til å redusere de uheldige effektene ved å ha slike grenser, det vil si insentivet til å underestimere og å dele opp prosjekter for å komme under grensen for stortingsbehandling.

Departementet legger stor vekt på at PUD/PAD har en høy kvalitet slik at beslutningsgrunnlaget er det best mulige. I den nye veiledningen for PUD og PAD er det lagt vekt på at prosjektene i tilstrekkelig grad må være modnet før planene sendes inn til myndighetene, det vil si at det reservoarmessige og tekniske grunnlaget for kostnadsanslaget er tilstrekkelig gjennomarbeidet. Det er også presisert at det bør gå klart fram hva slags usikkerhet prosjektet står overfor og hvordan rettighetshaver behandler denne usikkerheten i kostnadsestimatene.

For flere utbyggingsprosjekter godkjent de senere årene, kan en vesentlig del av de økte investeringene i forhold til PUD knyttes til at rettighetshaverne har investert i nye lønnsomme forretningsmuligheter etter myndighetenes godkjenning av PUD. Men dette har ført til at flere prosjekter har fått et betydelig større omfang enn den utbyggingsplan myndighetene har godkjent. Departementet vil for fremtidige utbyggingsprosjekter kreve en redegjørelse i PUD/PAD fra rettighetshaverne om hvilke nye forretningsmuligheter en kan se for seg i tilknytning til det prosjekt det søkes godkjenning for, og i hvilken grad dette kan føre til et høyere investeringsnivå for prosjektene enn det som er beskrevet i planen. Dette kravet er tatt med i den nye veiledningen for PUD og PAD.

Det vises også til departementets vurdering av investeringsutvalgets rapport i St.meld. nr. 37 (1998-99) kap IV. Det ble der tatt sikte på at departemen-

tet skulle gi Stortinget en samlet redegjørelse om kostnads- og lønnsomhetsutviklingen for de enkelte prosjekter hvor PUD/PAD er blitt forelagt myndighetene. Denne redegjørelsen vil bli gitt en gang per år, som hovedregel i revidert nasjonalbudsjett. Stortinget vil på denne måten kunne følge utviklingen i de enkelte prosjekter nærmere.

Tiltak

- Departementet vil kreve en redegjørelse i plan for utbygging og drift eller plan for anlegg og drift om hvilke nye forretningsmuligheter en kan se for seg i tilknytning til det prosjekt det søkes godkjenning for, og som kan føre til et høyere investeringsnivå for prosjektene enn det som er beskrevet i PUD. Departementet har utgitt en ny veiledning for PUD og PAD der det går fram at departementet skal ha informasjon om hvilke usikkerheter prosjektene står overfor og hvordan rettighetshaver behandler denne usikkerheten i kostnadsestimater.
- Departementet vil årlig gi Stortinget en samlet redegjørelse om kostnads- og lønnsomhetsutviklingen for de enkelte prosjekter hvor PUD eller PAD er blitt forelagt myndighetene.
- Departementet foreslår at Stortinget gir Kongen fullmakt til å godkjenne PUD/PAD for utbygginger med investeringer inntil 10 mrd. kroner. Det vil bli fremmet forslag om dette i tilknytning til statsbudsjettet for 2001.

Andre tillatelser og godkjenninger i utbyggingsfasen

I tillegg til PUD og PAD er myndighetene involvert på ulike stadier i forbindelse med utbygging av og produksjon fra en petroleumsforekomst.

Bestemmelsene på ressursforvaltningsområdet er begrunnet i behovet for å sikre forsvarlig utvinning og omfatter reguleringer som myndighetene kan bruke på ulike tidspunkt. Det foreslås følgende forenklinger i regelverket:

Dersom rettighetshaverne i en utvinningstillatelse beslutter ikke å igangsette utvinning, skal de i henhold til forskrift til petroleumsloven § 17 sende myndighetene en erklæring om dette innen to år etter at resultatene av siste letebrønn foreligger. Hensikten med denne bestemmelsen er primært å sikre myndighetene informasjon om grunnlaget for ikke å sette i gang utvinning. Ordningen med innsendelse av slike erklæringer praktiseres ikke i dag. Isteden får myndighetene tilgang til denne informasjonen gjennom regulære møter med operatøren o.l.

Tiltak

- Kravet om innsendelse av en erklæring om ikke å igangsette utvinning i henhold til forskrift til petroleumsloven § 17 bortfaller.
- Kravene om fem tillatelser i forbindelse med de fiskale målesystemer i ODs forskrifter tas bort. Bestemmelsene erstattes med et krav om en omtale av målesystemene i planer for utbygging og drift eller planer for anlegg og drift, samt et krav om samtykke til bruk av målesystemene.

Tillatelser til produksjon, brenning og kaldventilering

På årlig basis gir myndighetene etter søknad fra rettighetshaverne tillatelse til det volum petroleum som rettighetshaverne både kan produsere og brenne/kaldventilere per felt.

Når det gjelder produksjonsdelen av tillatelsen, bør denne beholdes av hensyn til ressursforvaltningen.

Krav om tillatelse for å kunne brenne gass ble innført av ressursmessige grunner i 1970-årene. Bakgrunnen for innføring av faklingstillatelser var at man ville hindre unødig brenning av gass. Tiltaket har hatt stor betydning for å bringe fram muligheter for gassavsetning. Mulighet for avbrenning av gass i fakkel ved uregelmessigheter ved anleggene er en nødvendig sikkerhetsforanstaltning på innretningene.

I dag er mulighetene for gassavsetning gode. Alternativt til å brennes/kaldventileres kan derfor gassen selges. Dette gjør at det er lønnsomt for rettighetshavergruppene å begrense egen bruk av gass. Utslipp av CO₂ fra forbrenning og fakling av gass fra kontinentalsokkelen er belagt med CO₂-avgift. CO₂-avgiften som belastes rettighetshaverne for den petroleum som brennes/kaldventileres forsterker selskapenes insentiver til å brenne/kaldventilere så lite som mulig. Løsninger for gassavsetning og den teknologiske løsningen knyttet til gassavbrenning i fakkel er også en del av utbyggingsplanen for et felt. Disse myndighetsbehandles således i tilknytning til godkjenning av plan for utbygging og drift.

Faklingstillatelsene er i dag overflødige. Det er ikke hensiktsmessig å opprettholde en ordning der man både må ha den tekniske løsningen godkjent i behandlingen av PUD, ha årlig tillatelse til å brenne/kaldventilere gass og betale CO₂-avgift for gassen som brennes/kaldventileres.

Fjerning av tillatelsen innebærer ikke at ønsket om å holde faklingen på et lavt nivå svekkes. Tiltaket er en opprydding og forenkling i forhold til dagens ordning med flerfoldig regulering av denne aktiviteten.

Departementet forventer bare marginale endringer i omfanget av fakling som resultat av at ordningen med søknad om tillatelse til brenning og/eller kaldventilering av petroleum avvikles. Avvikling av ordningen krever endring i petroleumsløven § 4-4 annet ledd.

Tiltak

- Ordningen med tillatelse til brenning og /eller kaldventilering av petroleum avvikles.

Andre reguleringer i produksjonsfasen

I tillegg til kravene om tillatelser for produksjon og brenning av petroleum inneholder petroleumsløven med forskrifter flere bestemmelser som skal sikre forsvarlig ressursutnyttelse i driftsfasen av et petroleumsfelt.

Gjennomgangen av disse bestemmelsene har resultert i at departementet vil foreslå å frafalle kravet til årlig tillatelse til bore- og brønnaktivitet på felt i produksjon. Praksis har vist at det ikke lenger er behov for en slik ordning.

Tiltak

- Ordningen med søknad om tillatelse til bore- og brønnaktivitet på felt i produksjon avvikles uten at dette får betydning for den etablerte samtykkeordningen.

Andres bruk av behandlingsskapasitet mv. på installasjoner

Deler av norsk kontinentalsokkel er blitt en moden petroleumssprovinns. Selv om produksjonen fra kontinentalsokkelen ikke har nådd toppen, er den fallende fra de store feltene som ble bygget ut i 1970- og 1980-årene. Den ledige kapasiteten som oppstår når produksjonen fra eksisterende felt faller, muliggjør at mindre funn kan bygges ut i tilknytning til disse feltene for å få utført behandlingstjenester. Statfjord satellitter, Vigdis, Tordis, Borg og Sygna som alle er lokalisert i Tampenområdet, er eksempler på felt bygget ut som satellittfelt til eksisterende installasjoner. Det er særlig i Nordsjøen at infrastrukturen er godt utbygd. Dette gjør at det ofte er konkurranse mellom flere felt som kan tilby nye utbygginger de samme behandlingstjenestene.

En ny utbygging kan typisk gjøre bruk av eksisterende infrastruktur ved at den nye forekomsten bygges ut med en undervannsinstallasjon eller innretning der brønnstrømmen overføres til en eksisterende innretning eller ved at den nye forekomsten bores og produseres direkte fra den eksisterende innretningen. Rettighetshaverne til den nye forekomsten kan på den eksisterende innretningen få utført tjenester slik som prosessering - dvs. separasjon av gassen, oljen og vannet i brønnstrømmen, måling, lagring og utskipping av oljeproduksjonen via lastebøye til en oljetanker. Gass og for enkelte felt også olje sendes videre i rør. Ofte installeres kontrollutstyr på den eksisterende innretningen for overvåking og fjernstyring av driften av den nye installasjonen.

Utnyttelse av eksisterende feltinstallasjoner ved nye utbygginger er ofte den samfunnsøkonomisk mest kostnadseffektive og ofte den forretningsmessig sett eneste mulige utbyggingsløsningen for mindre funn. Det finnes en lang rekke funn og prospekter som i fremtiden kan knyttes opp mot eksisterende felt.

Når det gjelder tilknytning til eksisterende feltinstallasjoner og bruk av blant annet prosesseringstjenester på disse installasjonene, kan forhandlingsprosessen mellom eierne og potensielle brukere av infrastrukturen være svært tidkrevende. For mindre funn kan forhandlingsprosessen og usikkerheten gjøre at terskelen blir høyere for å arbeide med mindre funn slik at økonomisk marginale ressurser kan bli negativt påvirket.

For å forenkle og forbedre prosessen fram til en avtale mellom eiere og brukere av behandlingstjenester på eksisterende felt, ønsker departementet i samarbeid med industrien å komme fram til et omforent dokument der selskapene gir sin tilslutning til ulike prinsipper og kjøreregler for hvordan en skal forhandle fram avtaler for tredjeparts bruk av denne infrastrukturen.

Målet med dette arbeidet er å lette gjennomføringen og redusere tidsbruken i forhandlingsprosessene og dermed også ressursbruken både hos eierne og hos mulige brukere.

Et tilsvarende system er innført på britisk kontinentalsokkel.

Tiltak

- Departementet vil i samarbeid med industrien videreutvikle prinsipper og retningslinjer for etablering av avtaler for tredjeparts bruk av prosesseringstjenester offshore.

4.1.3 Disponering av innretninger

Produksjonen fra flere felt vil i de nærmeste årene enten opphøre eller legges om med den følge at en rekke innretninger går ut av bruk. Det knytter seg usikkerhet til tidspunktene for de enkelte felt. Mange har vist seg å kunne produsere lengre enn tidligere antatt bl.a. på grunn av nye metoder for økt utvinning eller innfasing av tilleggsressurser.

OSPAR-beslutningen (beslutning etter Oslo-Paris konvensjonen) ble lagt fram for Stortinget i St.prp. nr 8 (1998-99). Den innebærer at Norge har påtatt seg en internasjonal forpliktelse til å fjerne de fleste installasjonene og bringe dem til land for resirkulering eller annen disponering. Alternative løsninger er kun aktuelt for de installasjoner som omfattes av unntakene. Dette innebærer at beslutningsprosessen kan gjøres enklere, mindre tidkrevende og mer forutberegnelig. Departementet vil derfor i et nytt fremlegg for Stortinget, foreslå at Stortinget gir regjeringen fullmakt til å fatte disponeringsvedtak innenfor nærmere gitte rammer.

Undersjøiske rørledninger og kabler omfattes ikke av OSPAR-beslutningen. Men etter OSPAR-konvensjonen av 1992 må dumping av rørledninger skje i henhold til tillatelse gitt av det enkelte lands kompetente myndigheter og under gitte vilkår. Vedtak om disponering av installasjoner, rørledninger og kabler følger ellers av bestemmelsene i den norske petroleumslovgivningen.

Da Stortinget tok stilling til disponering av innretningene på Odin-feltet i 1996 og Øst-Frigg-feltet i 1999, ble beslutningen om disponering av rørledningene fra feltene utsatt inntil resultatene fra en igangsatt utredning om disponering av undersjøiske rørledninger og kabler foreligger.

Første fase i denne utredningen er nå avsluttet. I denne fasen er det gjennomført en rekke prosjekter som belyser omfanget av fremtidige disponeringsbeslutninger og hva de alternative løsningene betyr for kostnader, sikkerhet, miljø, energibruk og andre brukere av havet. Materiale fra de enkelte prosjekter er samlet i en sammenfatningsrapport utgitt av Olje- og energidepartementet i desember 1999. Neste fase i arbeidet vil være å trekke konklusjoner av de tekniske utredningene og forberede et fremlegg for Stortinget med forslag til prinsipper for disponering av rørledninger og kabler.

Tiltak

- Departementet vil i et nytt fremlegg foreslå at Stortinget gir regjeringen fullmakt til å fatte disponeringsvedtak for installasjoner innenfor nærmere gitte rammer.
- Departementet vil legge fram for Stortinget et forslag til prinsipper for disponering av rørledninger og kabler.

4.1.4 Andre politikkområder

Mobilitet av flyttbare innretninger

Økt aktivitet på dypt vann kombinert med økende behov for brønninterven-sjon på eksisterende felt gjør at flyttbare innretninger forventes å spille en stadig viktigere rolle på norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder for fremtidige feltutbygginger så vel som for drift og vedlikeholdsoppgaver. Det er derfor viktig at regelverket utformes slik at det bidrar til en kostnadseffektiv utnyttelse av disse innretningene.

Problemstillingen gjelder særlig boreinnretninger, men er også relevant for andre flyttbare innretninger, som for eksempel intervensjonsinnretninger og produksjonsinnretninger.

I følge industrien står den overfor et todelt marked hvor kostnadseffektive innretninger ekskluderes fra norsk kontinentalsokkel. Foruten tilleggsinves-teringer i oppgradering og ombygging av flyttbare innretninger bidrar regel-verket til at vedlikehold av produserende brønner fordyres som følge av høy-ere rater på rigger og brønnintervensjonsenheter.

Det har vært en viktig oppgave å identifisere i hvilken grad og i hvilket omfang disse kostnadene er knyttet til norske regelverkskrav og ikke andre forhold, som for eksempel generelt vedlikehold eller oppgradering som følge av klassekrav.

Kontinentalsokkelgrense mot Storbritannia og Danmark

Alle landene med rett til produksjon av petroleumsressurser i Nordsjøen star-tet leting etter disse tidlig i 1960-årene. Dette gjaldt foruten Norge først og fremst Storbritannia, Nederland og Danmark. Landene etablerte en petrole-umspolitik med mange likhetstrekk. Det var og er likevel ulikheter på en del områder.

Det er et nært samspill mellom de ulike delene av kontinentalsokkelen i forbindelse med leting, utbygging, produksjon og ikke minst transport. Det er også delvis overlapping med hensyn til oljeselskapenes aktiviteter og leveran-dørnæringene i de ulike landene ved at de ofte er aktører i hele Nordsjøområ-det.

I grensesnittet mellom petroleumsregimene i Nordsjøen kan det oppstå effektivitetstap. Eksempelvis er det slik at oljeselskapene foretar et utstrakt bytte av brønn- og andre data mellom norske utvinningstillatelser, mens det kun er et svært begrenset antall formelle bytter over grensen mot Storbritan-nia og Danmark. Likevel benytter selskapene databaser som dekker flere lands kontinentalsokkel.

Videre er det slik at det ofte er kostnadskrevende å flytte en flyttbar inn-retning, for eksempel en boreinnretning, fra britisk kontinentalsokkel til norsk kontinentalsokkel på grunn av norske særkrav, jf. omtalen foran. Olje-industriens Landsforening har stått for en utredning om årsakene til forskjell i kostnadsnivået mellom britisk og norsk kontinentalsokkel. Utredningen har bidratt til å klarlegge i hvilken grad og i hvilket omfang disse kostnadene er knyttet til norske regelverkskrav, herunder en overfortolkning av regelver-kets krav og intensjoner, og hva som kan tilskrives andre forhold, som tariff-avtaler, generelt vedlikehold eller oppgradering som følge av klassekrav.

Tiltak

- Departementet vil arbeide videre med å bedre informasjonsutvekslingen og begrense mulige effektivitetstap i grensesnittene mellom britisk, dansk og norsk kontinentalsokkel.

Krav om lokalisering av organisasjon i Norge

I følge petroleumsløven skal rettighetshaver ha en organisasjon som er i stand til selvstendig å lede petroleumsvirksomheten fra Norge. Departementet kan stille i denne forbindelse bestemte krav til organisasjonen og selskapskapitalen.

For selskaper som er operatører eller har en betydelig portefølje av utvinningstillatelser vil det være selvfølgelig og naturlig med en egen organisasjon i Norge, og det vil også i fremtiden bli stillet krav om dette.

For selskaper som ikke er operatører og som har et mindre antall eierandeler i leteareal eller mindre felt, kan et krav om egen organisasjon i Norge innebære et betydelig kostnadselement som kan skape et etableringshinder for nye selskaper. For slike selskaper kan det være naturlig å organisere virksomheten gjennom en organisasjon utenfor Norge. På denne måten kan selskapene også nyttiggjøre seg kompetanse og erfaring i en større organisasjon, som vil gi et bedre faglig og mer kostnadseffektivt bidrag til aktivitetene på kontinentalsokkelen.

Departementet legger til grunn at en i fremtiden ikke vil stille krav om egen organisasjon i Norge for selskaper som ikke er operatører og som har eierandeler, med et lite økonomisk omfang. En slik politikkendring krever endring i petroleumsløven § 10-2.

Tiltak:

- Departementet vil ikke stille krav om egen organisasjon i Norge for selskaper som ikke er operatører på kontinentalsokkelen og som har eierandeler med lite økonomisk omfang.

4.1.5 Petroleumsløvgivningen

Med petroleumsløvgivningen forstås petroleumsløven med de overordnede hjemler for konsesjonssystemet og krav til sikkerhet, konsesjonsverket, petroleumsforskriften og andre forskrifter gitt i henhold til løven, herunder sikkerhetsforskriften, forskrift om styringssystem for å etterleve myndighetskrav knyttet til sikkerhet, arbeidsmiljø og vern av ytre miljø i petroleumsvirksomheten, samt de samlede underliggende detaljforskrifter innenfor ressurs- og sikkerhetsforvaltning som inneholder nærmere rettigheter og plikter aktørene i petroleumsvirksomheten har. Petroleumsløvgivningen omfatter også arbeidsmiljøloven med underliggende forskrifter.

Konsesjonsverket

Konsesjonsverket utgjøres av utvinningstillatelsen, samarbeidsavtalen og regnskapsavtalen. Disse er utformet innenfor rammene av petroleumsløven og petroleumsforskriften, samt annet lovverk.

Arbeidet med å effektivisere konsesjonsverket og å tilpasse det til de utfordringer vi står overfor på kontinentalsokkelen, er en kontinuerlig prosess. Det er foretatt betydelige endringer i dette konsesjonsverket siden 1960-årene. Hovedtrekkene i disse tilpasningene er forelagt Stortinget.

Utvinningstillatelsen regulerer de deltakende selskapers rettigheter og plikter i forhold til staten. En legger opp til å videreføre og videreutvikle dette dokumentet innenfor gjeldende regler.

Det settes som vilkår for tildeling av en utvinningstillatelse at rettighetshaverne inngår en samarbeidsavtale med de øvrige deltakere i den aktuelle tillatelse. Avtalen har store likheter med privatrettslige selskapsavtaler, og regulerer i hovedsak forholdet mellom de private parter i tillatelsen. Samarbeidsavtalen danner grunnlaget for den daglige organiseringen, driften og utbytte fra virksomheten. Samarbeidsavtalen pålegger interessentskapet å opprette en styringskomite som utgjør interessentskapets øverste organ. Alle selskaper som er rettighetshaver i utvinningstillatelser, er representert i styringskomiteen. Avtalen regulerer også operatørens oppgaver og plikter i forhold til interessentskapet. Videre inneholder avtalen individuelt fastsatte stemmereglene for det enkelte interessentskap.

Rettighetshaverne er også forpliktet til å inngå en regnskapsavtale. Denne inneholder detaljerte bestemmelser vedrørende regnskapsføring og økonomiske forhold for den felles virksomhet. Avtalen regulerer i all hovedsak forholdet mellom partene i tillatelsen.

Enkelte avgrensede deler av samarbeidsavtalen og regnskapsavtalen regulerer forholdet til myndighetene, særlig gjelder dette det direkte statlige økonomiske engasjement (SDØE).

Innholdet i samarbeidsavtalene og regnskapsavtalene har så langt vært fastsatt av departementet, men avtalene inngås mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsen. I tilknytning til den enkelte konsesjonsrunde utformes en standard samarbeidsavtale og regnskapsavtale som industrien gis anledning til å foreslå endringer i. Departementet har vært opptatt av en helhetlig regulering gjennom standardiserte avtaler.

Samarbeidsrelasjonene i næringen utvikler seg raskt og selskapene ønsker seg i stadig større grad andre løsninger enn de standardiserte avtalene som utvikles i forbindelse med konsesjonsrundene. Dette er særlig knyttet til samarbeidsrelasjonene mellom rettighetshaverne, men også til forholdet til leverandørene.

Departementet ønsker å overlate ansvaret for utformingen av samarbeids- og regnskapsavtalene til industrien. De praktiske sidene samt håndteringen av de delene av avtalene som berører myndighetene vil bli drøftet med industrien.

Denne tilpasningen i rammeverket vil ikke ha virkning for myndighetenes rett til informasjon eller mulighet til å styre utviklingen i næringen. Slik styring skjer i hovedsak med hjemmel i lovverket og forskriften.

Tiltak

- Ansvar for og utformingen av samarbeids- og regnskapsavtalene som regulerer forholdet mellom rettighetshaverne, overlates til industrien. Dette påvirker ikke myndighetenes mulighet til styring og kontroll med

virksomheten.

Petroleumslovgivningen sett i lys av utviklingstrekkene i næringen

Et felles mål for myndighetene og industrien er at regelverket legger til rette for en best mulig ressursutnyttelse og sikrer at næringen får tilfredsstillende bedriftsøkonomiske betingelser. Ressursene skal forvaltes på en måte som kommer hele det norske samfunn til gode. Styringssystemet skal derfor blant annet sikre høy verdiskaping, og en myndighetsutøvelse tilpasset utviklingen og økte variasjoner i virksomheten.

Det har skjedd omfattende og komplekse endringer i petroleumsnæringen. Disse endringene får betydning for utformingen og praktiseringen av myndighetenes styringssystem. Foran er det gjort rede for enkeltelementer i styringssystemet der det er behov for å foreta tilpasninger og endringer. Endringsbehovene er begrunnet i flere forhold, for eksempel mindre funn og utstrakt bruk av eksisterende infrastruktur, samt et tempo i teknologiutviklingen som gjør at regelverket på en del områder blir lite tilpasset den aktiviteten det skal regulere.

Utover det gjennomgangen som er foretatt viser, er det behov for ytterligere å vurdere de prinsipper som ligger til grunn for styringssystemet, herunder petroleumslovgivningen.

Petroleumsvirksomheten kjennetegnes ved ulike aktører som opptrer på forskjellige områder innenfor næringen. Dette knytter seg blant annet til arealmarkedet, utbygging og drift, bruk av infrastruktur og salg av olje og gass. Myndighetenes oppgave blir å legge til rette for at de forskjellige områder innen næringen fungerer slik at virksomheten fører til at hovedmålene i petroleumspolitikken nås.

Petroleumslovgivningen er i stor grad knyttet til myndighetenes utstedelse av tillatelser og etterfølgende godkjennelser og samtykker til de ulike fasene i virksomheten. Selskapenes behov for ulike former for samtykker, godkjennelser og tillatelser i samsvar med lovgivningen kan i praksis føre til et unødig opphold i prosessen. Dette leder igjen til manglende forutsigbarhet for selskapene om tidspunkt for og innhold i avgjørelsen. Ved endringen av petroleumsloven i 1997 ble det gjort vesentlige forenklinger, blant annet i samtykkesystemet, for å bringe denne i samsvar med nye arbeidsformer i olje- og gassvirksomheten. Det bør likevel vurderes om omfanget av innholdskravene og behandlingstiden for slike saker er hensiktsmessig.

For petroleumsnæringen vil stabile rammebetingelser, forutsigbarhet og effektivitet være viktige hensyn ved reguleringen. Det er også viktig at reguleringen fremmer konkurranse og dermed bidrar til økt verdiskaping innenfor virksomheten. Et viktig mål for myndighetene vil derfor være å bidra til at petroleumvirksomheten reguleres effektivt og fleksibelt også i fremtiden.

På denne bakgrunn vil departementet igangsette et arbeid med nærmere analyse og vurdering av petroleumslovgivningen. Et hovedsiktemål vil være å vurdere ikke bare hva myndighetene kan regulere, men hva myndighetene bør regulere. I den innledende fase vil et slikt arbeid fokusere på om dagens regulering er godt nok tilpasset utviklingen, eventuelt om den bør tilpasses bedre på basis av følgende hovedprinsipper:

- Fremme verdiskaping innenfor rammen av best mulig ressursforvaltning.

- Flexibilitet, effektivitet og forutsigbarhet.
- Forenkling.
- Funksjonskrav/systemkrav.

Tiltak

- Departementet vil igangsette et arbeid med nærmere analyse og vurdering av den del av petroleumslovgivningen som omfattes av petroleumsloven, petroleumsforskriftene og konsesjonsverket med vekt på eventuelle forbedringer av flexibilitet, effektivitet og forutsigbarhet.

4.2 Aktørbildet

Det er en rekke aktører som gjennom sine aktiviteter påvirker utviklingen av norske petroleumssressurser. Dersom en begrenser seg til de aktørene som i hovedsak har et direkte operativt engasjement i forhold til ressursforvaltningen på kontinentalsokkelen, kan disse inndeles i tre grupper.



Figur 4.2 Aktørene med et operativt engasjement på kontinentalsokkelen

Det er regjeringens ansvar å påse at petroleumsvirksomheten skjer i tråd med de retningslinjer Stortinget trekker opp. Olje- og energidepartementet, Kommunal- og regionaldepartementet og Finansdepartementet er de mest sentrale departementer, men også Miljøverndepartementet, Fiskeridepartementet og Utenriksdepartementet har viktige interesser å ivareta i forhold til utviklingen i petroleumsvirksomheten. I tillegg til Oljedirektoratets sentrale rolle er mange av disse departementenes direktorater og underliggende etater samt mange regionale og lokale myndigheter involvert.

Gjennom tildelingspolitikken for nye utvinningstillatelser og samtykke til overdragelser, kan myndighetene påvirke hvilke rettighetshavere som får eierandeler i felt og transportsystemer på kontinentalsokkelen. Også operatørbildet kan påvirkes gjennom denne type virkemidler. Det er viktig å bidra

til at de rettighetshavere og operatører som fremmer størst mulig verdiskaping og statsinntekter får aktiv deltagelse på kontinentalsokkelen.

Petroleumsvirksomheten gir en omfattende etterspørsel etter varer og tjenester i forbindelse med leting, utbygging, drift og disponering av innretninger. Petroleumsaktivitetene medfører også betydelige ringvirkninger til andre deler av norsk industri og lokalsamfunn. Høy internasjonal kompetanse i leverandørnæringen og forskningsinstitusjonene er nødvendig for å løse det mangfold av industrielle krevende oppgaver petroleumsvirksomheten fører med seg. Norsk industri har i takt med utbyggingen av kontinentalsokkelen utviklet seg til konkurransedyktige leverandører i alle faser av petroleumsvirksomheten. I de seneste årene har norske bedrifter stått for godt over halvparten av de samlede leveransene til petroleumsvirksomheten. En tredje gruppe aktører er kjøpere av norsk olje og gass.

Hovedspørsmålet som drøftes i dette kapitlet er om vi har de selskapene, både som rettighetshavere, operatører og i leverandørnæringen, som har de beste forutsetningene for å kunne løse de utfordringene vi står overfor på kontinentalsokkelen.

Hovedfokus i dette kapitlet vil rettes mot rettighetshaverne i felt og rørtransportsystemer, som omtales i avsnitt 4.2.1 og ønskeligheten av nye rettighetshavere omtales i avsnitt 4.2.2. Leverandørnæringen er nærmere omtalt i kapittel 6.

4.2.1 Rettighetshavere og operatører i felt og transportsystemer

Myndighetene foretar tildeling av utvinningstillatelse og gir tillatelse til anlegg og drift av innretninger for transport. Herunder godkjennes eller utpekes operatør for tillatelsen. Myndighetene skal også gi sitt samtykke ved overdragelse av enkeltandeler og aksjeposter som kan gi bestemmende innflytelse i et selskap som innehar andel i en tillatelse eller i et transportsystem. Gjennom dette har myndighetene etablert et grunnlag for å sikre at alle selskaper oppfyller de til enhver tid gjeldende krav til rettighetshaveres kompetanse.

For selskap som ønsker deltagelse, eller tilpasninger i sitt engasjement som rettighetshaver eller operatør er det tre aktuelle fremgangsmåter. Selskapet kan søke om tildeling av utvinningstillatelser i konsesjonsrunder eller kjøpe og bytte andeler i eksisterende utvinningstillatelser. Videre kan en aktør helt eller delvis kjøpe et annet selskap med eierandeler. For transportsystemer blir normalt eierposisjoner og operatørskap avgjort i forbindelse med myndighetsgodkjennelse av utbyggingen av det aktuelle system.

Operatøren for felt og rørtransportselskaper skal utføre og forestå den daglige ledelse av rettighetshavergruppens virksomhet. Rettighetshavergruppene består normalt av 3-5 selskaper. I gasstransportsystemene er normalt antall deltakere større.

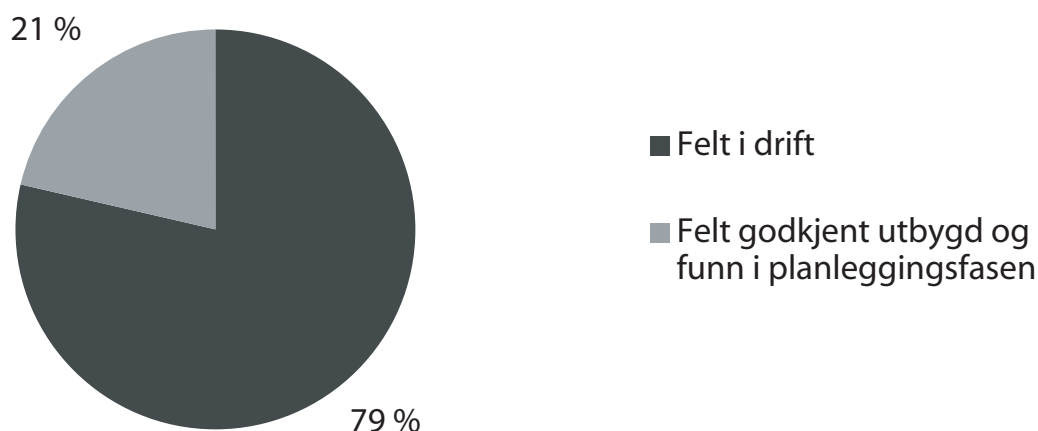
Fra midten av 1980-årene har det vært en økning i antall kjøp, salg og bytter av eierandeler i felt og transportsystemer. Denne utviklingen bidrar til at de selskapene som har størst tro på det økonomiske utbytte fra en tillatelse får anledning til å utvikle den. Omfanget er fortsatt beskjedent, men det forventes økt aktivitet for denne type transaksjoner i årene fremover. Dette er nært knyttet til restruktureringen en ser i næringen, samt reorganiseringen av det statlige engasjement på norsk kontinentalsokkel.

Dagens tillatelser og aktivitet

Ved utgangen av 1999 var det 27 oljeselskaper som var rettighetshavere i utvinningstillatelser på kontinentalsokkelen. 16 av selskapene har operatøroppgaver. Tas det hensyn til innledete fusjoner og oppkjøp mellom oljeselskapene, var det 22 rettighetshavere og 11 operatører. Siden letevirksomheten tok til i Norge har noen selskaper trukket seg ut og andre har kommet til. Omskiftningene har likevel vært små. Det er et stort innslag av de største internasjonale oljeselskapene, mens de små og mellomstore selskapene er svakere representert. Det har i all hovedsak kun vært deltagelse fra rene oljeselskaper.

Figurene 4.3-4.6 viser gjenværende petroleumsressurser i felt i drift, felt besluttet utbygd og funn som planlegges godkjent innen ti år. Dette utgjør omlag 50 pst. av de totale gjenværende ressursene, som også inkluderer funn som kan bli bygd ut på lang sikt, ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinningsgrad og uoppdagete ressurser, jf. figur 3.2.

Totalt 2,3 mrd Sm³ o.e.



Gjenværende oljeressurser

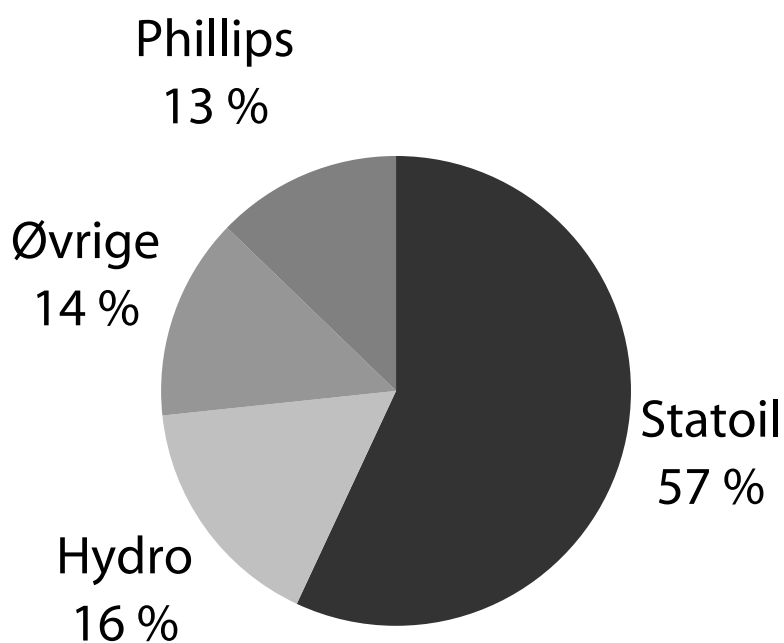
Figur 4.3 Gjenværende olje-¹ og gassressurser på kontinentalsokkelen per 1. januar 2000, fordelt på kategoriene felt i drift, felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen

¹ Olje inkluderer her de totale væskeressursene som består av olje, NGL og kondensat

Operatører

De norske selskapene har en sterk posisjon som operatører for oljefelt i drift, oljefelt godkjent utbygd og oljefunn i planleggingsfasen. Samlet opererer de to selskapene om lag 3/4 av oljeressursene i de tre ressurskategoriene.

Totalt 1,8 mrd Sm³ o.e.



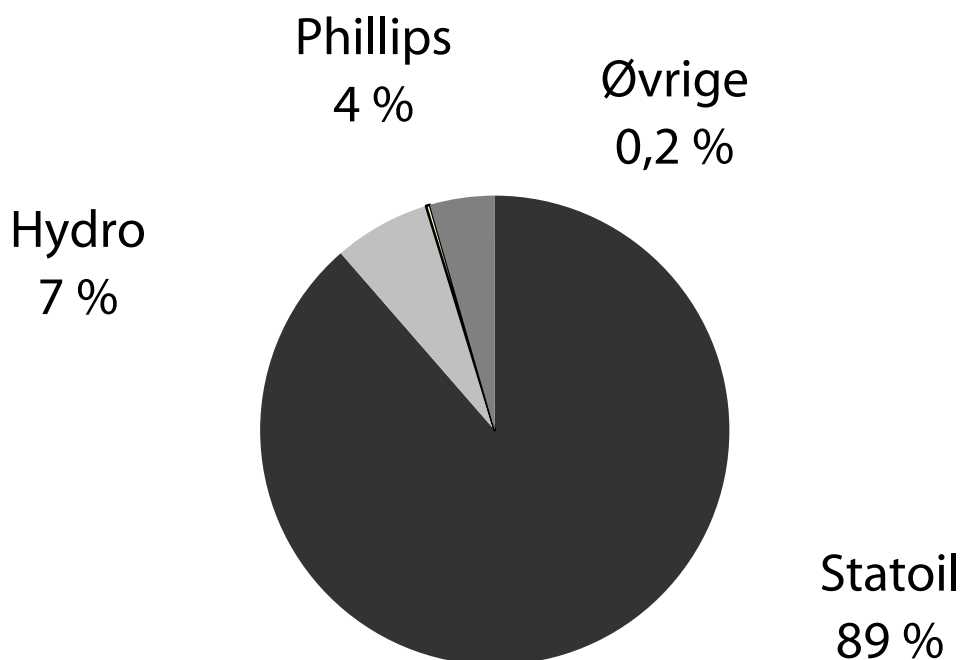
Oljeressurser i felt i drift

Figur 4.4 Driftsoperatører for gjenværende oljeressurser per 1. januar 2000, fordelt på kategoriene felt i drift, og felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen.

Om lag 3/4 av de gjenværende oljeressursene i disse ressurskategoriene ligger i felt i drift. Statoil og Hydro er operatør for om lag 3/4 av ressursene i denne kategorien med Statoil som den dominerende aktøren. For oljeressursene i felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen er de to selskapene mer jevnbyrdige.

De norske selskapenes posisjon som operatører for oljefelt i drift vil styrkes ytterligere i fremtiden. For kategorien felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen opererer Statoil og Hydro om lag 85 pst. av oljeressursene. Om lag 1/4 av oljeressursene er beliggende i denne kategorien.

Totalt 1,8 mrd Sm³ o.e.



Gassressurser i felt i drift

Figur 4.5 Driftsoperatører for gjenværende gassressurser per 1. januar 2000, fordelt på kategoriene felt i drift og felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen. Ormen lange-funnet er ikke inkludert i ressursanslaget

Når det gjelder fordelingen av operatøroppgaver for gassressurser for felt i drift, er de norske selskapene og især Statoil i en sterk posisjon. Statoil opererer nærmere 90 pst. av gassressursene for felt i drift.

Om lag 3/4 av gassressursene i felt og funn er beliggende i kategorien felt i drift. Statoil og Hydro opererer 96 pst. av ressursene i denne kategorien. Av de største feltene i denne kategorien er Statoil operatør for Troll fase 1, Åsgard og Sleipner.

Også på gassiden vil de norske selskaperes posisjoner som operatører for felt i drift, styrkes i fremtiden. For kategorien felt godkjent og utbygd og funn i planleggingsfasen er Statoil den største operatøren med om lag 66 pst. av gassressursene. Statoil og Hydro opererer samlet omlag 90 pst. av disse ressursene. Ormen lange-funnet er ikke blitt inkludert i ressursanslaget grunnet usikkerhet knyttet til fremdriften i feltutviklingen og salg av gassen.

Samlet sett har Statoil og Hydro en meget sterk stilling som operatør. Dette gjelder både for gass og for olje. Statoils stilling som operatør er særlig sterk i gasskjeden. Statoil og Hydro er noe mer jevnbyrdige som operatør for oljeressurser. Utenlandske selskaper opererer en større andel av oljeressursene enn gassressursene. For oljeressursene synes Statoil og Hydro over tid å styrke sin stilling som operatører for felt i drift.

Operatørbildet i andre produksjonsområder

Operatørbildet varierer sterkt fra område til område. I enkelte land som for eksempel Mexico og Saudi-Arabia forestår det nasjonale statseide selskap alle de operative funksjonene og har eierskapet til all produsert petroleum. Slik var det også inntil nylig i Venezuela og Brasil. I disse landene er det nå åpnet opp for internasjonal deltagelse både som operatør og deltaker, men fortsatt har de nasjonale selskapene en svært sterk stilling i disse landene. I OECD-området har det gjennomgående i større produksjonsområder vært utformet en politikk som har bidratt til større bredde i selskapsdeltagelsen både som operatør og deltaker. I de områdene hvor en har lagt opp til bredde i selskapsdeltagelsen, har det generelt vært de største selskapene med bred kompetanse innenfor alle fagområder som har startet utviklingen av nye provinser. Her har det også ofte vært store teknologiske utfordringer, som for eksempel store vann-dyp. Etter som provinsene er blitt mer modne og teknologien mer utprøvet, har mindre og mer spesialiserte selskaper kommet til. I enkelte svært modne områder som for eksempel på grunt vann i Mexicogolfen, har de store selskapene praktisk talt trukket seg helt ut av produksjonsaktivitetene.

Det er to store produksjonsområder det kan være særlig grunn til å beskrive litt nærmere, Storbritannia og USA.

Ved oppstarten av oljevirksomheten i Storbritannia var det et stort innslag av store internasjonale selskap. BP, Shell, Mobil, Amoco og Conoco sto for mesteparten av aktiviteten de første 15 årene og er fremdeles aktive. I 1990 årene har de fleste funnene i Storbritannia vært gjort av de store tradisjonelle oljeselskapene, men med et økende innslag av mindre, spesialiserte selskaper. Produksjonen opereres i hovedsak av store oljeselskaper, men leverandører har ofte et sterkt engasjement i den daglige driften. Dette er regulert gjennom avtaler mellom operatøren og leverandøren. For å oppmuntre til en rask, grundig og effektiv leting er det satt minimumskrav til finansiell styrke, teknisk og miljømessig kompetanse for å bli rettighetshaver på britisk kontinentalsokkel. Britiske myndigheter har i større grad enn i Norge oppmuntret til deltagelse fra mindre og mer spesialiserte selskaper. Tildelingskriteriene for utvinningstillatelser er tilsvarende de vi har i Norge. Det er nå om lag 120 rettighetshavere på britisk kontinentalsokkel. Nærmere 30 av disse har operatøroppgaver.

I USA står små oljeselskaper for en betydelig del av petroleumsproduksjonen. I motsetning til mange andre petroleumsområder, hvor de store selskapene har dominert aktiviteten i den første tiden, har små aktører hatt en rolle siden oppstarten av petroleumsvirksomhet i USA. Mønsteret er likevel at de store, ressurssterke oljeselskapene leter i nye områder med store teknologiske utfordringer og muligheter for store funn, som for eksempel i Alaska og på større havdyp i Mexicogolfen, mens de små selskapene er mest aktive i de mer modne områdene. I de mest modne deler av Mexicogolfen har de største

selskapene i hovedsak trukket seg ut. Amerikanske myndigheter regulerer virksomheten ved praktiseringen av et regelverk direkte knyttet til de operative funksjonene som for eksempel boring og produksjon. Det er ingen statlig eller halvstatlig deltagelse. Tildelingen av blokker skjer ved anbud og systemet er objektivt og gjennomslutlig. Mulighetene for å vinne fram i auksjonene om eierrettigheter i blokker er direkte knyttet til de aktuelle selskapers betalingsvillighet for det aktuelle areal. Derimot er det strenge krav om teknisk kompetanse til de om lag 130 lisensierte operatørene i Mexicogolfen. Kontrollen med sikkerhet og miljøvern skjer på operatørnivå.

Konklusjoner operatørbildet

Operatørbildet på kontinentalsokkelen skiller seg fra mange andre petroleumsprovinser. På norsk kontinentalsokkel er det et lite antall operatører, der de to norske selskapene forestår store deler av den operative virksomheten.

Denne arbeidsdelingen har bidratt til at Hydro og Statoil har opparbeidet seg betydelig kompetanse på kontinentalsokkelen. En slik arbeidsdeling kan også bidra til en realisering av stordriftsfordeler i leting, utbygging, produksjon og avsetning av petroleumssressurser fra kontinentalsokkelen.

På den annen side vil en konsentrasjon av oppgavene rundt to operative miljøer slik vi ser utviklingen på kontinentalsokkelen, kunne hindre effektiv deltagelse fra sterke selskaper med stor internasjonal erfaring og god kompetanse.

Samlet sett er det departementets vurdering at forholdene bør legges til rette slik at også andre kompetente selskaper utover Statoil og Hydro får bedret mulighet til å bygge opp operatørorganisasjoner i Norge.

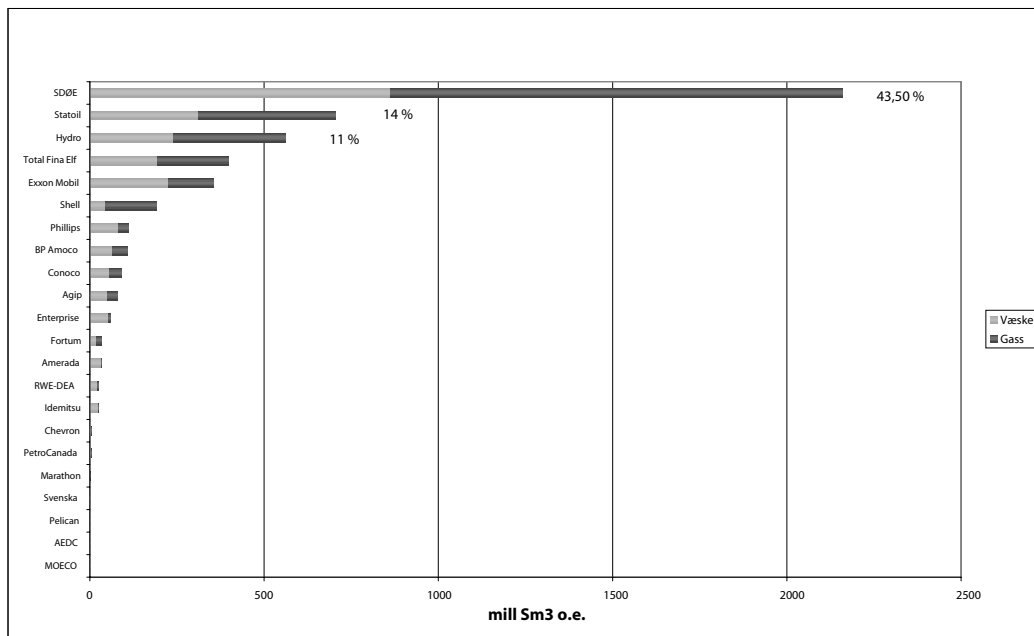
Det er stor konkurranse om de internasjonale selskapenes tekniske og menneskelige ressurser på verdensbasis. Dersom de internasjonale selskapene får bedret mulighet til å bygge opp operatørorganisasjoner i Norge, vil dette kunne bidra til at selskapene ønsker å allokere sine beste ressurser til norsk kontinentalsokkel. Dette vil også være et sterkt signal fra myndighetenes side om at en ønsker å bidra til et industrielt klima med tung kompetanse og med god balanse mellom ulike industrielle miljøer. Dette vil ventelig bidra til bedre bredde i beslutningsgrunnlaget og større effektivitet i sektoren.

Det er krevende å finne virkemidler for å bidra til bedre balanse i de operative miljøene. Senere i avsnittet gis en gjennomgang av hvilke virkemidler som kan benyttes.

Deltakere

Som det fremgår av figur 4.6 har Statoil og Hydro en sterk posisjon også som rettighetshavere. De har store eierinteresser i tillatelser med store gjenværende ressurser. I tillegg er det verdt å merke seg at SDØE har om lag tre ganger så store gjenværende ressurser som Statoil. I figuren er det tatt hensyn til kjente planlagte fusjoner og oppkjøp. De to største internasjonale selskaper på kontinentalsokkelen regnet ut fra gjenværende ressurser er TotalFina/Elf og Esso/Mobil.

SDØE har sin største deltagelse i de felt der verdiene per ressursenhet er størst. Dette innebærer at SDØEs reelle økonomiske posisjon styrkemessig undervurderes i denne figuren.



Figur 4.6 Gjenstående ressurser i felt i drift, felt godkjent utbygd og funn i planleggingsfasen for- delt på rettighetshavere per 1. januar 2000.

For at oljeselskapene skal være villige til å gjennomføre en investering synes både internrente etter skatt og nåverdien til involverte selskaper å måtte være tilstrekkelig stor. Dette vil gjelde felt i produksjon, men kanskje særlig være knyttet til nye feltutbygginger. Størrelsen på SDØE-deltagelsen, skatte- og avgiftssystemet og størrelsen på eierandelene til de deltakende selskapene, bestemmer aktørenes reelle økonomiske eksponering i en utvinningstillatelse. Særlig i områder der feltene er små og lønnsomheten er svak blir stor reell økonomisk eksponering til de deltakende selskaper viktig. Det er også generelt sett en effektivitetsmessig utfordring å sikre en god ivaretagelse av eierandeler når de ikke er fullt ut kommersialisert.

Operatørens eierandeler på kontinentalsokkelen er små. Eksempelvis er operatørens eierandeler for de største feltene i Storbritannia i størrelsesorden 40-50 pst. Dette i et system med langt lavere skattesats for nye feltutbygginger og uten direkte statlig deltagelse. Tabell 4.1 illustrerer operatørandelen på de største feltene på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 4.1: Operatørens eierandeler for de største felt i produksjon på kontinentalsokkelen

Felt	Operatør	Operatørens eierandel	SDØE andel	Gjenstående	
				Olje	Gass
				mill Sm ³	mrd. Sm ³
Troll fase 1	Statoil	14	63	28,67	1082,07
Åsgard	Statoil	14	47	145,22	190,89
Ekofisk	Phillips	35	5	168,41	59,18

Tabell 4.1: Operatørens eierandeler for de største felt i produksjon på kontinentalsokkelen

Felt	Operatør	Operatørens eierandel	SDØE andel	Gjenværende	
				Olje	Gass
				mill Sm ³	mrd. Sm ³
Oseberg	Norsk Hydro	22	51	79,38	108,22
Snorre*	Norsk Hydro	18	31	173,56	7,31
Heidrun	Statoil	12	65	137,68	30,69
Troll fase 2	Norsk Hydro	10	63	148,73	0,00
Sleipner vest	Statoil	17	32	28,66	114,93
Gullfaks sør	Statoil	18	73	50,03	62,10
Visund*	Norsk Hydro	13	50	54,09	54,92
Statfjord**	Statoil	52	0	94,96	9,63
Valhall	BP Amoco	28	0	96,16	0,00
Norne	Statoil	24	55	75,53	15,00
Draugen	Shell	16	58	74,55	2,10
Gullfaks	Statoil	18	73	72,28	1,43
Eldfisk	Phillips	35	5	44,70	15,39
Njord	Norsk Hydro	23	30	27,09	12,85
Statfjord nord	Statoil	22	30	28,05	1,72
Veslefrikk	Statoil	18	37	25,80	3,06
Sleipner øst	Statoil	20	30	7,83	14,03
Brage	Norsk Hydro	24	34	13,45	0,74
Ula	BP Amoco	80	0	10,22	0,00
Heimdal	Norsk Hydro	19	20	0,13	0,74

*) Operatørskapet overdras til Statoil høsten 2003

**) Norsk del

Mulige virkemiddel for å påvirke aktørbildet

En har betydelige utfordringer både knyttet til operatørbildet og til størrelsen på selskapenes eierandeler. Dette gjelder særlig i forhold til operatørene. Selskapenes eksisterende eierandeler og tilpasninger i disse er nært knyttet til annenhåndsmarkedet for disse eierandelene. Det er i de senere år foretatt en rekke tilpasninger for å bidra til effektivitet i dette markedet. Det er grunn til å tro at forholdene nå ligger godt til rette, slik at selskapene kan foreta de nødvendige restruktureringer. Det er likevel to hovedområder regjeringen nå vurderer nærmere for å bidra til økt effektivitet. Disse er knyttet til skattesystemet jf. avsnitt 4.4 og til nye rettighetshavere jf. avsnitt 4.3.2.

Hovedutfordringen innenfor dette politikkområdet er knyttet til operatørbildet. Det er ingen grunn til å tro at selskapene selv gjennom operatørbytter vil kunne korrigere utviklingen vesentlig. Myndighetene må vurdere de virkemidler en har til rådighet.

Noen av tiltakene vil først ha effekt på lengre sikt, mens andre virkemidler også vil ha effekt på kort sikt. Noen av tiltakene vil være forholdsvis enkle å

benytte, mens andre vil være langt mer krevende. Også tiltakenes effektivitet i forhold til operatørbildet vil variere.

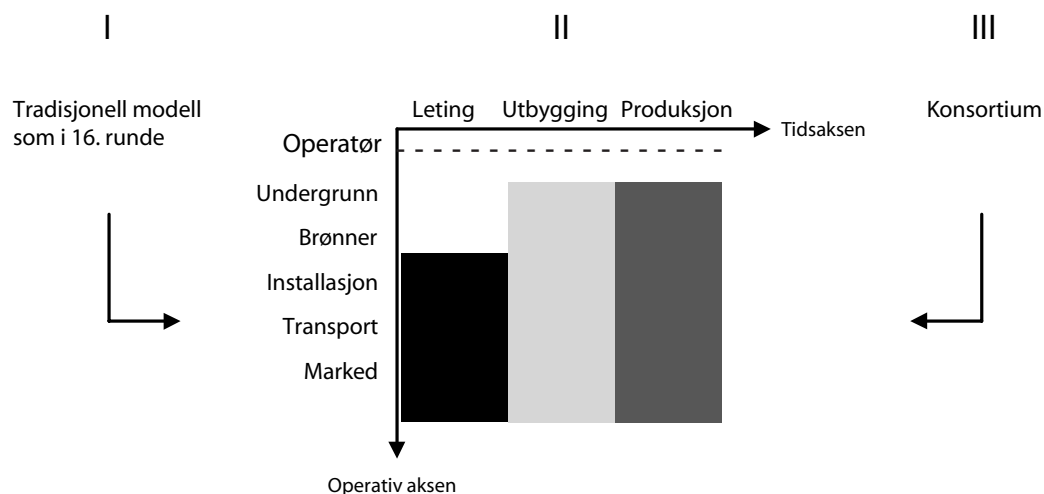
Tildelingspolitikken for nye utvinningstillatelser er det mest åpenbare virkemiddelet myndighetene kan benytte for å påvirke operatørbildet på kontinentalsokkelen. Vi har valgt et diskresjonært tildelingssystem, noe som innebærer at myndighetene kan velge den operatør som forventes å ha de beste forutsetninger for å skape størst mulig verdier fra det aktuelle området isolert sett, og kontinentalsokkelen totalt sett. Av de totale gjenværende oppdagede og uoppdagede ressursene antas knapt 1/4 av ressursene å ligge i ikke-konsesjonsbelagt område. Det tar lang tid fra konsesjonstildeling til produksjon, 10 år er ikke uvanlig. Videre er det stor usikkerhet knyttet til ressursgrunnlaget i de ulike områder før tildeling. Dette er følgelig ikke et presist virkemiddel som virker raskt, men dette virkemiddelet vil over tid kunne dreie utviklingen i ønsket retning.

I konsesjonsrundene fremover vil departementet nøye vurdere hvordan en kan legge til rette for bedre balanse i de operative miljøene på kontinentalsokkelen.

For funn som er dekket av to eller flere tillatelser, er det nødvendig med en samordning (unitisering) av eierandeler og valg av operatør. Rammene for utviklingen av funnet må avtales mellom partene. Myndighetene skal gi samtykke til selskapenes forslag til eierfordeling og valg av operatør for feltet. Ved slik form for samordning kan myndighetene i noen tilfeller velge å påvirke operatørspørsmålet. Også dersom et funn strekker seg ut i åpent område kan myndighetene ved tildeling av det åpne området (tilleggstildelinger) påvirke operatørbildet på kontinentalsokkelen. Det er stor usikkerhet knyttet til når myndighetene i fremtiden vil stå i de ovenfor angitte valgsituasjoner. Det er derfor stor usikkerhet knyttet til effektiviteten i virkemiddelet.

I valgsituasjoner ved samordning av funn og tildelinger av åpent areal som inneholder påviste ressurser vil myndighetene nøye vurdere konsekvensene for operatørbildet av de alternativer som foreligger.

Det finnes ulike typer virkemidler som bidrar til mangfold og bredde i beslutningsgrunnlaget på operatørsiden uten at en foretar rene operatørskifter eller utnevner nye operatører i konsesjonssammenheng. Denne typen løsninger kan karakteriseres som samarbeids- og konsortiemodeller. Det avgjørende her er at selskapene etablerer ulike typer samarbeid og en arbeidsdeling som bidrar til at kompetansen i hele eller deler av en rettighetshavergruppe i større grad blir trukket direkte med i utviklingen av de aktuelle felt. Figur 4.7 angir skissemessig alternative samarbeids- og konsortiemodeller. De alternative modellene kan deles inn i tre hovedtyper.



Figur 4.7 Alternative operatørmodeller

Modell I angir en tradisjonell operatørmodell slik vi kjenner den på kontinentalsokkelen helt fra oljevirksomheten tok til. Operatøren forestår her alle operative oppgaver. Han forbereder alle tekniske og forretningsmessige beslutningsunderlag og søker de øvrige rettighetshavernes støtte i rettighetshavergruppens styringskomite. Det er da liten kontakt mellom operatøren og de øvrige rettighetshaverne i det daglige arbeidet. Det er en klar og tydelig arbeidsdeling i interessentskapet. En slik modell har mange sterke sider. Særlig i en situasjon hvor de øvrige rettighetshaverne ikke har særlig god teknisk eller forretningsmessig kompetanse og operatøren er godt kvalifisert. Dersom det i tillegg er en god bredde i de operative miljøene i den aktuelle petroleumssprovin, kan dette være en god løsning. På den annen side vil god kompetanse fra øvrige rettighetshavere kun i begrenset grad komme til anvendelse. Dette er en betydelig svakhet ved modellen. Særlig dersom disse rettighetshaverne har god og relevant kompetanse. Dette forsterkes dersom det er liten bredde i de operative miljøene i den aktuelle petroleumssprovin.

Det andre ytterpunktet, modell III er en fullintegrert løsning der flere eller alle rettighetshaverne i en tillatelse, eller eventuelt flere tillatelser organisatorisk slår sine faglige ressurser sammen. Ofte skjer dette i en egen organisasjon der alle de deltakende selskaper bidrar. Denne modellen har sin sterke side når flere av de deltakende selskaper har god teknisk eller forretningsmessig kompetanse slik at de kan utfylle hverandre på en positiv måte. Særlig egnet er kanskje modellen når selskapene har komplementær kompetanse. En svakhet med modellen kan være at det vil bli mange deltakende parter og ansvarsforholdene kan bli uklare med dårlig effektivitet som resultat. Også kostnadskontrollen kan bli svekket.

Modell II angir mellomløsninger mellom modell I og modell III. Her er det etablert to hovedakser for samarbeid. En akse er knyttet til de ulike fasene i et felts utvikling: Leting, utbygging og produksjon. Den andre hovedaksen er knyttet til ulike funksjoner i utviklingen av det aktuelle felt: Undergrunnen, brønner, installasjoner, transport og marked. I tillegg kan en tenke seg en slags koordinerende operatørselskap i alle faser, eller skiftende operatørselskaper i ulike faser. Denne skissen angir en rekke alternative samarbeidskon-

stellasjoner. Slike mellomløsninger vil kunne bidra til bedre utnyttelse av den samlede kompetanse i rettighetshavergruppen. Men slike løsninger vil også kunne bidra til uklare ansvarsforhold og svekke kostnadskontrollen.

Det er vanskelig for myndighetene å etablere en sterk generell oppfatning om hvilke samarbeids- og konsortiemodeller som er best egnet for de ulike felt i de ulike faser og for de ulike funksjoner. Myndighetene har allikevel den holdning at selskapene på kontinentalsokkelen i større grad enn i dag må bestrebe seg på å utnytte den samlede kompetansen i de ulike rettighetshavergruppene. Dette vil kunne bidra til større mangfold i de operative miljøene og derigjennom bidra til større effektivitet.

Myndighetene legger i sin petroleumspolitikkk stor vekt på å respektere de etablerte rettighetene selskapene er tildelt av myndighetene gjennom konsesjonstildelinger, eller besitter gjennom kjøp og salg. Det vil derfor normalt være lite rom for tilpasning i aktørbildet ved å kreve eller pålegge operatørskifter fra myndighetenes side.

Tiltak

- I konsesjonsrundene fremover vil departementet nøye vurdere hvordan en gjennom konsesjonstildelingene kan legge til rette for bedre balanse i de operative miljøene slik at flere kompetente selskaper får bedre mulighet til å bygge opp operatørorganisasjoner i Norge.
- I valgsituasjoner ved samordning av funn (unitisering) og tildelinger av åpent areal som inneholder påviste ressurser (tilleggstildelinger) vil myndighetene nøye vurdere konsekvensene på operatørbildet av de alternativer som foreligger.
- Det er vanskelig for myndighetene å etablere en sterk generell oppfatning om hvilke samarbeids- og konsortiemodeller som er best egnet for de ulike felt i de ulike faser og for de ulike funksjoner. Myndighetene har allikevel den holdning at selskapene på kontinentalsokkelen i større grad enn i dag må bestrebe seg på å utnytte den samlede kompetansen i de ulike rettighetshavergruppene.

4.2.2 Nye rettighetshavere på kontinentalsokkelen

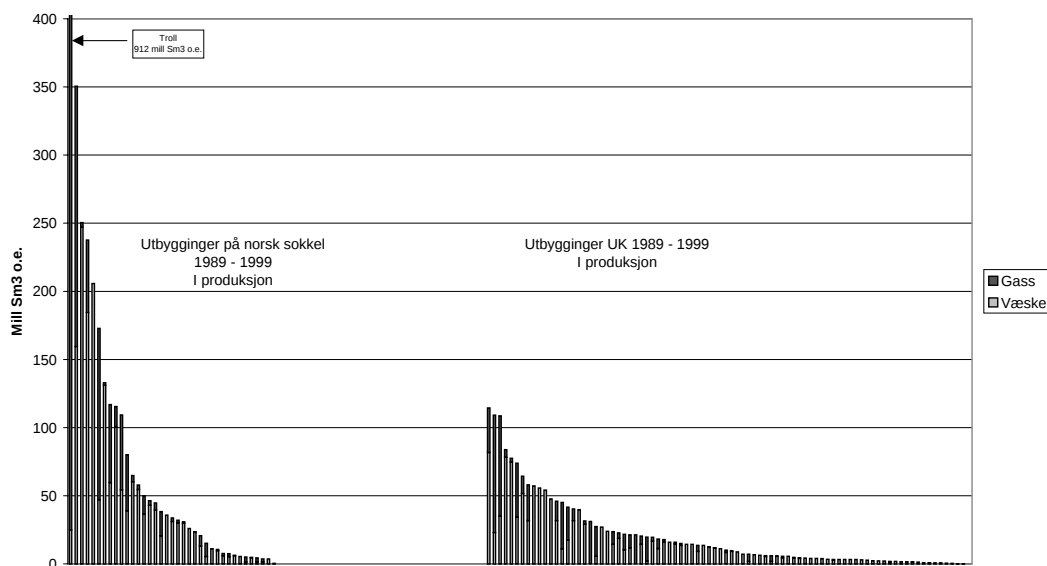
Olje- og gassnæringen er inne i en krevende omstillingsfase. De funn som vurderes utbygd er gjennomsnittlig vesentlig mindre enn tidligere, og forventningene til oljeprisen er moderate. Det stilles derfor stadig strengere krav til kostnadseffektiv teknologi, mer effektiv gjennomføring av utbyggingsprosjektene og strengere krav til effektiv drift. Det er flere forhold som tilsier at det nå kan være fornuftig å åpne muligheten for at også andre typer selskaper enn de som er etablerte på kontinentalsokkelen, kan bli rettighetshavere.

Mulige fordeler synes å være knyttet til at økt konkurranse mellom selskapene kan bidra til mer kostnadseffektiv ressursutnyttelse. Dette kan medføre at de etablerte selskapene blir utfordret både med hensyn til teknologiske og kommersielle valg.

Det er naturlig å anta at utviklingen på norsk side vil bli tilsvarende den en har sett i britisk sektor, etter hvert som også norsk kontinentalsokkel blir mer moden. Spørsmålet er om norsk kontinentalsokkel allerede er så moden at en i løpet av de nærmeste årene vil få et stort antall mindre utbygginger, eller om

dette først vil skje noe lenger fram i tid. Økt fokus på småfunn har medført at antall involverte selskaper på britisk sektor har økt. Dette er i mange tilfeller andre typer aktører enn de som dominerer på norsk kontinentalsokkel i dag.

I figur 4.8 er det foretatt en sammenligning av utbygde felt på britisk og norsk kontinentalsokkel i perioden 1989-99. Figuren illustrerer at man på den mer modne britiske del av nordsjøbassenget har bygd ut langt flere småfunn enn det som er gjort i Norge.



Figur 4.8 Utviklingen av felt på britisk og norsk kontinentalsokkel

Kilde: OD, OED

Mindre oljeselskaper

I nye petroleumsprovinser ser en ofte at store fullt integrerte oljeselskaper har en dominerende stilling. Dette har vært nært knyttet til denne type rettighets-havers store og brede tekniske kompetanse samt deres vilje og evne til å ta stor risiko. Prospektene er ofte store, men funnsannsynligheten er ofte liten. Denne type virksomhet er ofte kjernevirksomhet for de største oljeselskapene. I andre land har de største oljeselskapene vært mer tilbakeholdne med å utvikle små funn, særlig dersom disse ikke er beliggende nær felt der de selv er deltakere. Etter hvert som en petroleumsprovins modnes, ser en ofte at mindre oljeselskaper får en mer fremtredende plass, dette både som operatør og deltaker. Denne type selskaper har ofte mer spesialisert kompetanse knyttet til denne type virksomhet. Et slikt fokus vil være viktig ettersom kontinentalsokkelen, spesielt Nordsjøen, blir mer moden. Det er mer usikkert om de store etablerte oljeselskapene i like stor grad vil fokusere på denne type felt. Deltagelse fra mindre og mer spesialiserte oljeselskaper kan bli viktig i en tid der funnene ventelig blir vesentlig mindre enn det vi har sett i de senere år.

Mindre oljeselskap har en annen kostnadsstruktur enn de store oljeselskapene. Ved å basere større deler av sin virksomhet på innkjøp fra leverandørindustrien kan de ha langt slankere og mer kostnadseffektive organisasjo-

ner. Med lave kostnader kan slike selskap finne lønnsomhet i felter de store selskapene ikke klarer å finne drivverdige gjennom sine store organisasjoner.

Små petroleumsfelt har kort produksjonstid, ofte ikke mer enn 2-4 år. Et lite felts lønnsomhet er derfor avhengig av at produksjonsinnretningen har en gjenbruksverdi. I andre petroleumsreservoar er det vanlig at produksjonsinnretninger på små felt med kort produksjonstid leies fra en leverandørbedrift fremfor at rettighetshavergruppen går til anskaffelse av egen. Det er også vanlig at leverandøren av innretningen forestår produksjonen av feltet. Ved slike avtaler er det vanlig at leverandør påtar seg risiko utover rene dagrater og timebetaling. Ved å leie produksjonsinnretningen og inngå incentivkontrakter med leverandøren reduserer oljeselskapet både sitt kapitalbehov og sin risiko. Innleie av produksjonsinnretning fremfor å bygge egen kan også redusere utbyggingsperioden og dermed øke lønnsomheten i feltet.

Markedet for produksjonsinnretninger tilpasset gjenbruk er lite. Det finnes kun en slik innretning på norsk kontinentalsokkel, produksjonsskipet på Varg-feltet. For å få en kostnadseffektiv utvikling av marginale felt på norsk kontinentalsokkel, må produksjonsinnretninger fra andre petroleumsprovinser også være tilgjengelig for det norske markedet. Det er videre viktig at slike innretninger på en effektiv måte kan forflyttes internt mellom utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel.

For å sikre effektiv utvikling av petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er det regjeringens vurdering at en i større grad enn tidligere bør åpne for deltagelse fra små og mellomstore oljeselskaper på kontinentalsokkelen. En vil likevel understreke at det fortsatt vil bli satt minimumskrav til kompetanse, samt krav til finansiell styrke for de selskaper som skal delta. Selv om det her vil være aktuelt å tilpasse kvalifikasjonskravene noe, vil de deltakende selskapene fortsatt være store selskaper med solid kompetanse.

Leverandørindustrien

Leverandørbedrifter har så langt ikke vært rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. I den senere tid har likevel enkelte leverandørbedrifter uttrykt at de vurderer om de ønsker å bli rettighetshavere. Internasjonalt er det ikke uvanlig at leverandørbedrifter har eierandeler i utvinningstillatelser.

Det har i de senere år vært stor utvikling i arbeidsdelingen mellom rettighetshavere som normalt er oljeselskaper og leverandørnæringen. Leverandørene har stadig utvidet sitt arbeidsområde og forestår nå mange av de oppgavene som oljeselskapene tidligere selv utførte. Dette har medført at det kan være fornuftig å tillate leverandører å bli rettighetshavere. En slik politikktilpasning vil kunne bidra til at oljeselskaper og leverandører kan videreutvikle sitt samarbeid mer effektivt, særlig med fordeling av risiko og effektivitetsgevinster.

Det er etter departementets vurderinger ikke noen forhold som tilsier at leverandørbedrifter med tilstrekkelig faglig kompetanse og finansiell styrke ikke skulle kunne bli rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Fra andre lands petroleumsprovinser har man sett at leverandørbedrifter har utviklet og drevet små oljefelt på en kostnadseffektiv måte.

Gass og nedstrømsselskaper

Utviklingen i det europeiske gassmarkedet går mot en økende grad av vertikal integrasjon. Nedstrømsselskaper etablerer virksomhet innenfor oppstrømsområdet, mens oppstrømsselskaper etablerer virksomhet innenfor nedstrømsområdet. Det er vanskelig å si hvor raskt nedstrømsselskapene kan bygge opp sin kompetanse for deltagelse på kontinentalsokkelen, men utviklingen med økt horisontal integrasjon vil ventelig også kunne bidra til økt verdiskaping på norsk sokkel i fremtiden.

Hittil har man ikke vært innstilt på å la de store gasskjøperne få bli rettighetshavere på kontinentalsokkelen. Hovedargumentet har vært at de først og fremst er nedstrømsselskaper som ikke har sin basiskunnskap innenfor leting, utbygging og drift av olje- og gassfelt til havs.

Situasjonen er likevel at flere selskaper som deltar på kontinentalsokkelen er etablert nedstrøms. De norske selskapene Statoil og Hydro har etablert seg nedstrøms, særlig i Storbritannia. Oljeselskapene ExxonMobil og TotalFina/Elf er i dag både selger og kjøper av norsk gass. SNAM er en betydelig kjøper av norsk gass og søsterselskap til Agip, som har operatøroppgaver på norsk kontinentalsokkel. Det kan derfor ikke sies å være noe vanntett skille mellom nedstrømsselskaper og oppstrømsselskaper for gass på kontinentalsokkelen. Utviklingen fremover tyder også på at selskapene i større grad søker å etablere seg i posisjoner både oppstrøms og nedstrøms. Mange nedstrømsselskaper er i ferd med å bygge opp sin geologiske og tekniske kompetanse for å kunne forestå oppstrømsvirksomhet til havs.

Departementet er generelt positiv til deltagelse fra nedstrømsselskaper som rettighetshavere og operatører på kontinentalsokkelen dersom de kan bidra effektivt til utnyttelsen av petroleumsressursene.

Ikke-petroleumsrelaterte selskaper

I andre land er det ikke uvanlig at selskaper uten direkte erfaring fra leting etter og produksjon av petroleum er rettighetshavere i petroleumsvirksomhet. Dette kan være banker eller finansieringsforetak, industribedrifter eller aktører som deltar i petroleumsrelatert virksomhet andre steder i verdikjeden enn i produksjonsfasen. Begrunnelsen for å benytte selskaper med svært begrenset relevant kompetanse kan ligge i disse selskapers finansieringsevne og -vilje. Det kan også være mer strategiske årsaker til at man ønsker slike selskaper velkommen.

I Norge har det så langt ikke vært noe stort problem å sikre kapital til investeringer i petroleumssektoren. Det antas heller ikke at dette skal framstå som noen stor utfordring i overskuelig fremtid. Det er et godt utvalg av kompetente selskaper som ønsker deltagelse i videre virksomhet på kontinentalsokkelen.

Etter departementets vurdering bør deltagelse i utvinningstillatelser fortsatt knyttes direkte til selskapenes evne til å bidra effektivt til utnyttelsen av petroleumsressursene.

Departementet vil etablere et prekvalifiseringssystem der nye selskaper kan få en forhåndsvurdering av sine kvalifikasjoner som rettighetshavere og operatører før de erverver seg andeler. Dette kan bidra til å redusere omfanget av arbeid og rutiner som er nødvendig ved fremtidige lisenssøknader og over-

dragelser, samt redusere administrative kostnader både på myndighets- og selskapssiden.

Tiltak

- Departementet er generelt positive til deltagelse fra mindre oljeselskaper, nedstrømsselskaper og leverandørindustri som rettighetshavere og som operatører på kontinentalsokkelen.
- Kompetansekravene for operatører er uforandret sammenlignet med tidligere. Dette innebærer at det stilles krav til både finansiell styrke, teknisk kompetanse herunder forståelse av geologien i det berørte området, samt at en har god erfaring med selskapets virksomhet. Det stilles fortsatt samme krav til helse, miljø og sikkerhet.
- Kompetansekravene for deltakere tilpasses slik at det fortsatt stilles krav om finansiell styrke, samt at en fortsatt må ha en god erfaring med selskapets virksomhet. Dagens krav i forhold til helse, miljø og sikkerhet videreføres. Departementet vil imidlertid ikke stille like strenge krav som i dag innenfor alle fagområder som faller inn under kriteriet teknisk kompetanse. Det nye ligger i at departementet legger opp til at det er tilstrekkelig at deltakerne på kontinentalsokkelen må besitte geologisk eller annen teknisk kompetanse. Innenfor det aktuelle området selskapet har kompetanse vil kravene være tilsvarende dagens krav.
- Departementet vil etablere et prekvalifiseringssystem der nye selskaper kan få en forhåndsvurdering av sine kvalifikasjoner som rettighetshavere og operatører før de erverver seg andeler.

Denne tilpasningen i kompetansekravene vil ventelig ikke medføre store endringer i selskapsdeltagelsen på kontinentalsokkelen. Noen enkeltselskaper vil kunne komme til, men hovedtrekkene i aktørbildet vil ventelig ikke endres vesentlig. Tilpasningen i politikken vil ventelig kunne bidra til bedre ressursutnyttelse og derigjennom økt aktivitetsnivå og økte inntekter til staten.

En politikk for nye rettighetshavere

Departementet ønsker deltagelse fra nye selskaper som rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Det er da avgjørende å tydeliggjøre politikken ved å klargjøre kriteriene for å bli kvalifisert.

I tillegg til dette er det avgjørende at politikken innenfor petroleumsområdet er utformet slik at de nye selskapene faktisk ønsker deltagelse på norsk kontinentalsokkel. Det er i denne meldingen foretatt flere politikkendringer, blant annet med det siktemål å legge forholdene til rette for deltagelse fra slike selskaper. I det følgende gjengis kort de aktuelle politikkjusteringer.

For at kontinentalsokkelen skal fremstå som attraktiv for nye typer deltakere må disse få tilgang til eierandeler i utvinningstillatelser og derigjennom tilgang til forretningsmuligheter. Nye aktører har i utgangspunktet ingen eierandeler. Tilgangen til forretningsmulighetene påvirkes først og fremst gjennom nye konsesjonstildelinger. Dette innebærer at selskapene normalt vil levere inn søknad i forbindelse med en konsesjonsrunde i konkurranse med andre oljeselskaper. Departementet foreslår i denne meldingen større forutsigbarhet i konsesjonspolitikken generelt og bedret arealtilgang for selskapene i Nordsjøen. Også reduserte dokumentasjonskrav i forbindelse med kon-

sesjonsrundene vil virke positivt. Spørsmålet er nærmere drøftet i avsnitt 4.1.1.

I Norskehavet og Barentshavet er kjøp av Oljedirektoratets seismiske pakker obligatorisk for å få rett til å anskaffe egne eller tredjeparts data. Formålet med ordningen var å åpne kontinentalsokkelen for leteaktivitet skrittvis og å lage et minimums datagrunnlag som skulle være utgangspunkt for konseksjonssøknaden. Obligatoriske pakker er ikke lenger et viktig virkemiddel og bør ikke lenger være en del av myndighetenes politikk. Kravet til obligatoriske pakker fjernes og prisen på pakkene i Norskehavet og Barentshavet sør reduseres til kun å dekke administrasjonsutgiftene ved å gjøre dataene tilgjengelige for industrien. Denne tilpasningen vil forbedre tilgangen til geologiske data for nye deltakere. Dette er nærmere omtalt i avsnitt 4.1.1.

Departementet åpner for gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen. Dette vil gjøre det mulig for nye aktører å inngå samarbeid med selskaper som er etablert på kontinentalsokkelen. Dette er nærmere omtalt i avsnitt 4.1.1.

Også annenhåndsmarkedet kan benyttes av nye deltakere for å skaffe seg eierandeler i en utvinningstillatelse. Det er i de senere år foretatt en rekke tilpasninger for å bidra til økt effektivitet i dette markedet.

Nye deltakere eier ikke infrastruktur. Ved tredjeparts bruk av infrastruktur fremforhandler i dag oljeselskapene avtaler for tilknytning, prosessering og transport. Partene blir her enige om hvem som skal dekke de ulike kostnadene forbundet med å ta inn det nye feltet, og hvor høye vederlagene for de ulike tjenestene skal være. Resultatet av for høye vederlag kan være at nye deltakere ikke får innpass og derigjennom et samfunnsøkonomisk tap som følge av at samfunnsøkonomiske lønnsomme ressurser ikke blir produsert. Denne problemstillingen er nærmere drøftet i avsnitt 4.1.2.

Nye aktører vil ofte være utenfor skatteposisjon i en periode. Dette vil medføre at skattesystemet ikke virker nøytralt i forhold til selskapets beslutninger. Dette spørsmålet omhandles nærmere i skatteutvalget som avga sin innstilling 15. juni 2000. Spørsmålet er nærmere drøftet i avsnitt 4.3.

Flyttbare innretninger forventes å spille en stadig viktigere rolle ved fremtidige feltutbygginger. Spesielt i de modne deler av Nordsjøen hvor de fremtidige funnene hovedsakelig vil være små. Det er derfor viktig at regelverket for flyttbare innretninger utformes slik at det bidrar til en kostnadseffektiv utnyttelse av disse innretningene over landegrensene. Dette kan bidra til at de små funnene kan produseres på en mer raskere og mer effektiv måte samtidig som nye aktører kan benytte utstyr fra andre lands sokler. Utviklingen av en samsvarsuttalelse (tidligere kalt brukssamtykke/forhåndsuttalelse) som nevnt i avsnitt 4.1.4 og utdypet i 10.4.3, vil kunne bidra til økt effektivitet på dette området.

Departementet vil ikke stille krav om egen organisasjon i Norge for selskaper som ikke er operatører på kontinentalsokkelen og som har eierandeler med lite økonomisk omfang. Dette vil redusere inngangsbarrieren for nye deltagere. I områder der feltene er små og lønnsomheten er svak, blir store eierandeler til rettighetshaverne særlig viktig for å sikre en tilstrekkelig reell økonomisk eksponering for aktørene i hver tillatelse. Det kan argumenteres for at dette er særlig viktig for operatøren. Dette taler for færre rettighetshavere i hver enkelt tillatelse og eventuelt lavere SDØE-andeler i slike områder. I for-

bindelse med 15. konsesjonsrunde og nordsjøtildelingene 1999 og 16. konsesjonsrunde ble politikken tilpasset i retning av større andeler til selskapene i hver tillatelse. Denne politikken vil videreføres. Videre vil den restrukturering som nå foretas i det statlige direkte engasjement kunne bidra positivt for nye deltakere med hensyn til muligheten for å sikre seg store eierposisjoner.

De tilpasningene som signaliseres i dette kapitlet om operatørbildet på kontinentalsokkelen, vil ventelig bidra til en mer positiv vurdering av investeringsklimaet på kontinentalsokkelen fra nye deltakere.

Samlet sett er det departementets vurdering at de tiltak som foreslås samt de tiltak som fortsatt vurderes, vil bidra til å gjøre inngangsbarrierene for nye deltakere mindre og investeringsklimaet bedre vurdert med utgangspunkt i denne type selskapers hovedfokus for investeringer.

4.3 Statens inntekter fra petroleumssektoren

Dette kapitlet omhandler i hovedsak skatte- og avgiftssystemet.

Utforming og nivå på de fiskale rammevilkårene vil påvirke oljeselskaperes interesse for aktivitet i Norge. Oljeselskapene vurderer kontinuerlig de investeringsmuligheter som finnes i ulike regioner. Det er oljeselskaperens vurdering av lønnsomhet og risiko i et prosjekt som er avgjørende for om de vil foreslå prosjektet gjennomført. Stabiliteten og forutsigbarheten i de rammebetingelser næringen står overfor, vil også påvirke selskaperens holdning til nye investeringsprosjekter.

For å sikre at de lønnsomme ressursene på norsk kontinentalsokkel utvikles er det en særlig utfordring knyttet til at kostnadsnivået er for høyt i forhold til den prisutvikling for petroleum som legges til grunn ved beslutninger om videre drift av eksisterende felt, utvikling av nye felt og leting etter uoppdagete ressurser. Det er således helt sentralt at kostnadene reduseres slik at de gjenværende ressursene på norsk kontinentalsokkel kan utvinnes på en lønnsom måte og derved legge grunnlag for ny aktivitet, sysselsetting og statlige inntekter.

Selskapene har hovedansvaret for å utvikle ressursene effektivt. Med statlig deltagelse i virksomheten og høyt skattenivå, vil en eventuell vridende effekt i de fiskale rammevilkårene ha stor betydning for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten og dermed for selskaperens tilpasninger. Det er derfor avgjørende å utforme beslutningsnøytrale fiskale rammevilkår med minst mulig vridende effekter.

Skatte- og avgiftssystemet bør være tilpasset de utfordringer en står overfor på kontinentalsokkelen. Det er nå særlig viktig å sikre staten en stor andel av den betydelige kontantstrømmen de største feltene i produksjon vil generere i årene framover. Dette bør skje samtidig som skattesystemet ikke hemmer utvikling av samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekter og utvikling av nye funn som forventes å bli gjort i de kommende årene. Fremtidige utbyggingsprosjekter forventes gjennomgående å være vesentlig mindre enn de største feltene som er i produksjon.

4.3.1 Dagens skatte- og avgiftssystem

Gjennom skatte- og avgiftssystemet, statens investeringer gjennom SDØE og eierskap i Statoil og Norsk Hydro, tilføres staten en stor andel av inntektene fra sektoren. En rettesnor i utformingen av dette systemet er og har vært å sikre staten en stor andel av de verdiene som skapes i petroleumsvirksomheten, samtidig som en legger til rette for at rettighetshaverne fatter samfunnsøkonomisk gode beslutninger.

Inntektsbeskatningen er selskapsspesifikk. Selskapets samlede overskudd fra virksomheten på kontinentalsokkelen beskattes uavhengig av i hvilket prosjekt resultatet har oppstått. Denne type selskapsspesifikk inntektsbeskatning er fordelaktig for selskapene fordi den gir mulighet for konsolidering/samordning av over- og underskudd fra flere prosjekter internt på kontinentalsokkelen. Et system basert på feltvis beskatning ("ring fence") vil ikke i samme grad ha denne fordelene for selskapene. En grunn til dette er at underskudd og letekostnader må framføres til feltet eventuelt har kommet i overskuddsposisjon.

Gjennom inntektsbeskatningen dekker staten en lik andel av kostnader, investeringer og inntekter i virksomheten. Inntektsbeskatningen vil nedskalere andelen av en kostnadsbesparelse/-overskridelse selskapene sitter igjen med.

CO₂-avgiften, produksjonsavgiften og arealavgiften er bruttoavgifter som ikke er knyttet til resultatene av aktiviteten, men til enkeltelementer i virksomheten. Bruttoavgifter har positive egenskaper dersom samfunnet eksempelvis ønsker å påvirke bruken av en innsatsfaktor. Bruttoavgiftene virker således ikke nøytralt på selskapenes beslutninger på kontinentalsokkelen. Bruttoavgiftene er fradragsberettiget i inntektsskatteligningen.

Gjennom SDØE har staten direkte investeringer i de fleste feltene og rørledningene på kontinentalsokkelen. I motsetning til inntektsbeskatningen er SDØE et feltspesifikt virkemiddel, der SDØE-andelene varierer mellom tillatelsene og som dermed komplimenterer inntektsbeskatningen.

SDØE fungerer på den måte at staten dekker en lik andel av leteutgifter, investeringer, driftsutgifter og fjerningskostnader i hver tillatelse tilsvarende den direkte deltagerandelen. Staten får en tilsvarende andel av produksjonen og andre inntekter. SDØE medfører således en nedskalering av prosjektkostnadene og prosjektverdien for de øvrige rettighetshaverne.

Sammen gjør disse virkemidlene at staten sikres en høy andel av verdiskapingen innenfor petroleumsvirksomheten, samtidig har en så langt sikret god ressursforvaltning. Å utforme fiskale rammevilkår som sikrer fellesskapet en høy andel av inntektene samtidig som ressursene utnyttes mest mulig effektivt er krevende.

4.3.2 Ekspertutvalg som utreder petroleumsskattesystemet

Som en oppfølging av Stortingets vedtak, i forbindelse med behandling av revidert nasjonalbudsjett 1999 og St meld nr 37 (1998-99), har regjeringen nedsatt et ekspertutvalg for å utrede petroleumsskattesystemet. Utvalget skal vurdere om petroleumsskattesystemet bidrar til samfunnsøkonomisk god utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen. Blant annet skal utvalget vurdere om

skattesystemet virker nøytralt i forhold til selskapenes beslutninger om leting, utbygging, drift og ilandføring.

Utvalget kan fremme forslag til endringer i petroleumsskatteleggingen som ivaretar kravet til effektivitet og skatteinntekter på en bedre måte. Utvalget skal legge fram en endelig rapport til Finansdepartementet i juni 2000. En foreløpig redegjørelse for hvilke problemstillinger utvalget tar sikte på å ta opp, med foreløpige konklusjoner, ble avgitt til Finansdepartementet den 29. desember 1999.

For å sikre at synspunktene til næringen også kan vurderes av ekspertutvalget, ba Finansdepartementet oljeindustrien om å legge fram en rapport med sitt syn på petroleumsskattesystemet innen utgangen av 1999. Hensynet til partsinteresser vil etter dette bli ivare tatt gjennom høring av utvalgets endelige rapport. I samsvar med praksis ved tidligere forberedelser av endringer i petroleumsskatteleggingen, vil Finansdepartementet invitere partiene på Stortinget til å peke ut representanter til en politisk referansegruppe. Denne referansegruppen vil bli orientert om utvalgets arbeid og konklusjoner.

4.3.3 Videre arbeid

I forbindelse med behandlingen av revidert nasjonalbudsjett 1999 ba Stortinget regjeringen om å sette i gang et utredningsarbeid med sikte på revisjon av petroleumsskatningen og fremme forslag til endringer overfor Stortinget i løpet av 2000. Regjeringen Bondevik oppnevnte den 22. oktober 1999 et ekspertutvalg som skulle vurdere ulike sider ved og utrede eventuelle endringer i petroleumsskattesystemet I Innst. O. nr.12 (1999-2000) understreket Stortingets finanskomite behovet for en slik gjennomgang av petroleumsskattesystemet, og ba regjeringen legge fram for Stortinget sine vurderinger og forslag til endringer senest 1. november 2000.

Utvalget vil legge fram sin innstilling i løpet av juni. Petroleumsskatteutvalgets innstilling vil være et viktig utgangspunkt for regjeringens videre arbeid med endringer i petroleumsskatningen. I revidert nasjonalbudsjett 2000 St.meld. nr. 2 (1999-2000) varsler regjeringen at den vil komme tilbake til Stortinget med vurderinger av petroleumsskattesystemet og eventuelle forslag til endringer med sikte på at Stortinget om ønskelig kan behandle saken i løpet av vårsesjonen 2001.

4.3.4 Gjennomførte utredninger av de fiskale rammevilkårene i Norge

For å få bedre oversikt og kjennskap til effektene av de fiskale rammevilkårene i Norge har departementet satt ut konsulentarbeid på to områder. I den første studien er ulike effekter av de fiskale rammevilkårene i Norge sammenlignet med de for et utvalg andre petroleumssprovinser. I den andre studien er forskjeller i effektivitet og insentiver for aktørene, og i hvilken grad fiskale rammevilkår kan forklare slike forskjeller, nærmere vurdert. Konsulentrapportene foreligger som uttrykt vedlegg til meldingen.

For å få bedre oversikt og forståelse for effektene av fiskale rammevilkår, har Wood Mackenzie utarbeidet en sammenliknende studie av fiskale rammevilkår for departementet. Formålet med oppdraget har vært å få oversikt over fiskale vilkår for nye petroleumssprosjekter i et utvalg land og en økonomisk og systemmessig sammenligning av disse.

Utredningen viser at det er store variasjoner i hvordan de fiskale systemene er bygd opp i ulike land. Den varierer fra overskuddsbeskatning, produksjonsavgift og produksjonsdelingsavtaler til tekniske entreprenørkontrakter. Utformingen av de fiskale systemene er både preget av statens ønske om sikre/tidlige inntekter og av ønsket om effektivitet/nøytralitet.

Utredningen dekker de fiskale vilkårene for nye petroleumsprosjekter til havs i Norge, Storbritannia, den amerikanske delen av Mexicogolfen, Brasil, Aserbajdsjan, Angola og Iran. Utvalget av land er gjort for å få en samling ulike fiskale systemer som kan medvirke til å belyse effektene av de norske systemene.

Departementet har også gjennomført to konsulentprosjekter for å vurdere egenskaper og sammenhenger ved effektivitet, insentiv og proveny/fiskale rammevilkår på kontinentalsokkelen. Siktemålet med disse to konsulentprosjektene har vært å få en økonomisk vurdering av effektivitet, insentiver og proveny/fiskale rammevilkår på norsk kontinentalsokkel. Særlig ønsket en å vurdere sammenhengen mellom effektivitet/insentiver og utforming og nivå for det fiskale rammeverket.

Wood Mackenzie har gjennomført en sammenlignende empirisk/analytisk studie av sammenhengene mellom effektivitet, insentiv og fiskale rammevilkår. Studien sammenligner forholdene i Norge, Storbritannia, den amerikanske del av Mexicogolfen og Angola. Det har vært vanskelig å finne direkte sammenlignbare prosjekter i de ulike landene slik at resultatene av studien må tolkes med forsiktighet.

Den andre utredningen er gjennomført av dr. oecon. Petter Osmundsen fra Høgskolen i Stavanger/Norges handelshøyskole. Sentralt for dette prosjektet er hensynet til å sikre en effektiv ressursutnyttelse samtidig som staten sikres en stor andel av verdiene. Utredningen drøfter mange sider ved skattesystemet, statlig deltagelse samt andre sider ved regulering av aktiviteten på kontinentalsokkelen.

5 Gassvirksomheten

Naturgass vil spille en stadig viktigere rolle i den norske petroleumsvirksomheten. Produksjonen av gass utgjør om lag 20 pst. av den totale petroleumsproduksjonen, men denne andelen vil øke utover i tid. Over halvparten av de påviste gjenværende petroleumsressursene som befinner seg på kontinental-sokkelen er naturgass.

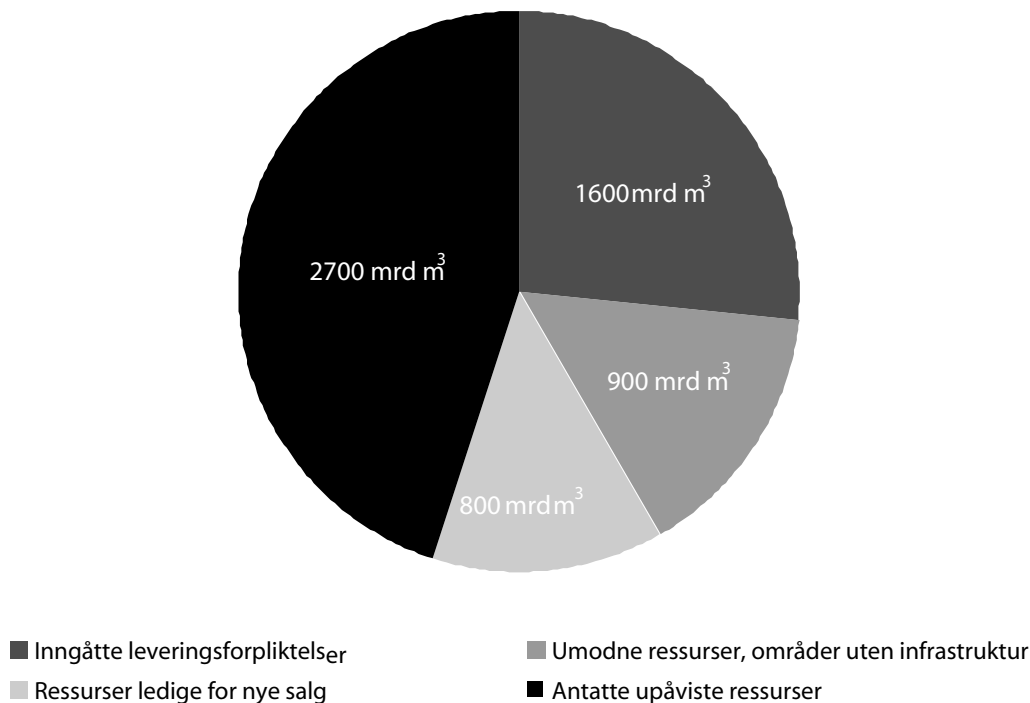
Det har hittil blitt foretatt betydelige investeringer i utbygging av gassfelt, transportsystemer og landanlegg for gass. Norske selgere av gass har så langt inngått langsiktige gassalgsavtaler med kjøpere på kontinentet og i Storbritannia som til sammen antas å ville gi fremtidige salgsinntekter i størrelsesorden 800-1000 mrd. kr. Selv om større mengder gass allerede er bundet opp av de langsiktige gassalgsavtalene, vil det ut fra ressursgrunnlaget på kontinental-sokkelen være et betydelig grunnlag for inngåelse av nye gassalg og utbygging av nye felt.

5.1 Norsk gassvirksomhet

5.1.1 Ressurser og produksjon

Av de påviste gjenværende petroleumsressursene utgjør olje 2,7 mrd. Sm³ og naturgass 3300 mrd. Sm³ gass. De påviste gjenværende gassressursene er dermed større enn de påviste gjenværende oljeressursene.

Oljedirektoratet anslår at de totale gjenværende gassressursene kan komme opp i rundt 6000 mrd. Sm³. De totale leveringsforpliktelsene som norske selgere av gass har påtatt seg, er på omlag 1600 mrd. Sm³. Kjøperne har i kontraktene en viss fleksibilitet med hensyn på hvor store volum de må motta. 1600 mrd. Sm³ representerer årlig et avtak på 100 pst. i kontraktene av de volum som kjøperne kan kreve, og som norske selgere er forpliktet til å levere. Kjøperne kan som regel ta opp til 110 pst. av det volum som er avtalt i kontraktene. Det er likevel vanlig at avtaket i kontraktene ligger på rundt 90 pst.

Totale gjenværende gassressurser: 600 mrd m³

Figur 5.1 Påviste og antatte gjenværende norske gassressurser pr. 1. januar 2000

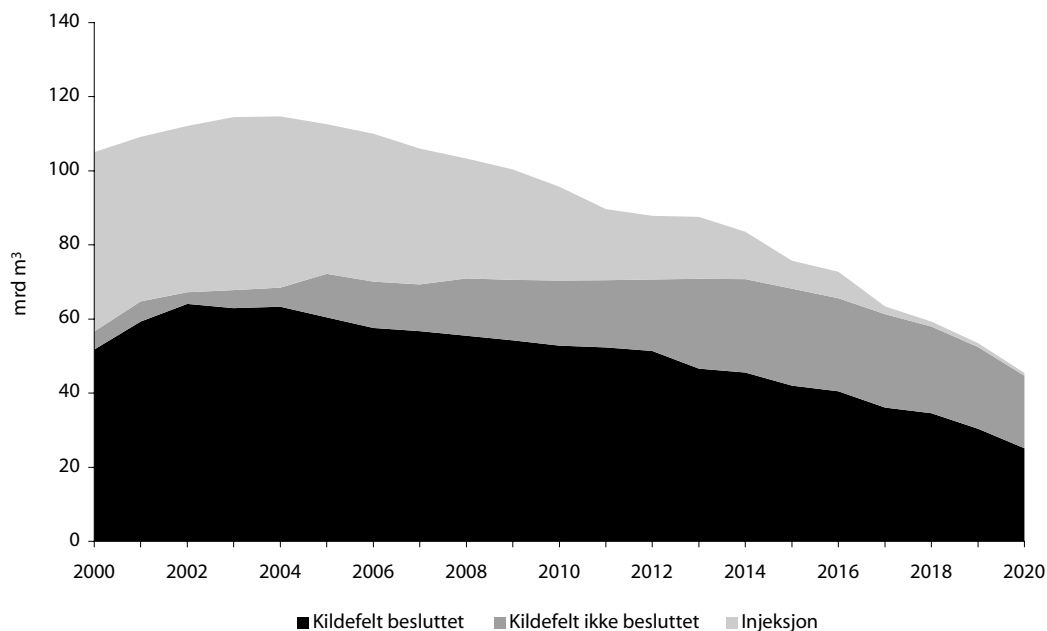
Kilde: OD

Av de 1600 mrd. Sm³ gass som er forpliktet, hører 100 mrd. Sm³ innunder såkalte feltuttømmingskontrakter, eller kontrakter som er knyttet opp til gassreservene i et spesifikt felt. De resterende 1500 mrd. Sm³ er solgt på forsyningskontrakter. Dette er kontrakter hvor det tas stilling til hvilke felt som skal levere under dem i etterkant av kontraktsinngåelsen.

De påviste ressursene utgjør ca. 3300 mrd. Sm³. Av dette er det anslått at omlag 900 mrd. Sm³ er umodne ressurser, eller ligger i områder uten infrastruktur. Det vil da være ca. 800 mrd. Sm³ naturgass ledige for nye salg. Dette bildet vil endre seg etter hvert som det gjøres nye gassfunn. På den annen side legger hensynet til god ressursforvaltning føringer for hvor raskt de ledige gassressursene bør produseres.

Ingen av de norske feltene som leverer gass er rene gassfelt, men inneholder i varierende grad en kombinasjon av gass og væske. Fra nesten alle felt vil det bli produsert både olje og gass. Utvinningsgraden varierer sterkt fra felt til felt, og er avhengig av bl.a. trykkforhold i reservoaret. For å oppnå en høy grad av oljeutvinning er det i enkelte tilfeller nødvendig å beholde gassen i feltet til størstedelen av oljen er produsert. I andre tilfeller vil injeksjon av gass fra andre felt for å opprettholde trykket i reservoaret vært gunstig for å øke oljeutvinningen. Det forventes at en vesentlig del av gassen som produseres på kontinentalsokkelen, vil bli injisert for å øke oljeutvinningen. Mellom 60-90 pst. av den injiserte gassen kan reproduceres senere.

Den totale produksjonen av gass på kontinentalsokkelen bestemmes i hovedsak av de gassalgsforpliktelsene som er inngått og ut fra behovet for gass til injeksjon i felt for å øke utvinningsgraden av olje. De tilgjengelige gassressursene, kostnadene knyttet til utbygging og drift av felt og infrastruktur samt markedets behov for gass og gasspris legger rammene for produksjonsnivået på lengre sikt.

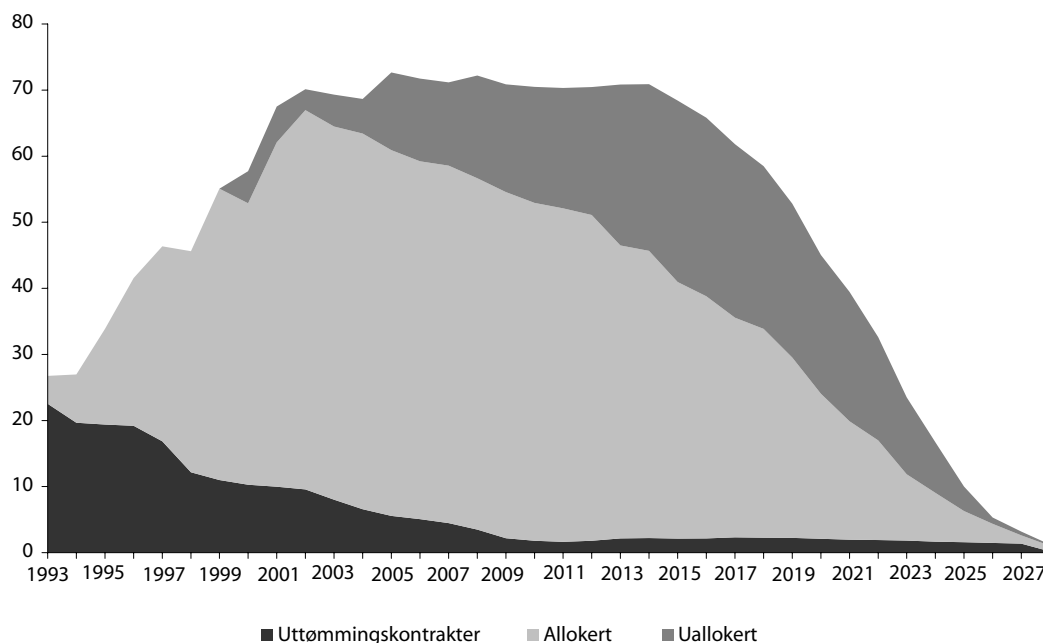


Figur 5.2 Produksjon av gass til salg i henhold til inngåtte gassalgsforpliktelser (fordelt på allokerte og uallokerte volum) og til injeksjon.

Kilde: OD, Forsyningsutvalget

I år 2000 vil salget av gass i h.t. gassalgsforpliktelsene bli på 51 mrd. Sm³. Norsk gassvirksomhet er for tiden inne i en periode med rask oppbygging og salget av gass vil øke fra dagens nivå til 72 mrd. Sm³ i år 2006.

Fram til 2005 er det tilstrekkelig kapasitet i eksisterende felt til å dekke inngåtte salgsforpliktelser. Selv om det fram til 2005 kan være ledig kapasitet, vil det de nærmeste årene være viktig ut fra hensynet til å øke utvinningsgraden for olje ikke å benytte den ledige kapasiteten for produksjon av gass fullt ut. Fra rundt år 2005 vil det være behov for nye utbygginger. Aktuelle kandidatene for utbygging vil være Kvitebjørn og Mikkell.



Figur 5.3 Norske gassalgforpliktelser

Kilde: OED

Departementet tar sikte på å foreta en ny gassallokering innen juli 2000. Med gassallokering menes prosessen rundt departementets utpeking av felt som skal ivareta ansvaret for å forsyne gassalgskontraktene norske selgere har inngått med de ulike kjøpere. Gassfelt som er aktuelle for utbygging vil sende inn en søknad om rett til å levere under forsyningskontraktene. Departementets allokeringsbeslutning vil være basert på anbefalinger fra Forsyningsutvalget (som består av de fleste selskapene som har betydelige gassressurser på kontinentalsokkelen) og Oljedirektoratet. Departementet fremmet i april 2000 en proposisjon om utbygging av gassfeltet Kvitebjørn. Det tas sikte på at feltet tildeles allokering innen juli 2000, forutsatt at Stortinget samtykker i at feltet skal bygges ut.

5.1.2 Forsyningssituasjonen på kort og lengre sikt

Utbygging av gass felt og rørledninger er kostnadskreven og preget av stor driftsfordeler med store økonomiske gevinster ved samordning av utbygging av felt og infrastruktur for gass. Lønnsomheten i gassvirksomheten er lavere enn for olje (pr. energienhet) blant annet på grunn av høye transportkostnader pga. stor avstand og dyre rørledninger og langstrakt produksjonsprofil. Utbygging av gassfelt foretas etter at det på forhånd foreligger en gassavsetningsløsning. Inngåelse av langsiktige kontrakter danner grunnlaget for nye utbygginger og overholdelse av leveranseforpliktelsene er av viktigste prioritet. En effektiv utnyttelse av de omfattende investeringer som er foretatt i felt, rør og terminaler blir viktig i de nærmeste årene for å opprettholde lønnsomheten i norsk gassvirksomhet. På kort sikt vil det være perioder med ledig kapasitet som i enkelte tilfeller kan benyttes til å selge gass på kortsiktige salg.

Tidligere var avsetning av gass i større grad enn nå begrenset av markedet. Begrensningene nå ligger i større grad på en begrenset tilgang på nye utbyggingsklare felt ut over det som kreves for å oppfylle de inngåtte gassalgsforpliktelsene. Hensynet til ressurssituasjonen, usikkerheten i markedet, ledig kapasitet i felt og rørledninger og behovet for gass til injeksjon på kontinentsokkelen, tilsier at veksten i salget av gass de nærmeste årene vil være lavere enn tidligere. Inngåelse av nye gassalgsavtaler vil likevel kunne bidra til utbygginger av nye felt og infrastruktur.

Selv om det eksisterer ledig produksjonskapasitet i enkelte felt som inneholder både gass og olje, er det i disse feltene viktig at produksjonen av gass begrenses for å hindre tap av oljeressurser. Produksjonen av gass fra disse feltene kan først økes når oljeressursene er utvunnet. Før inngåelse av nye salg vil det derfor være viktig å vurdere dette opp mot tilgjengelige ressurser, behovet for gass til injeksjon og gass- og væskebalansen i felt. For høyt gassuttak for tidlig, fra felt med avhengighet mellom olje- og gassproduksjon, kan føre til tap av oljeressurser.

Dagens inngåtte salgsforpliktelser er på ca. 70 mrd på platånivå. De etablerte transportsystemene til kontinentet har en kapasitet på om lag 76 mrd. Sm³. Dette er tilgjengelig kapasitet det allerede er investert i. Til Storbritannia kan en gjennom det norske Frigg-røret transportere omkring 10 mrd. Sm³. Frigg-røret må i såfall knyttes til resten av transportsystemene. En løsning som er foreslått, er å knytte Frigg-rørledningen til Heimdal. Det er en investering på rundt 1 mrd. kroner. Det er mulig å utvide transportkapasiteten mot kontinentet ytterligere med marginale investeringer.

De siste årene er det også blitt gjort nye betydelige gassfunn i Norskehavet som kan medvirke til en betydelig fremtidig vekst av salget av gass fra kontinentsokkelen. Dersom en fremtidig utbygging av Ormen lange skal fases inn mot det eksisterende transportsystemet, vil utbygging kun være mulig på lengre sikt når produksjonen fra andre felt reduseres og det blir ledig transportkapasitet. Det vil derfor i tiden fremover være nødvendig å se nærmere på i hvilken grad det vil være behov for en ytterligere utbygging av transportsystemet.

Produksjonen fra feltene som ble bygget ut først, er avtagende. Etter hvert vil det bli økende plass for gass fra nye felt i eksportrørene. Det vil derfor være nødvendig å se utnyttelse av eksisterende rør i sammenheng med behovet for ny kapasitet.

5.2 Det europeiske gassmarkedet

Den europeiske gassindustrien er inne i en periode med betydelige endringer karakterisert ved markedsliberalisering og restrukturering blant gasselskapene. De markedsmessige rammer er meget viktige for utviklingen av norsk gassvirksomhet. Departementet har derfor analysert hvordan det europeiske gassmarkedet vil utvikle seg på sikt og hvilke utfordringer og muligheter norsk oppstrøms gassvirksomhet vil stå overfor.

5.2.1 Innledning

Omtalen av det europeiske gassmarkedet og hvordan markedet forventes å utvikle seg, er bl.a. basert på en studie utarbeidet av Wood Mackenzie for departementet i 1999. Hensikten med studien var å undersøke hvordan det europeiske gassmarkedet kan utvikle seg på lengre sikt, og hvilke muligheter og utfordringer norsk gassvirksomhet vil stå overfor i lys av utviklingen. Departementet har også basert omtalen på møter med oljeselskaper om strukturelle og institusjonelle endringer i det europeiske gassmarkedet.

Forsyningskjeden for naturgass kan deles opp i produksjon, transmisjon, distribusjon og handel. Produksjon inkluderer utforskning og utvinning, blanding og transport i rørledninger. Med transmisjon av gass menes transport av gass i høytrykks rørledninger nedstrøms etter at gassen er behandlet i ilandføringsterminalene på kontinentet. Distribusjon omfatter de lokale distribusjonssystemene for gass, salg til industrikunder og lagring. Med handel menes salg av gass til sluttbrukere.

Det er en rekke karakteristika som er særegen for gass. En av de viktigste er at naturgass ikke har et eget, dedikert marked som f.eks. olje i bensinmarkedet. Gass brukes fortrinnsvis i stasjonære anvendelser for varmeformål og kraftgenerering, hvor gassen er i stadig konkurranse med ulike energikilder som olje, kull og atomkraft. Naturgassens konkurranseevne er derfor avhengig av hvor konkurransedyktig den er i forhold til andre energibærere.

En annen egenskap ved naturgass fra Norge er de høye kostnadene knyttet til produksjon til havs. På norsk kontinentalsokkel har reduksjonen i kostnadene knyttet til produksjon av gass likevel blitt motvirket ved at flere nye utbygginger ligger lenger fra markedet og på økende havdyp. Produksjonskostnadene varierer likevel betraktelig fra felt til felt. Selv om produksjonskostnadene er høye, er det transportkostnadene som skiller naturgass fra andre primære energikilder som olje. De høye transportkostnadene gjør det lite lønnsomt å transportere gass over svært lange avstander. Dette er hovedårsaken til at det ikke eksisterer et globalt marked for naturgass i motsetning til for olje. Naturgass omsettes i regionale markeder. Disse er i en viss forstand knyttet sammen ved at det i en viss utstrekning foregår et salg av gass nedkjølt til væskeform (LNG) på tvers av regionene. Dette salget utgjør likevel en mindre andel av markedene og er som regel ikke like konkurransedyktig som rørgass i Europa. I Europa er likevel LNG et viktig bidrag til å diversifisere forsyningen av gass. Transport av gass i rør er preget av betydelig stor driftsfordeler. Hvor konkurransedyktig naturgass transportert i rørledning er i forhold til naturgass transportert som LNG eller andre energikilder, er derfor avhengig av transportkapasiteten og kapasitetsutnyttelsen i rørledningene.

I Europa blir naturgass først og fremst brukt til oppvarming. Forbruket av gass påvirkes derfor i stor grad av værforhold. En spesiell egenskap ved gasindustrien er at den i stor grad må innrette virksomheten slik at det tas hensyn til sesongvariasjoner i etterspørselen etter gass. Det er krevende å balansere forsyningen av gass mot behovet til enhver tid. Gasselskaper håndterer disse fluktuasjonene på flere måter, blant annet ved å bygge ut produksjonskapasiteten oppstrøms og transportkapasiteten nedstrøms, slik at de er i stand til å levere tilstrekkelig gass vinterstid. De benytter seg også av lagringsmuligheter og salg til kunder som kan avbrytes (f.eks. industrikunder som på kort varsel kan erstatte gass med fyringsolje). For å møte svingningene inngår

gasselskapene også gassalgsavtaler som gir mulighet for store svingninger i avtak, særlig på daglig basis. Balansering av forsyning og behov er vanskelig fordi det er kostbart å lagre gass.

Naturgassektoren er svært kapitalintensiv på grunn av de store kostnadene knyttet til utbygging av infrastruktur. Dette har i stor grad påvirket aktørbildet i dette markedet i retning av store selskaper som har den finansielle styrken til å foreta langsiktige investeringer. På samme vis som utbyggingen av felt har vært avhengig av at risikoen knyttet til utbygging ble fordelt mellom bl.a. gassprodusent og kjøper, har utbyggingen av transmisjonsnettene også vært avhengig av langsiktige kontrakter. For at gassen skal være omsettelig må den være konkurransedyktig i forhold til alternative energikilder. Transmisjonsselskapene sikret seg derfor, ved at prisen på gass i de langsiktige kontrakter som blir inngått med selgerne, skal være konkurransedyktig mot andre energiformer. Dette sikret at tilstrekkelige mengder med gass ble avsatt til å sikre en akseptabel lønnsomhet ved bygging av nye rørledninger. Grunnlaget for utbyggingen av gassektoren har således i stor grad vært basert på en fordeling av risikoen. Det kan derfor sies at utbyggingen av gassektoren i stor grad har vært basert på en risikofordeling hvor produsenten har tatt på seg en prisrisiko, mens kjøper har tatt på seg en volumrisiko.

Forbruk av gass i Europa

Etterfulgt av olje er naturgass i dag den viktigste primære energikilden i Europa. I løpet av de 30 siste årene har forbruket av gass i Europa økt kraftig. Fra 1980 og fram til i dag har forbruket av gass i Europa økt med om lag 50 pst. mens det totale energiforbruket har vokst med i underkant av 10 pst. Naturgass utgjør i dag om lag 1/5 av det europeiske energiforbruket.

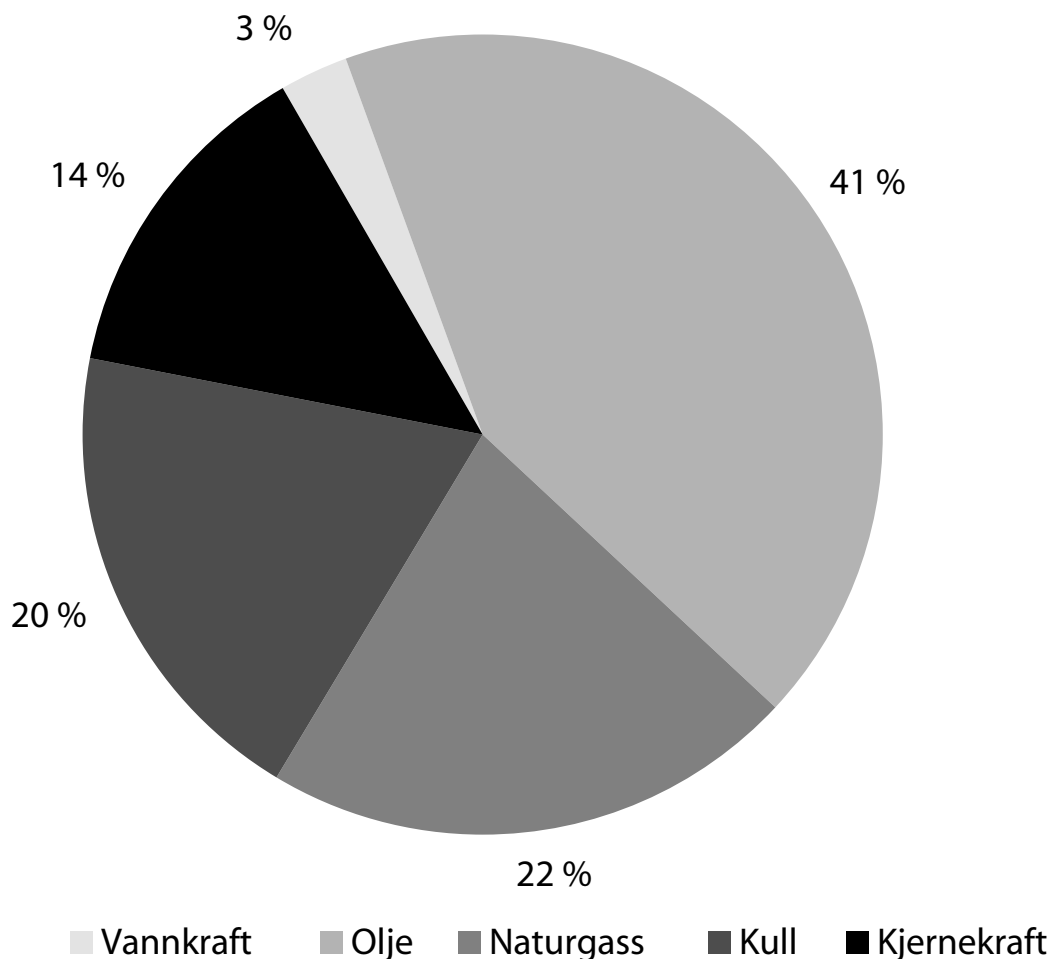
Tabell 5.1: Endelig forbruk av energi i Europa eksklusivt landene i det tidligere Sovjetunionen i 1980 og 1997

MTOE ¹	1980	1997	Prosentvis endring
Naturgass	247	368	+ 49
Olje	749	686	- 8
Elektrisitet	161	220	+ 10

¹ Måleenheten MTOE står for millioner tonn oljeekvivalenter og er en felles måleenhet for energi.

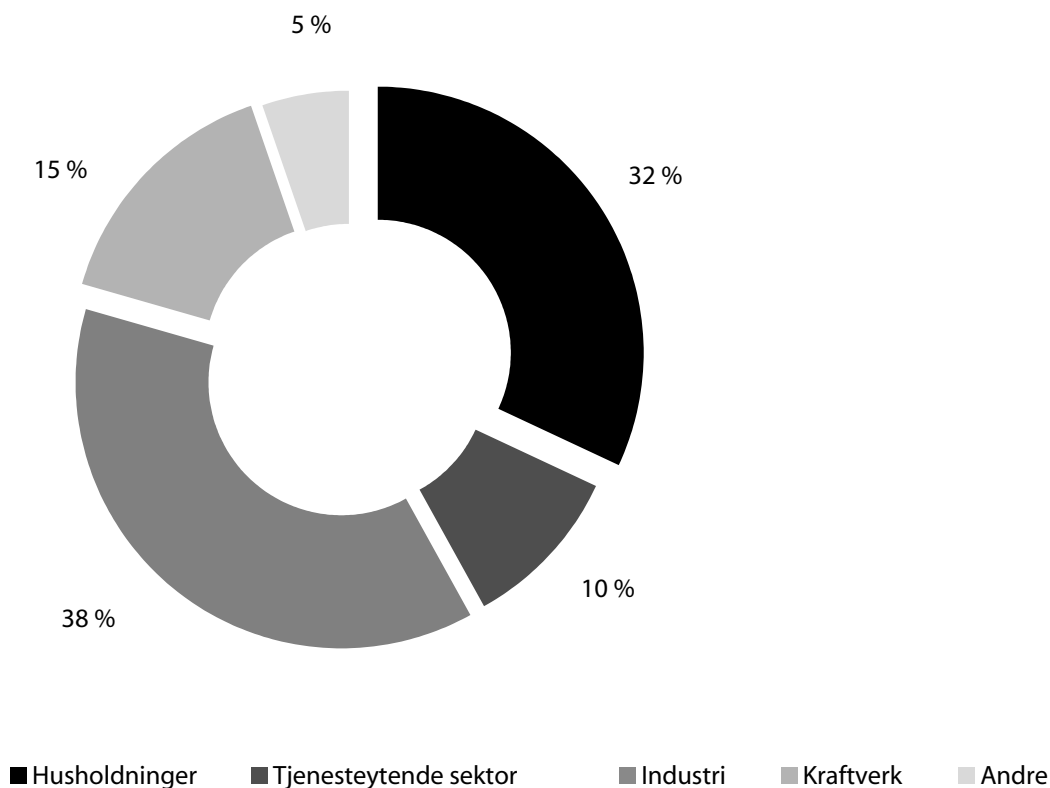
Kilde: Wood Mackenzie

Totalt Primært energiforbruk: 1788 MTOE



Figur 5.4 Primært energiforbruk i Europa utenom det tidligere Sovjetunionen

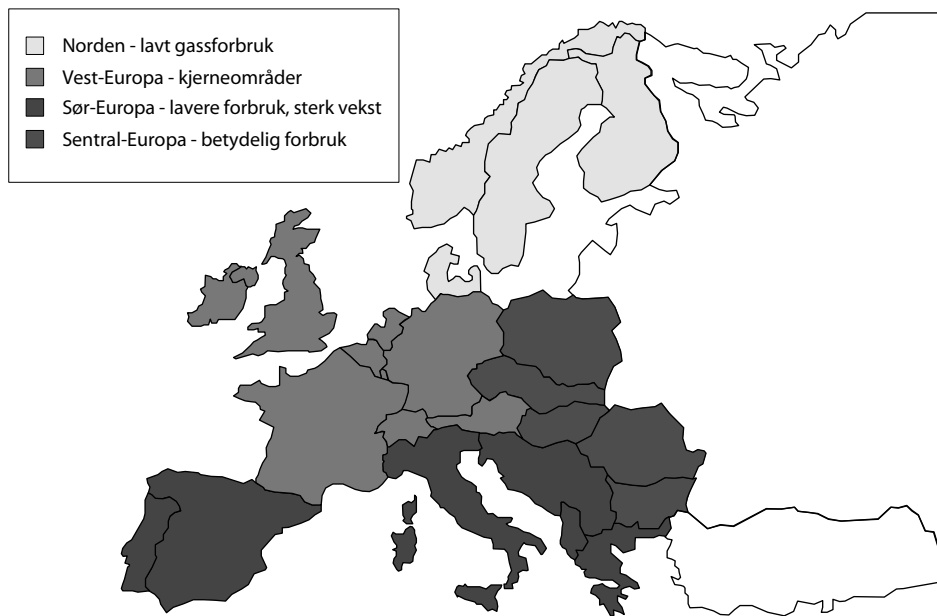
I Europa har naturgassen tatt store markedsandeler i de fleste stasjonære anvendelser der hvor naturgass er tilgjengelig. Naturgass har i stor grad utkonkurrert olje og kull til varmeformål både i industrien og i private husholdninger. I kraftproduksjonen har naturgass derimot foreløpig mindre betydning og gasskraft sørger kun for i overkant av 10 pst. av kraftproduksjonen.



Figur 5.5 Forbruk av naturgass i EU-området fordelt på sektorer (1997)

De siste årene har veksten i forbruket av gass økt raskere pga. økt etterspørsel etter gass til produksjon av kraft. Kull og atomkraft er de viktigste energibærene i kraftproduksjon i de fleste europeiske land, men naturgassens betydning er økende også i denne sektoren, blant annet på grunn av lave investeringskostnader og høy virkningsgrad for nye gasskraftverk.

Forbruket av naturgass varierer betraktelig fra region til region i Europa. Det er betydelige variasjoner i forbruket av gass mellom regionene. Kjerneområdet for naturgass i Europa ligger i Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Nederland og Benelux-landene som står for det meste av det europeiske gassforbruket. Dette området har et høyt innslag av gass i energiforbruket. Det er også hit det meste av den norske gassen blir eksportert. Øst-Europa har også et betydelig innslag av gass i sitt energiforbruk, mens innslaget av gass i det sørlige Europa er lavere (med unntak av Italia) men i sterk vekst. I Norden som helhet er bruk av naturgass lite utbredt.



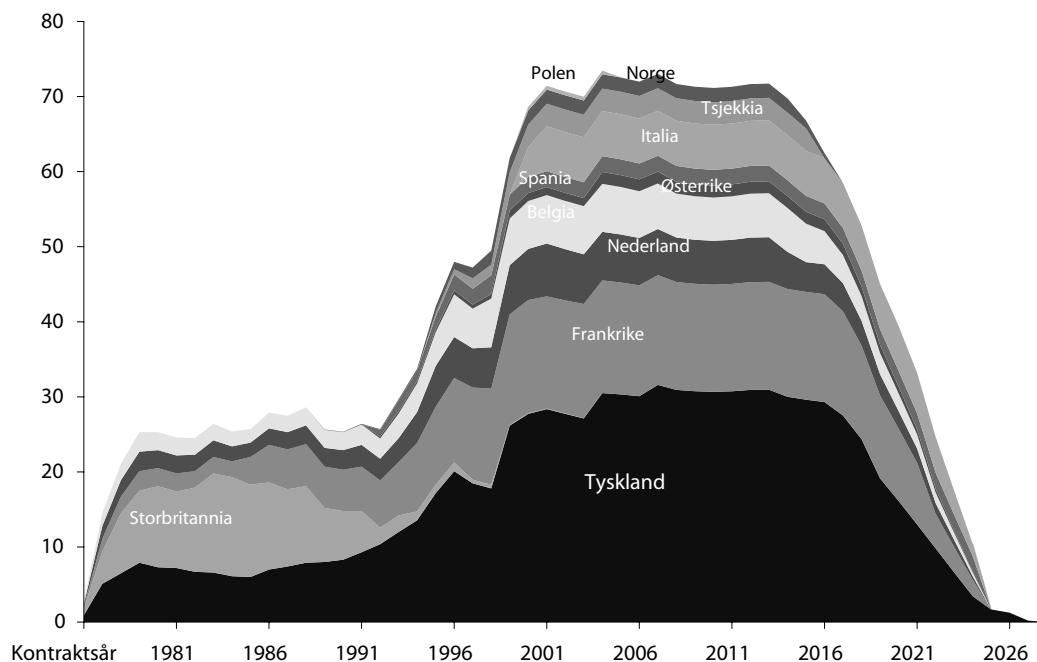
Figur 5.6 Geografisk inndeling av det europeiske gassmarkedet

Den raske veksten i forbruket av naturgass vært mulig bl.a. fordi det har vært en god tilgang på gass fra flere kilder som historisk har bidratt til en høy grad av forsyningssikkerhet. Forholdet mellom behov for gass og egenproduksjon har likevel etter hvert ført til at behovet for gass i større grad må dekkes av områder utenfor Europa. I 1998 importerte OECD-landene i Europa 35 pst. av sitt gassforbruk. Fram mot 2020 antas importandelen å øke til 50 pst.. Dersom man ser isolert på EU-området stod importen der for 44 pst. av gassforbruket i 1998 og antas å øke til 70 pst. i samme tidsrom ¹⁾.

Norsk eksport av naturgass

Norsk gass blir eksportert til Tyskland, Frankrike, Nederland, Belgia, Spania, Østerrike, Tsjekkia og Storbritannia. Norske selgere av gass har også inngått avtaler om salg av gass til Polen og Italia fra hhv. 2000 og 2001.

¹⁾ Ifølge organisasjonen Eurogas som består av de største gasselskapene i EU-området.



Figur 5.7 Norske gassalgforpliktelser fordelt på land

Den norske andelen av gassforbruket i Europa er på mer enn 10 pst. Denne andelen vil øke de nærmeste årene som følge av inngåtte langsiktige kontrakter. De største produsentlandene av gass til Europa er Storbritannia, Nederland, Russland, Algerie og Norge.

Storbritannias produksjon dekker i all hovedsak det britiske markedet, mens en liten andel av gassen eksporteres. Det forventes at Storbritannia på lengre sikt kan få et underskudd på gass som må dekkes opp av andre kilder.

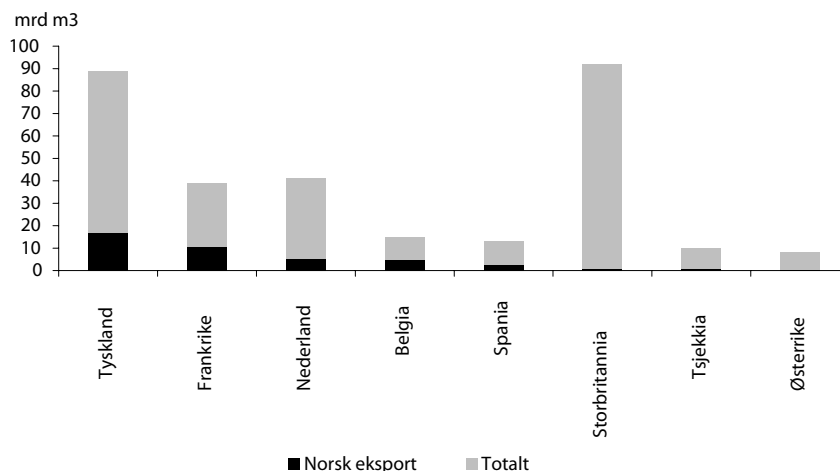
I Nederland benyttes en betydelig mengde gass til eget bruk samtidig som Nederland også er en betydelig eksportør. En beregnende faktor for eksporten her, er at nederlandske myndigheter ønsker å bevare et langsiktig perspektiv for utvinning av gassen.

Russland har alene nok gass til å dekke det europeiske forbruk i mange tiår, men produksjonsmulighetene er begrenset av transportkapasiteten.

Algerie har også betydelige ressurser.

Den forventede økningen i etterspørselen etter gass forventes i stor grad dekket av Norge, Russland og Algerie.

Norge er sammen med Russland og Algerie de største eksportørene av gass til land i Europa, og spiller en viktig rolle i å forsyne Europa med denne energikilden. En forutsetning for at gass er den raskest voksende energikilden i Europa, er at det har vært en god forsyningssikkerhet for gass. Forsyningssikkerheten ivaretas best når gassen kommer fra flere kilder.



Figur 5.8 Norsk markedsandel for gass i våre kjøperland i 1998.

Kilde: Statoil

Markedsstrukturen for gass i Europa

Organisering av energisektoren har tradisjonelt vært et nasjonalt anliggende, og verken EU-traktaten eller EØS-avtalen inneholder bestemmelser om en felles energipolitikk. Energisektoren er likevel underlagt EUs generelle lovgivning om blant annet konkurranse. I tillegg kommer utviklingen av det indre energimarked og miljøpolitikken. Energipolitikken kan variere sterkt fra land til land avhengig av deres nasjonale energiresurser og historiske tradisjoner. De enkelte lands nasjonale energimål er av stor betydning for hvordan energisammensetningen er i dag. Det er betydelig forskjeller i rammebetingelsene for naturgass fra land til land.

Den eksisterende markedsstrukturen er i land på kontinentet karakterisert ved store nasjonale transmisjonsselskaper. Disse selskapene eier som regel transmisjonsnett, er operatør av det og er betydelige importører av gass. Staten er som regel deleier i selskapene.

Gassmarkedet i Storbritannia er privatisert og liberalisert, og atskiller seg vesentlig fra de andre markedene for gass i Europa. Bakgrunnen for liberaliseringen i Storbritannia var press fra myndigheter og kunder som krevde å få kjøpe gass fra flere selskaper og oppheve selskapet British Gas' daværende nasjonale monopol på bruk av transmisjons- og distribusjonsnett og salg av gass. I Storbritannia gjennomførte myndighetene liberaliseringen og endret eierstrukturen og funksjonen til British Gas.

De viktigste forskjellene mellom markedet i Storbritannia og kontinentet er at selgere i Storbritannia er utsatt for gass-til-gass-konkurranse, mens gass på kontinentet konkurrerer først og fremst mot andre energikilder, hovedsakelig fyringsolje. Markedene atskiller seg også ved at naturgass på kontinentet omtrent utelukkende selges på langsiktige kontrakter, mens en økende andel av gass i Storbritannia i større grad selges på kortsiktige kontrakter.

Naturgass har tatt markedsandeler først og fremst i direkte forbruk. Det er likevel store variasjoner mellom land i kostnadene knyttet til forsyning, transport, transmisjon og lagring av gass. Det er også betydelige variasjoner i beskatning av gass og kryssubsidiering mellom sluttbrukersektorene. Dette

underbygger at det europeiske gassmarkedet kan beskrives ved at det består av ulike nasjonale markeder.

5.2.2 Endringer i gassmarkedet på kontinentet

Faktorer som vil påvirke utviklingen i det europeiske gassmarkedet

Naturgassens konkurranseevne

Med unntak av områder hvor forsyningen av gass er begrenset av mangel på infrastruktur (som i enkelte områder i den sørlige og nordlige deler av Europa) har naturgassens andel av det direkte energiforbruket i industrien nådd et nivå på rundt 25-30 pst. og har fortrenget olje og kull. På grunn av de miljø- og energiutnyttelsesmessige fordelene som knytter seg til bruk av gass, har gass historisk blitt priset noe høyere enn konkurrerende energibærere. Det er grunn til å forvente at dette forholdet vil vedvare fremover.

Innenfor husholdningssektoren er markedet for naturgass mindre modent. Her eksisterer det store regionale variasjoner i forbruket som er påvirket av faktorer som klima og befolkningstetthet. I dette markedssegmentet konkurrerer naturgass med fyringsolje og elektrisitet, og prisen på elektrisitet er derfor også en viktig faktor som bidrar til å bestemme prisutviklingen for naturgass. Det er forventet at naturgass har et potensiale for videre vekst i dette markedet, men det vil være begrenset av utbygging av distribusjonsnettverk. Den videre veksten har blitt begrenset av at differansen mellom prisen på gass og elektrisitet i enkelte markeder har vært liten. Dette har vært tilfelle i Norge, Sverige og Frankrike. I Norge og Sverige har det tradisjonelt vært en god tilgang på vannkraft. I Frankrike har myndighetene bygd ut en stor kjernekraftsektor som har ført til en stor og rimelig tilgang på kraft.

Etter som liberaliseringen av både elektrisitets- og gassmarkedet går fremover, er det forventet at prisene i minkende grad vil påvirkes av slike særegne nasjonale forhold. Det er likevel grunn til å anta at det fremdeles vil være en betydelig potensiale for nasjonale myndigheter til å påvirke de relative prisene gjennom ulik beskatning av gass, kull og oljeprodukter.

Ved kraftproduksjon i Storbritannia og i flere land på kontinentet er, i følge Wood Mackenzie, naturgass det mest gunstige alternativet ved utbygging av nye kraftverk. Det er forventet at naturgass i tiden fremover i disse markedene, vil fortsette å inneha denne posisjonen. Naturgassens sterke posisjon innen kraftproduksjon kan forklares ut fra:

- Naturgass er svært konkurransedyktig p.g.a. prisen på gass samtidig som effektiviteten i moderne gasskraftverk (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) er høy.
- Miljømessig er naturgass attraktiv i forhold til kull pga. de lave utslippene av CO i forhold til kullkraft, lave utslipp av NOx og tilnærmet ingen utslipp av SO og ingen partikkelutslipp.
- Lave kapitalkostnader og kort konstruksjonsperiode for moderne gasskraftverk (CCGT) i forhold til andre typer kraftverk.

Med moderne gasskraftturbiner kan effektivitet oppnås i nokså små enheter. Et resultat av dette er at gasskraftverk er hensiktsmessige for småskala, lokal kraftproduksjon. Dette reduserer overføringstapet av energi. Dette er også gunstig fordi en større andel av varmen i lokale kraftverk kan utnyttes ved byg-

ging av kraft-varmeverk (CHP), som kan gi en energiutnyttelse på i størrelsesorden 75-80 pst.

Kull er etter gass den mest konkurransedyktige primære energikilden til kraftproduksjon og er per energienhet billigere enn gass. Miljøhensyn gjør likevel at ved utbygging av nye kullkraftverk, kreves det gjerne at det skal brukes renseteknologi som er svært kostbart. Dette fører til at kraft som produseres i nye kullkraftverk koster mer enn gasskraft.

Ifølge Wood Mackenzie vil prisen på kull reduseres drastisk for at kull økonomisk sett skal være like konkurransedyktig som gass. Kull er likevel svært konkurransedyktig dersom den brukes i eksisterende kullkraftverk. Kull vil fremdeles spille en hovedrolle i områder hvor det er begrenset tilgang på gass. Politiske hensyn til opprettholdelse av sysselsetting i kullindustrien og begrensning av importen av gass vil også være faktorer som bidrar til at kull fremdeles vil ha en sentral plass i kraftproduksjonen i mange land i Europa.

Beskatning

I de fleste land beskattes energi i større eller mindre grad avhengig av energikilde og markedssektor. Historisk har beskatningen av energi i hovedsak vært motivert ut fra et ønske om å redusere energiforbruket og ut fra fiskale hensyn. I dag er det store variasjoner i beskatningsnivå i de forskjellige landene i Europa.

Energi kan enten skattlegges ut fra energienhet eller karboninnhold (utslipp av CO₂). Dersom miljøhensyn vektlegges, er det relevant å skattlegge energi ut fra miljøskadene bruken av energi medfører. For klimagassutslipp vil dette eksempelvis si at energibærerne skattlegges ut fra sitt karboninnhold. Dersom en vektlegger å redusere veksten i det totale energiforbruket, vil det være hensiktsmessig å skattlegge energikilder ut fra energiinnhold.

De siste årene har EU-kommisjonen arbeidet for å harmonisere skattene mellom land og mellom energikilder i EU. I 1997 presenterte EU-kommisjonen nytt forslag til direktiv angående minimumsavgifter for ulike energiprodukter. Forslaget innebærer innføring av minimumsavgifter for energiprodukter som gass, kull og elektrisitet, i tillegg til heving av eksisterende minimumsavgifter.

Energiavgiftene vil få betydning for veksten i markedet for gass og lønnsomheten i industrien. Det forslaget til direktiv som er utarbeidet, ivaretar i liten grad naturgassens miljømessige fortrinn. Forslaget til direktiv om energavgifter innebærer først og fremst økt beskatning av gass i forhold til bl.a. kull. Det foreslås også å avgiftsbelegge bruk av elektrisitet uten å ta hensyn til hvordan elektrisiteten genereres.

Miljø

Energieffektivisering og energisparing er blitt stadig viktigere mål. Forholdet mellom energiforbruk og økonomiske vekst har falt innenfor EØS-området. Naturgass møter et energimarked hvor veksten i det totale energiforbruket er redusert. For å oppnå en markedsandel har gass måttet erstatte mindre miljøvennlige energikilder som kull og oljeprodukter. Overgangen fra kull og oljeprodukter til gass innebærer en betydelig reduksjon i utslippene av klimagas-

ser. Implementeringen av Kyoto-avtalen vil også få betydelige konsekvenser for naturgassektoren.

Under Kyotoprotokollen har de industrialiserte landene forpliktet seg til ikke å overskride et spesifikt utslippsnivå i 5-årsperioden 2008 – 2012. Hvert lands forpliktelser kan delvis innfris gjennom utslippsreduserende tiltak i andre land. EU-landene har benyttet protokollens adgang til å danne en boble, det vil si at utslippsmålet landene har påtatt seg, skal oppnås for EU-området under ett. Klima- og miljøhensyn generelt vil få betydning for hvor raskt behovet for naturgass vil vokse. For flere land i Europa vil naturgass bidra til å kunne oppfylle disse målsettingene, og veksten i forbruket av gass vil i stor grad påvirkes av hvilken rolle myndighetene i de enkelte land mener at gassen bør ha for å oppnå disse.

Institusjonelle og strukturelle endringer

Det europeiske gassmarkedet kan sies å være en samling av nasjonale markeder som er ulike på mange områder som vekstgrunnlag, forsyningssammensetning, industristruktur og priser. Dette gjør gassmarkedet svært forskjellig fra markedet for olje.

Den eksisterende markedsstrukturen i Europa er kanskje først og fremst karakterisert ved store transmisjonsselskaper som ofte har et nasjonalt monopol på handel og forsyning i tillegg til at de står som eiere av transmisjonsnettet. Det er et klart skille mellom oppstrøms- og nedstrømsaktivitet. Grensen mellom disse aktivitetene er i stor grad begrenset til inngåelse av salgskontrakter, som i regelen er langsiktige. I denne strukturen har det vært vanskelig for produsenter å få tilgang til verdikjeden, dvs. markedet og forsyning direkte til kunden.

Det europeiske gassmarkedet er likevel i endring. Liberalisering av EUs gassmarked har vært et aktuelt tema de siste ti årene, men det er først nå at gassindustrien i EU i større grad åpnes for konkurranse. For tiden foregår endringer i gassmarkedet i Europa som fører til liberalisering av markedet for gass og som vil få konsekvenser for norsk gassvirksomhet. Siden 1992 har EU-kommisjonen arbeidet med et direktiv som skal regulere gassmarkedet, og som trådte i kraft i 1998 og skal være gjennomført innen august 2000. De enkelte EU-landene har tidligere organisert sin gassektor slik de har funnet det mest hensiktsmessig. Et hovedformål med gassdirektivet er å oppnå en større grad av konkurranse. Gjennomføringen av Gassmarkedsdirektivet forventes å bidra til økt liberalisering av gassmarkedet og føre til at det etableres en større grad av felles regler for transmisjon og distribusjon, forsyning og lagring av gass. De viktigste elementene i direktivet er:

- Kvalifiserte kunder skal få rett til å velge hvem de vil kjøpe gassen av. Ifølge direktivet skal nasjonalstaten avgjøre hvem som skal være kvalifiserte kunder ut fra hvor mye gass de bruker.
- Det skal være en ikke-diskriminerende tredjepartsadgang (TPA – "third party access") i gasstransportssystemet enten gjennom regulert eller forhandlet adgang.
- Integrerte gasselskaper (handel/transport) er forpliktet til å skille de ulike delene av virksomheten ved at det skal være ulike regnskap disse og at det skal være åpenhet rundt de kommersielle betingelsene knyttet for bruk av infrastruktur nedstrøms.

Prosessen med å gjennomføre direktivet er ennå på et tidlig stadium for mange land. Det er likevel flere indikasjoner på at det nasjonalt fremdeles vil være store forskjeller i strukturen i gassmarkedet.

Samtidig som gass og kraftmarkedet i EU gradvis blir åpnet for konkurranse, foregår det strukturelle endringer blant aktørene. Mye tyder på at aktørbildet er i ferd med å endre seg ved at det foregår både en horisontal og vertikal integrasjon i energisektoren.

Den siste tiden har det vært et trekk internasjonalt at store oljeselskaper har slått seg sammen. Sammenslåingene mellom Esso og Mobil, BP, Amoco og Arco, Total, Fina og Elf har ført til økt selskapskonsentrasjon i det europeiske gassmarkedet. De store oljeselskapene står for en betydelig produksjon og forsyning av gass til Europa. Oljeselskapene har også betydelige eierandeler i de nasjonale transmisjonsselskapene for gass.

Den forventede åpningen av gassmarkedene har også ført til at produsentene ønsker å bevege seg nedstrøms og selge gassen til sluttbrukerne og dermed øke konkurransen nedstrøms. Både Statoil og Hydro har eierinteresser i nedstrømsvirksomhet. Samtidig ønsker flere selskaper som deltar i nedstrømsvirksomheten å bevege seg oppstrøms for å styrke sin posisjon og sikre tilgang til gass til sluttbrukerleddet.

Et annet trekk er at en åpning av gass- og kraftmarkedet vil føre til en større grad av integrasjon mellom gass- og kraftsektoren og en sammenslåing av gasselskaper og kraftselskaper. Dette er en tendens som særlig kan sees i Storbritannia hvor gassmarkedet ble liberalisert på begynnelsen av 1990-tallet. Kraftsektoren er i dag en sektor i vekst, der gassen er meget konkurransedyktig ved utbygging av ny kapasitet og ved konvertering av eldre kraftverk. Det antas at elektrisitetsproduksjonen vil stå for en stor andel av veksten i gassforbruket i den kommende 10-15 års perioden. Veksten i etterspørselen etter gass i kraftsektoren blir viktig, og kan bidra til en fortsatt god vekst i den samlede gassetterspørsel i de forholdsvis modne gassmarkedene i Nordvest-Europa, hvor Norge avsetter det meste av sin gass. Norge har i den senere tid merket en økt etterspørsel etter gass til kraftprosjekter.

Rørledningen Interconnector mellom England og Belgia som ble ferdigstilt i 1998 og som førte til at markedet for gass på kontinentet ble fysisk knyttet til Storbritannia, vil også kunne bidra til at gassmarkedet på kontinentet endres. Virkningen ved sammenkobling av de to markedene vil være økt harmonisering mellom det britiske og de kontinentale gassmarkedene.

Ny teknologi og nye energikilder

Nye fornybare energikilder til produksjon av kraft gir mindre bidrag til kraftbalansen i Europa. Disse står for om lag 1,5 pst. av den totale kraftproduksjonen. Bruken av nye fornybare energikilder er mest utbredt i de nordiske landene, hvor de utgjør mer enn 3,5 pst. av kraftproduksjonen.

Teknologien knyttet til bruk av nye fornybare energikilder er foreløpig i mindre grad konkurransedyktig i forhold til tradisjonelle teknologier. Hovedårsaken til at disse ikke er konkurransedyktige foreløpig er bl.a. de høye kapitalkostnadene knyttet til bruken av disse. I tillegg er det sannsynlig at forbrukere og investorer til en viss grad vil støtte opp om bruken av nye, fornybare energikilder ved å foreta ikke-kommersielle investeringer og kjøp av kraft.

Liberaliseringen av gassmarkedet i Storbritannia

Det britiske gassmarkedet har allerede gjennomgått store endringer som et resultat av liberalisering og restrukturering fra en situasjon med vertikalt integrert nasjonal transmisjon, distribusjon og forsyning - til konkurranse mellom skipere og selgere av gass.

I Storbritannia tok liberaliseringsprosessen om lag 15 år, men de meste dramatiske endringene kom de siste fem årene. De raske og dramatiske endringene har bidratt til økt usikkerhet blant produsentene til markedet. Mange av produsentene som den første tiden etter at markedene ble åpnet nedstrøms begynte å selge gass direkte til sluttbrukerne, har trukket seg av ut pga. sterk konkurranse, høye kostnader forbundet med å få tilgang til kunder, og lave profittmarginer. Store produsenter som Esso og Conoco trakk seg tilbake fra nedstrømsvirksomheten. Etter som markedet i Storbritannia utviklet seg, begynte selskapene å konsolidere sin virksomhet til områder hvor de hadde den beste kompetansen. Markedet kan beskrives ved at det har blitt utviklet likvide markeder for gass. I Storbritannia har det utviklet seg et kortsiktig marked som følge av utviklingen av konkurranse på salgssiden og inntreden av nye gasselskaper i markedet. Det kortsiktige markedet var innledningsvis dannet ut fra behovet disse selskapene hadde for å balansere sine leveranser. Etter som markedet utviklet seg, oppstod det etter hvert et marked for daglig omsetning. I 1997 ble det åpnet for omsetning med "future" kontrakter for naturgass.

Liberaliseringen av gassmarkedet har utviklet seg parallelt med liberaliseringen av kraftmarkedet. Liberaliseringen av kraftmarkedet førte til en kraftig vekst i etterspørselen etter gass til produksjon av kraft i Storbritannia. Dette førte også gradvis til den pågående sammensmeltningen av markedet for gass og markedet for kraft.

Enkelte av trekkene ved utviklingen av gassmarkedet i Storbritannia vil også kunne være relevant for utviklingen i gassmarkedet på kontinentet, i den grad at det oppstår en regional dynamikk og de nasjonale grensene forsvinner og bidrar til en økende konvergens av gassprisene.

Det eksisterer likevel betydelige forskjeller mellom det britiske gassmarkedet og gassmarkedet på kontinentet som trekker i retning av at gassmarkedet i Storbritannia ikke nødvendigvis kan sees på som en forløper for den pågående liberaliseringen av gassmarkedet på kontinentet. I følge Wood Mackenzie er noen av de viktigste forskjellene mellom disse markedene at mens Storbritannia er en nettoeksportør av gass, foregår det en netto import av gass på kontinentet. I Storbritannia er antallet produsenter av gass mer enn 60. På kontinentet er det derimot fire hovedprodusenter av gass. Andre forskjeller er at avstanden i Storbritannia fra der hvor produksjonen foregår til markedet er betydelig mindre enn på kontinentet. Dette bidrar til at svingningene i behovet for gass i Storbritannia i stor grad balanseres av svingninger i gassproduksjonen, mens det på kontinentet i større grad balanseres ved hjelp av lagring.

5.2.3 Fremtidsutsikter for det europeiske gassmarkedet

Generelt er det antatt at det totale forbruket av naturgass vil fortsette å vokse og fortrenge kull og olje. Veksten antas i stor grad å være drevet av den økte

etterspørselen etter gass til kraft. Organisasjonen *Eurogas* som består av de største gasselskapene i EU, har anslått at forbruket av naturgass i Vest-Europa vil øke med nesten 50 pst. fra 1997 til 2020 og i løpet av 2005 utgjøre $\frac{1}{4}$ av det totale energiforbruket.

Wood Mackenzie har i sin studie lagt vekt på at noe av den største usikkerheten i utviklingen av gassmarkedet er hvordan forsyningssituasjonen vil utvikle seg, hvordan produsenter kan dekke den forventede økningen i etterspørselen over en periode hvor det vil være behov for å foreta investeringer i områder lenger unna markedet med betydelige kapitalkostnader samtidig som det er en økende usikkerhet knyttet til mulighetene for å sikre en tilfredsstillende adgang til sluttbrukermarkedet.

Liberaliseringen av gassmarkedet forventes også å føre til at det etter hvert vil bli inngått flere kortsiktige gassalgskontrakter. I dag selges omtrent all norsk gass på langsiktige kontrakter som kan ha en varighet på flere tiår. Liberaliseringen kan også påvirke grunnlaget for inngåelse av nye slike kontrakter. Gassmarkedsdirektivet vil føre til at gassmarkedet åpnes gradvis. I følge direktivet skal 20 pst. av markedet være åpnet for konkurranse innen august 2000. I løpet av 2010 skal 33 pst. av markedet være åpnet for konkurranse.

Siden liberalisering fører til en økende grad av oppdeling av de ulike aktivitetene nedstrøms, vil det innebære at det oppstår nye muligheter i markedet som kan være attraktive for eksisterende og nye deltakere.

Prisen på gass på kontinentet er indeksert til konkurrerende energikilder. I hovedsak er det meste av gassen solgt til priser som er indeksert til prisen på fyringsolje, som er den største konkurrenten til gass. I Storbritannia der det eksisterer en høy grad av konkurranse, er det liten sammenheng mellom prisutviklingen på gass og prisutviklingen på fyringsolje. Det er derfor mulig at liberalisering av markedet på kontinentet kan føre til at prisen på gass i mindre grad påvirkes av prisen på fyringsolje. Det er også sannsynlig at prisen på gass på kontinentet etter hvert vil bli påvirket av kraftprisen pga. av den økte etterspørselen etter gass til produksjon av kraft.

Den forventede veksten vil gi rom for nye salg av gass. Norske selgere av gass vil kunne stå ovenfor et økende antall interesserte kjøpere av gass ettersom markedene nedstrøms åpnes. Det er også forventet at flere oljeselskaper på kontinentalsokkelen vil etablere seg i markedene nedstrøms, mens selskaper nedstrøms vil ønske å delta i produksjon av gass på kontinentalsokkelen. Fra et produsentperspektiv vil liberaliseringen kunne representere nye muligheter for tilgang til andre deler av verdikjeden, og muligheten til å selge gass direkte til sluttbrukeren, samtidig som det med de nye mulighetene også vil bli økt konkurranse nedstrøms og økt usikkerhet. Produsentene kan i fremtiden finne det mer lønnsomt og i økende grad nødvendig å sikre en rute til markedet for sin gassproduksjon.

Flere av de største produsentselskapene anser det som attraktivt å utvikle en helhetlig gasstrategi for Europa hvor det fokuseres på både tilgang til utvinningskonsesjoner i gassområder i og utenfor Europa og å sikre seg direkte avsetningsmuligheter for denne gassen. Størrelsen på mange av disse selskapene gjør dem i stand til å utvikle og forvalte en diversifisert produksjonsportefølje samtidig som de søker å sikre seg transportrettigheter til markedet for porteføljen.

Den europeiske kraftindustrien gjennomgår for tiden betydelige forandringer som tidligere omtalt bidrar til et økende behov for gass til kraftproduksjon. Naturgassens økende rolle innen kraftproduksjonen vil kunne føre til økt samspill mellom prisen på gass og kraft, en trend som blir forsterket av at begge markedene gjennomgår en liberaliseringsprosess. I Storbritannia var det for de første gasskraftverkene ofte et viktig grunnlag for å sikre utbygging at det ble inngått langsiktige kontrakter sikret tilgang på gass og avsetning av kraften. Liberaliseringen av kraftmarkedet medførte at kraftprodusentene etter hvert ønsket å indeksere prisen på gass til prisen på kraft, og dermed overføre en del av prisrisikoen i kraftmarkedet til selgerne av gass. Denne utviklingen vil sannsynligvis også bli gjentatt i landene på kontinentet etter hvert som energimarkedene åpnes.

Forsyningssikkerhet er og har vært en hjørnestein i energipolitikken både på et nasjonalt og europeisk nivå. Som tidligere omtalt vil det europeiske gassmarkedet i økende grad bli avhengig av import av gass, etter hvert som egenproduksjonen synker. Det er sannsynlig at en økende del av dette importbehovet vil bli dekket opp Russland og Nord-Afrika.

For den videre utviklingen av gassmarkedet er det avgjørende at det oppnås en tilfredsstillende diversifisering av gassforsyningen. I tillegg vil enkelte land kunne velge å utvikle andre strategier som bidrar til økt forsyningssikkerhet slik som økt lagringskapasitet. Slike virkemidler er likevel kostbare og kan bidra til å utfordre naturgassens konkurranseevne i enkelte markeder mht. konkurrerende energikilder. Forsyningssikkerhet kan i enkelte tilfeller bidra til å begrense veksten i enkelte gassmarked som er isolerte. Det er likevel antatt at hensynet til forsyningssikkerhet i mindre grad vil være avgjørende for veksten i det europeiske gassmarkedet.

5.3 Gassmarkedsdirektivet

En sentral del av utviklingen av EUs indre marked er å sikre større grad av konkurranse og likeverdige konkurransevilkår blant aktørene i markedet. Dette oppnås ved utforming av sekundærlovgivning for de enkelte sektorer (bl.a. gassmarkedsdirektivet) med utgangspunkt i traktatbestemmelsene om det indre marked.

Gassmarkedsdirektivet (rådets og parlamentets direktiv 98/30/EC om felles regler for det indre gassmarked) trådte ikraft 10. august 1998. Det skal være gjennomført i medlemsstatenes nasjonale lovgivning innen 10. august 2000.

Direktivets formål er å åpne det indre gassmarked for konkurranse. Dette oppnås hovedsakelig ved å gi andre enn rørledningseiere og gassprodusenter rett til å få adgang til rørledninger for overføring og distribusjon av gass, samt lager. Direktivet etablerer felles regler for medlemslandenes regulering av overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass.

I direktivets artikkel 23 er det inntatt en egen bestemmelse om at "kvalifiserte" gasskjøpere også skal sikres adgang til oppstrøms rørledningssystemer for å sikre et konkurransedyktig indre gassmarked. En nærmere studie av artikkel 23 sammenholdt med resten av direktivet, viser at rekkevidden av bestemmelsen må klargjøres.

I og med at direktivet er hjemlet i EU-traktatens bestemmelser om etablering av det indre marked, vil det i utgangspunktet være relevant for innlemmelse i EØS-avtalen.

Norge er invitert til å innlemme direktivet i EØS-avtalen. Regjeringen er i de pågående vurderinger av gassmarkedsdirektivet i forhold til Norge, innstilt på at det skal innlemmes i EØS-avtalen. Hensynet til ivaretagelse av en fullgod forvaltning av gassressursene er viktig i denne forbindelse. For å sikre at de nødvendige tilpasninger av ressursforvaltningssystemet kan skje i relasjon til direktivet, har Norge bedt om en overgangsordning for gjennomføring av direktivet i norsk lovgivning. En er aktiv i dialog med EU om disse spørsmålene.

5.4 Det norske gassforvaltningssystemet

Den norske organiseringen av gassvirksomheten er utviklet for å oppnå en best mulig forvaltning av gassressursene. Organiseringen skal bidra til å oppnå en høy verdiskapning, herunder sikre en optimal utnyttelse av den eksisterende produksjons- og transportkapasiteten og bidra til at beslutninger om nye utbygginger av gassfelt og infrastruktur gjøres på et samfunnsøkonomisk grunnlag.

5.4.1 Organisering av gassvirksomheten

De første salgene av norsk gass kom fra Ekofiskområdet og Frigg-området. Gasssalgsforhandlingene for disse feltene ble gjennomført av operatørselskapet, dvs. Phillips Petroleum for Ekofisk og Elf Aquitaine for Frigg. For utvinningstillatelser tildelt i årene 1973-78 ledet Statoil forhandlingene om salg av gass fra den enkelte utvinningstillatelse. Dette skjedde med utgangspunkt i den ledende stilling selskapet hadde fått i kraft av sine majoritetsinteresser i feltene. I utvinningstillatelser etter 1973 fikk Statoil en 50 pst. eierandel som kunne økes dersom det ble gjort drivverdige funn. Statoils ledende rolle var likevel ikke presisert i utvinningstillatelsene. Fra og med 4. konsesjonsrunde i 1979 ble Statoils lederrolle i gassforhandlingene fastlagt i statsdeltagelsesavtalene. Ut fra sine eierinteresser og bestemmelsene i statsdeltagelsesavtalene ledet Statoil forhandlingene om salg av gassen fra Ula, Statfjord, Heimdal og Gullfaks til kontinentale gasselskaper, samt forhandlinger om salg av Sleipnergass til Storbritannia. De siste forhandlingene førte ikke til et salg fra Sleipner til Storbritannia, siden britiske myndigheter unnlot å godkjenne avtalen.

Behandlingen av St.meld. nr. 73 (1983-84) om organisering av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten førte til at Statoils eierandeler i felt ble delt i Statoil og SDØE og til enkelte endringer i ordningen for salg av gass. For å unngå reforhandlinger av eldre utvinningstillatelser, ble endringene bare gjort gjeldende fra og med 9. konsesjonsrunde (1985).

Gassforhandlingsutvalget (GFU) ble etablert i 1987 med det siktemål å etablere langsiktige vilkår for avsetning av norsk gass. Gassforhandlingsutvalget besto ved opprettelsen av Statoil, Hydro og Saga. Etter at Saga ble slått sammen med Hydro, består GFU av Statoil og Hydro. GFU er et rådgivende organ for departementet. Nye gasskontrakter som forhandles av GFU må godkjennes av norske myndigheter.

Ved Norsk Hydros oppkjøp av Saga Petroleum i 1999 ble antall medlemmer i GFU redusert fra tre til to. Det ble ved Kgl. res. 28. januar 2000 bekreftet at ordningen skal videreføres med Statoil og Hydro som medlemmer.

I 1993 tok myndighetene initiativet til opprettelsen av Forsyningsutvalget (FU) bestående av de ti største ressurseierne og operatørene på kontinental-sokkelen. Formålet med FU var at det skulle være et rådgivende organ overfor myndighetene mht. utvikling av felt og transportsystemer. FUs oppgaver er å vurdere hvordan ulike gassforsyningsløsninger bidrar til en best mulig ressursforvaltning og sentrale spørsmål vil her være hvordan ulike løsninger påvirker produksjonen av væske, tidskritiske reserver, ressursforvaltning, utnyttelse av eksisterende og planlagt infrastruktur og vurdere den tekniske risikoen knyttet til ulike løsningene for gassvirksomheten oppstrøms.

Samarbeidet mellom GFU, FU, utvinningstillatelsene og myndighetene danner grunnlaget for dagens integrerte gassavsetningssystem. Utvinningstillatelsene rapporterer til FU hvilke gassressurser de kan produsere. FU setter sammen informasjonen fra de enkelte utvinningstillatelsene og vurderer det samlede mulige tilbudet fra norsk kontinentalsokkel. FU informerer GFU om forsyningssituasjonen og GFU forhandler deretter fram nye gassalgskontrakter. Ved inngåelse av nye kontrakter er det FUs oppgave å foreslå hvordan kontraktene skal oppfylles på en mest mulig samfunnsøkonomisk måte. Forslaget oversendes myndighetene som avgjør hvilke felt- og transportløsninger som velges. Under hele prosessen er det møter mellom myndighetene og selskapene for å sikre at myndighetene kommer fram til de beste løsningene. Det er også jevnlig møter mellom GFU og myndighetene.

Dette gassforvaltningssystemet er blitt utviklet med sikte på å sikre en best mulig utnyttelse av gassressursene. Systemet skal sikre langsiktige vilkår for avsetning av gass som danner grunnlaget for nye utbygginger av gassfelt og rørledninger. En annen hensikt har vært at ordningen også skal bidra til at det velges de utbyggingsløsninger for felt og transportrør som er mest kostnadseffektivt og bidrar til å oppfylle gassalgforpliktelsene på en mest mulig samfunnsøkonomisk lønnsom måte. Dette gjøres i hovedsak ved å samordne avsetningen av gass, nye feltutbygginger og infrastruktur, gassproduksjonen og utnyttelsen av rørledningene. Systemet skal bidra til at det foretas en optimal avveining mellom behovet for gass til injeksjon, inngåelse av nye salg og hensynet til utvinningsgraden av væske i olje- og gassfelt. Det skal også bidra til å samordne produksjonen fra store og mindre felt og derved oppnå effektivitetsgevinster.

Deler av kontinentalsokkelen er inne i en modningsfase for så vel olje- som gassvirksomheten. Utviklingen i Nordsjøen går i retning av mindre feltprosjekter, der en hovedutfordring blir å få til en best mulig utnyttelse av eksisterende infrastruktur i felt og rørledninger. For Norskehavet og Barentshavet er derimot situasjonen en annen. Dette er relativt nye gassregioner med mulighet for nye store funn og feltutbygginger, noe som igjen skaper utfordringer m.h.t. utbygging av ny infrastruktur. Disse områdene ligger langt fra markedene i forhold til den mer modne Nordsjøen. Transportkostnadene blir dermed et viktig element i vurderingene rundt nye utbygginger i disse gassprovinser.

5.4.2 Ressursoptimalisering kontinentalsokkelen - Troll sving

Samordning av produksjon mellom felt som produserer gass kan gi grunnlag for betydelig verdiskapning. En har flere eksempler på felt i Nordsjøen som har kunnet optimalisere uttaket av ressursene ved samordning av produksjonen.

De mest åpenbare fordelene knyttet til slik samordning mellom gassfelt vil være at produksjonen fra væskerike felt kan fremskyndes og at væskeuttaket kan økes, slik at verdiskapningen knyttet til olje- og gassproduksjonen på kontinentalsokkelen øker. Man vil også kunne tilpasse leveransene av gass slik at det oppnås økt fleksibilitet ved oppstart av produksjon fra felt, samt få en bedre utnyttelse av produksjons- og transportkapasitet.

Utgangspunktet for en slik samordning er at det finnes ledig kapasitet som man vil forsøke å utnytte for å bedre ressursforvaltningen. Trollfeltet er et felt med slike egenskaper. Departementet påla derfor Trollgruppen å bidra til utvikling av et system for bedret ressursutnyttelse gjennom enn mer effektiv utnyttelse av felt og infrastruktur på kontinentalsokkelen. Troll sving er Trollgruppens forslag til et system for samordning mellom Trollfeltet og andre felt. Det kan også være aktuelt at andre felt enn Troll yter slike tjenester. Departementet tar sikte på å arbeide videre med å klarlegge grunnlaget for at også andre felt kan yte tjenester som bidrar til bedret ressursutnyttelse.

Konseptet, slik det er utviklet på Troll, består av at Troll tilbyr nærmere definerte modulerings tjenester til brukerfeltene mot en avgift. Trollfeltet kan tilby å svinge ned sin gassproduksjon slik at brukerfeltet kan produsere og utnytte sin produksjonskapasitet jevnt over hele året. De investeringer som er foretatt kan da bli bedre utnyttet og feltet vil forsere og i enkelte tilfeller øke væskeproduksjonen. Svingtjenesten består av at Troll holder tilbake egen produksjon, og absorberer tidlig produksjon og overskuddsproduksjon fra brukerfeltet. Gass levert til Troll blir lagret i Trollreservoaret og kan tas ut igjen på bestemte vilkår. Selv om kundene etterspør mindre gass enn det brukerfeltet ønsker å produsere, vil feltet kunne fortsette med en jevn produksjon ved bruk av svingtjenesten. Når kundens gassavtak overstiger feltets optimale produksjon, vil en kunne be Trollfeltet om tilbakelevering av den lagrede gassen. Troll vil bruke sin produksjons- og prosesseringskapasitet til å reproducere den innlagrede gassen.

Troll vil også kunne yte regularitetstjenester ved at Troll leverer gass på vegne av brukerfeltet i tilfeller hvor brukerfeltet har uforutsatte nedstengninger.

Brukerfeltene kan i tillegg be om å få levere gass som ikke tilfredsstiller kvalitetskravene i transport- og salgskontraktene. Denne gassen blir så blandet med gassen fra Troll gass slik at den samlede gasstrømmen innfrir gasskontraktenes kvalitetskrav.

Tiltak

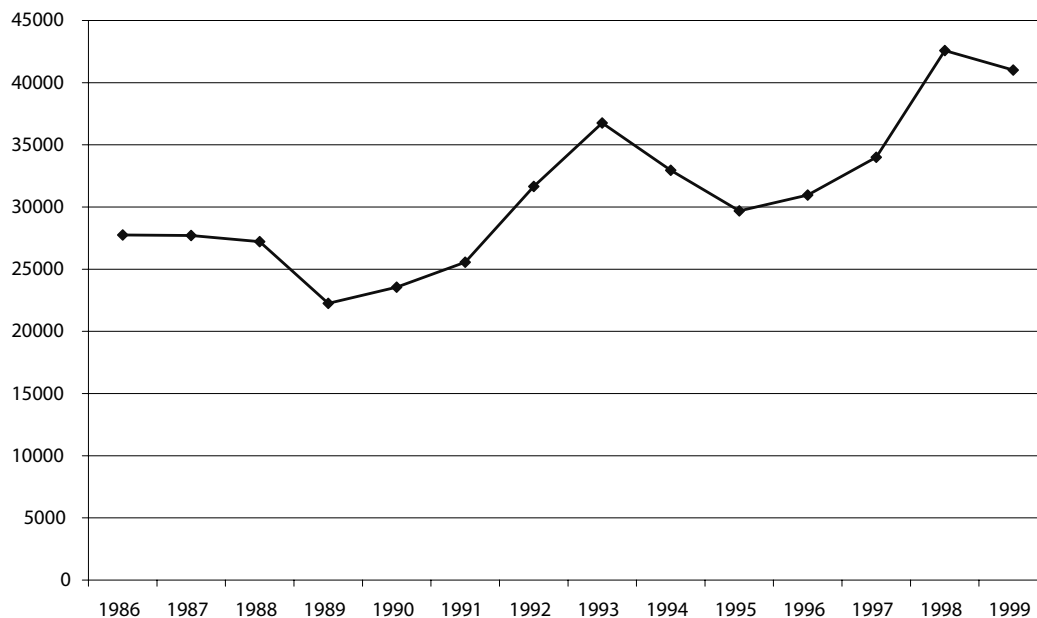
- Departementet vil arbeide videre med å klarlegge grunnlaget for at flere felt kan yte tjenester som bidrar til bedret ressursutnyttelse.

6 Endret markedsbilde for leverandørindustrien

6.1 Situasjonen i norsk leverandørindustri

Det dramatiske fallet i oljeprisen i 1998 og lave priser i begynnelsen av 1999, samt en reduksjon i utbyggingsklare prosjekter på norsk kontinentalsokkel, førte til svært få nye kontraktstildelinger i 1999 og begynnelsen av 2000. På grunn av at mange kontrakter allerede var inngått og påbegynt fikk ikke mangelen på nye utbyggingskontrakter noen vesentlig effekt på aktiviteten i leverandørindustrien før sommeren 1999.

Fallet i oljeprisen og en betydelig reduksjon i antall tildelte kontrakter kom i en periode med toppnivå for investeringene på kontinentalsokkelen. I denne perioden var det en oppbygging av kapasiteten i leverandørindustrien, noe som førte til en betydelig økning i antall ansatte ved fabrikasjonsverftene og i ingeniørselskapene. Kapasitetsoppbyggingen, etterfulgt av prosjektutsettelse, har ført til et brått fall i etterspørselen etter kompetansen leverandørindustrien tilbyr. I figuren under er utviklingen i sysselsettingen innen "bygging og vedlikehold av faste og flyttbare innretninger", som hovedsakelig inkluderer aktiviteter knyttet til fabrikasjonsverftene og ingeniørselskapene, vist for perioden 1986 til 1999.

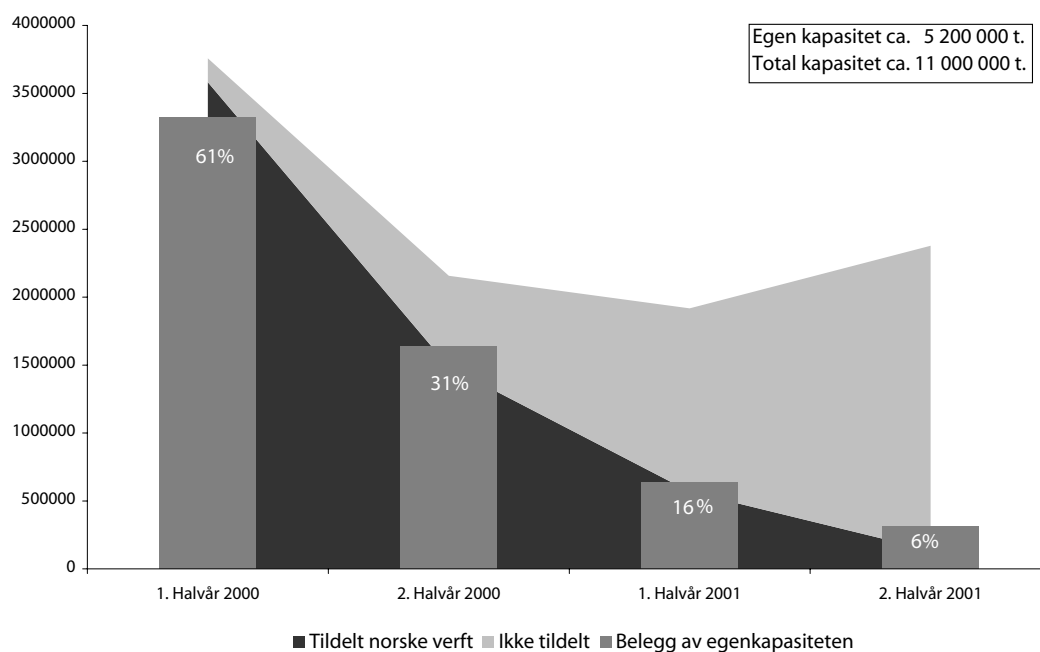


Figur 6.1 Sysselsetting i "bygging og vedlikehold av faste og flyttbare innretninger" 1986-1999
Kilde: Arbeidsdirektoratet

Sysselsettingen innen "bygging og vedlikehold av faste og flyttbare innretninger" falt fra august 1998 til august 1999 med ca. 6 pst. til 41.000 personer. Den totale sysselsettingen i petroleumsindustrien falt i samme periode med ca. 2,5 pst. til 90.300 personer. Årsaken til fallet er at det i 1999 ikke har blitt

satt i gang nye store prosjekter på norsk kontinentalsokkel. I august 1999 var det fortsatt tilfredsstillende aktivitet ved de største offshoreverftene. Det var i første omgang ingeniørselskapene som fikk merke mangelen på nye utbyggingssjekter, fordi disse selskapene utfører mye av arbeidet i første fase av prosjektene. Sysselsettingen i ingeniørselskapene falt med ca. 15 pst. til 8700 personer i august 1999. I etterkant av Arbeidsdirektoratets undersøkelse har prosjekttørken også rammet fabrikkasjonsverftene. Dette førte til et betydelig antall oppsigelser, varsel om oppsigelser og permitteringer utover høsten 1999. Tall fra Teknologibedriftenes landsforening (TBL) viser at 1800 ansatte i medlemsbedriftene ble oppsagt i løpet av 1999. Hovedsakelig i løpet av høsten. Slik situasjonen ser ut for deler av industrien i år 2000 kan sysselsettingen bli ytterligere redusert fram mot sommeren og høsten 2000.

Flere av operatørselskapene på norsk kontinentalsokkel har i dag kommet langt i beslutningsprosessen for nye feltutbygginger, men det vil gå noe tid før beslutningene om utbygging kan gi nye oppdrag til leverandørindustrien. Leverandørindustrien ser at det blir nye muligheter i fremtiden, men at den først må komme seg gjennom en periode med lav kapasitetsutnyttelse. Dette blir en svært krevende periode for offshoreverftene og ingeniørselskapene.



Figur 6.2 Behov og belegg ved norske offshoreverft

Kilde: TBL/OLF

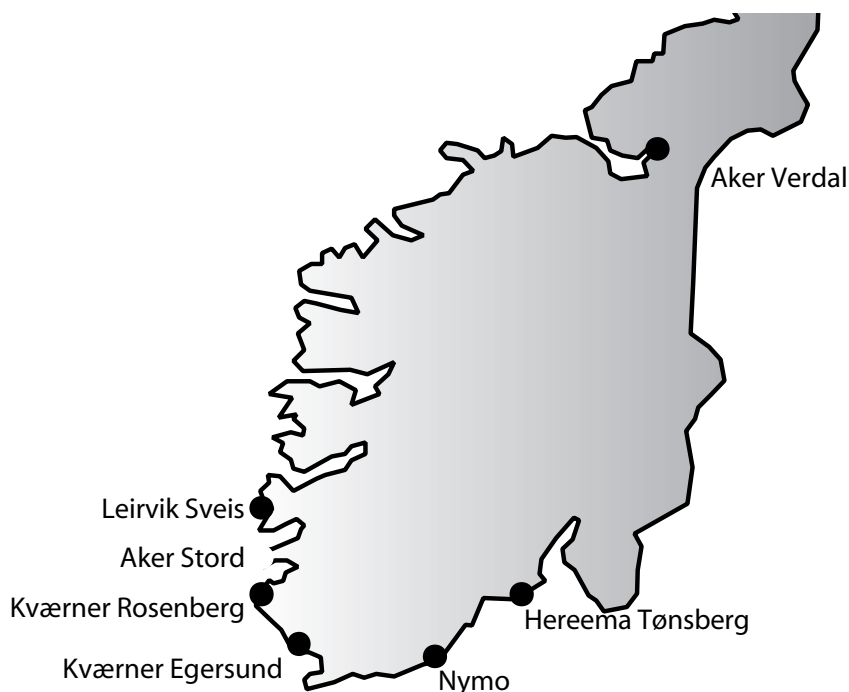
Figuren viser behovs- og beleggssituasjonen ved de åtte norske offshoreverftene ²⁾ de neste to årene. Søylen i figuren viser samlet prosentvis belegg i forhold til egenkapasiteten ved de åtte offshoreverftene. Egenkapasiteten utgjøres av egne ansatte, mens totalkapasiteten også inkluderer innleid arbeidskraft. Arealet i bakgrunnen viser operatørselskapenes forventede

²⁾ De 8 offshoreverftene er Aker Stord, Aker Verdal, Kværner Rosenberg, Kværner Egersund, Umoe Haugesund, Heerema Tønsberg, Leirvik Sveis og Nymo Grimstad.

behov for arbeidstimer de neste to årene. Det nederste arealet viser behovet for arbeidstimer der kontraktene allerede er tildelt, mens det øverste arealet viser det forventede behovet som ikke er tildelt. Ikke tildelt behov kan dekkes av norske offshoreverft, utenlandske verft eller andre typer leverandører.

Figur 6.2 viser at belegget ved offshoreverftene som vanlig er fallende i tid. Fallet er derimot betydelig større, sett fra januar 2000, enn hva som har vært tilfelle tidligere. I tillegg er det rapporterte behovet oljeselskapene har for arbeidstimer de neste to årene lavt, og selv om de norske verftene skulle vinne en betydelig andel av kontraktene vil arbeidsmengden for verftene være liten i forhold til kapasiteten.

Offshoreverftene er også inne i en omstillingsfase hvor de må tilpasse seg ny teknologi og endrede markedsforhold på kontinentalsokkelen. Kombinert med ordretørke i 2000 gir dette lavt belegg ved verftene, nedbygging av kapasitet og utstrakt bruk av permitteringer. Utfordringene for offshoreverftene i denne perioden blir å tilpasse sin virksomhet til fremtidens utbyggingsløsninger og markedsforhold, samtidig som nøkkelkompetansen ved verftene ivaretas.



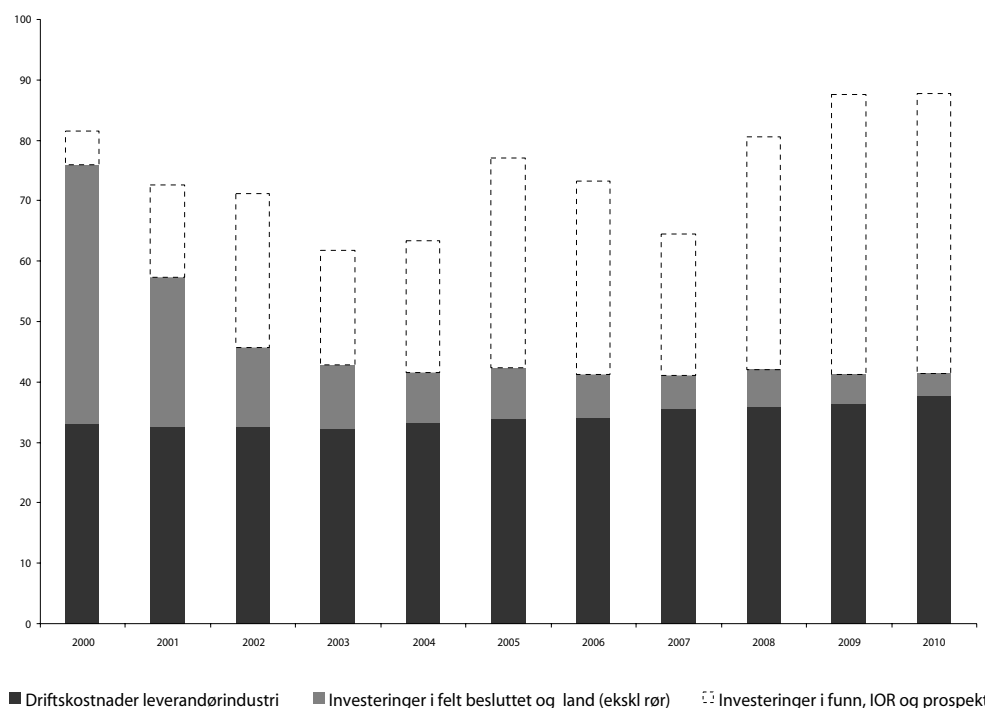
Figur 6.3 Beliggenheten til de største norske offshoreverftene

Figur 6.3 viser beliggenheten til de største norske offshoreverftene. De ligger spredt langs kysten i Sør-Norge. Flere av verftene er hjørnesteinsbedrifter i sine vertskommuner. Omfattende oppsigelser og permitteringer ved disse verftene får dermed store konsekvenser for sysselsettingen i distriktet. I disse tilfellene er det avgjørende at arbeidsmarkedstiltak og tilbud om videreutdanning benyttes for å avhjelpe situasjonen.

6.2 Tilpasning til markedssituasjonen fremover

Norsk leverandørindustri står overfor store utfordringer forårsaket av en gradvis modning av norsk kontinentalsokkel, ny teknologi og en midlertidig prosjekttørke. Det forventes at det også i fremtiden vil være betydelig aktivitet på norsk kontinentalsokkel, men ikke i like stor grad som tidligere. I tillegg vil leverandørmarkedet i større grad endres mot undervannssystemer og investeringer i andre utbyggingsløsninger og teknologier enn vi ser i dag.

Figuren under viser en prognose for det totale markedet leverandørindustrien står overfor i årene fremover på kontinentalsokkelen. Usikkerheten knyttet til investeringsprognosen kommenteres i kapittel 3.2 Investeringer.



Figur 6.4 Markedet for leverandørindustrien 2000-2010

Kilde: OED

Som en basis i aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen ligger driftskostnadene i oljevirksomheten. Disse er estimert til rundt 20 mrd. kroner årlig fremover. Leverandørindustrien ser naturlig nok på dette som et svært interessant marked på grunn av betydelige oppdragsmengder og et relativt stabilt aktivitetsnivå. Investeringene i nybygg har i 1990-årene i større grad variert. Prognosen viser at investeringene i nybygg også i fremtiden vil svinge, men stadig bevege seg mot et lavere nivå.

I en situasjon med lavere aktivitetsnivå og endret etterspørsel har leverandørindustrien behov for en viss nedbemanning og omstrukturering. Deler av industrien må finne nye markedssegmenter for å sikre fremtidig virksomhet og videre vekst, mens andre deler av bransjen vil oppnå vekst innen etablerte kjerneområder eller ved å styrke kompetansen innen områder hvor de til nå har hatt begrenset aktivitet. Tydeligst er dette i de store leverandørselskapene

som i løpet av 1999 har justert sine forretningsstrategier, og satt i gang omstrukturering av virksomheten for å tilpasse seg det de ser på som fremtiden på norsk kontinentalsokkel.

Viktige elementer i omstruktureringen av leverandørindustrien er:

- Nedbygging av egenkapasitet.
- Vurdere inntreden i nye ledd i verdikjeden, for eksempel feltutvikling, seismikk eller drift av installasjoner.
- Økt fokus mot ny teknologi og produkter, spesielt innen undervannssystemer og nedihullsteknologi, fremfor tradisjonelle feltutbygginger.
- Økt fokus på internasjonalisering.

Utfordringen blir spesielt stor for offshoreverftene hvor utviklingen vil kreve en nedjustering av dagens kapasitet til en lavere oppdragsmengde fremover. Den teknologiske utviklingen ser ut til å gå i retning av mindre og enklere installasjoner og økt fokus på undervanns- og nedihullsproduksjon. Utviklingen kan føre til at det tradisjonelle markedet på flere områder blir betydelig redusert. Deler av verftsindustrien vil fortsatt betjene tradisjonelle fabrikkasjonsoppdrag når markedet tar seg opp igjen, men det er også et behov for å finne nye utviklingsmuligheter for verftsindustrien. En mulighet er å fokusere på nye produkter og styrke kompetansen inn mot andre markeder i Norge og internasjonalt. Etter hvert som kontinentalsokkelen blir mer moden, vil markedet for leveranser og tjenester i forbindelse med fjerning av innretninger også kunne gi industrien nye oppgaver.

Det er svært viktig at leverandørindustrien henger med på teknologiutviklingen som legger grunnlaget for fremtidens utbyggingsløsninger. Sentrale aktører i leverandørindustrien ser for seg en fremtid hvor teknologi med fokus på reservoar, brønn og undervannssystemer blir viktigere. Noen sannsynlige utviklingstrekk for feltutviklingen er:

- Forenkling av dagens produksjonsløsninger.
- Stadig mer produksjon vil skje med basis i plattformfrie utbyggingsløsninger.
- Produksjon på havbunnen vil øke i omfang og vil i stadig større grad kombineres med ferdigbehandling av olje og gass på land.
- Produksjon direkte fra brønn.

De tyngste norske teknologi- og kompetansemiljøene står overfor et tidsvindu med hensyn på å bevare sin ledende posisjon i markedet.

Et eksempel på dette er markedet for boring- og brønntjenester som i stor grad er dominert av amerikanske aktører. Dersom norsk kompetanse på dette området skal styrkes er det avgjørende at oljeselskaper, leverandørindustri og forskningsinstitusjoner samarbeider. Komplementære krefter i det norske kompetansesegmentet kan forenes og fokuseres som utfyllende til de store utenlandske brønnselskapenes nøkkelkompetanse. Figur 6.5 skisserer hvordan et slikt samarbeid nå fungerer i Demo 2000-programmet for prosjektrettet teknologiutvikling.



Figur 6.5 Demo 2000 - systemskisse

En nærmere redegjørelse for status og videreføring av Demo 2000-programmet gis i kapittel 7.

Leverandørindustrien står også overfor en fase med økt fokus på markedsmuligheter internasjonalt. Den norske petroleumsindustrien er bygd opp gjennom årene med petroleumsaktivitet på kontinentalsokkelen, og er i dag en internasjonalt konkurransedyktig industri. Internasjonaliseringen vil gi leverandørindustrien nye markedsmuligheter som kan kompensere for et lavere aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen. I tillegg vil økt internasjonalisering gjøre norsk leverandørindustri mindre sårbar overfor svingninger i aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen.

Store deler av veksten i offshoremarkedet fremover vil finne sted i andre petroleumsprovinser enn Nordsjøen, og da særlig innen regioner som Mexico-golfen, Vest-Afrika og Brasil. Dette er i hovedsak dypvannsregioner og understreker viktigheten av å utvikle konkurransekraftig teknologi og kompetanse på dypvannsområdet. Innen denne delen av markedet er norske bedrifter i dag blant de ledende på verdensmarkedet. Denne kompetansen er det svært viktig å videreføre i fremtiden.

6.3 Omstilling i leverandørindustrien

Norsk leverandørindustri er i dag inne i en omstillingsfase. Industriens kapasitet må tilpasses et fremtidig investeringsnivå som forventes å være lavere enn investeringene de siste årene. Samtidig må kompetansen gradvis tilpasses nye utbyggingsløsninger og ny teknologi. Begge deler medfører store

utfordringer for mange av bedriftene innenfor petroleumsrettet leverandørindustri – spesielt for den tradisjonelle verfts- og ingeniørvirksomheten.

Behovet for omstilling i leverandørindustrien faller sammen med en periode hvor svært få utbyggingsprosjekter settes i gang. I 1999 ble det kun satt i gang noen få mindre utbygginger, og store nye prosjekter vil ikke komme i gang før mot slutten av 2000. Situasjonen vil være kritisk for store deler av leverandørindustrien gjennom år 2000, og vi vil i løpet av året med stor sannsynlighet oppleve flere oppsigelser og permitteringer. For at industrien skal beholde kompetansen gjennom 2000 er det avgjørende at den kan se fram til nye prosjekter i 2001. Oljeselskapene arbeider med å fremme en rekke nye utbyggingsprosjekter som vil kunne gi norsk leverandørindustri betydelige arbeider fra og med 2001. Disse prosjektene er Ringhorne, Grane, Kvitebjørn, Valhall vanninjeksjon, Mikkell og Sleipner kompresjon. Disse og andre investeringer kan gi et årlig investeringsnivå i størrelsesorden 35-40 mrd. kroner.

For år 2000 er det derimot lite myndighetene kan gjøre for å avhjelpe oppdragssituasjonen. Det ble derfor bevilget midler til arbeidsmarkedstiltak og tilbud om videreutdanning over statsbudsjettet 2000 for å dempe skadevirkningene strukturledighet og permitteringer medfører for bedrifter og enkeltpersoner. Disse tiltakene vil også bidra til at nøkkelkompetanse i bedriftene ivaretas i en vanskelig periode slik at de står bedre rustet når markedet tar seg opp.

Regjeringen har også besluttet at produksjonsavgiften på Valhall fjernes helt allerede i 2000 for å fremskynde investeringer i utbyggingsklare prosjekter i Valhall-området. Rettighetshaverne til Valhall-feltet har signalisert at PUD for Valhall vanninjeksjon kan fremmes i løpet av 2000, og at investeringene i dette prosjektet trolig vil bli i størrelsesorden 3-4 mrd. i perioden 2000 – 2005.

Det forventes at investeringene i årene fremover vil ha et nivå på linje med nivået før investeringstoppen i 1997-98. Leverandørindustrien må tilpasse sin kapasitet til dette nivået. Hovedutfordringen for industrien på lengre sikt blir ikke tilpasningen til et lavere investeringsnivå, men tilpasning til et fremtidig marked preget av nye utbyggingsløsninger og ny teknologi. Omstillingen vil i første rekke være industriens eget ansvar. Myndighetene kan likevel gjøre tilpasninger i rammeverket for å stimulere til igangsettelse av nye utbyggingsprosjekter slik at omstillingen foregår gradvis. Regjeringen fremmet i St.meld. nr. 37 (1998-99), i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett våren 1999 og statsbudsjettet 2000 en rekke forslag som var rettet inn mot å dempe det bratte fallet i investeringsnivået på kontinentalsokkelen. Det ble blant annet foreslått:

- gradvis avvikling av produksjonsavgiften
- redusert CO₂-avgift
- å bevilge 100 millioner kroner til prosjektrettet teknologiutvikling gjennom Demo 2000 i 1999.

Samtlige forslag fikk tilslutning i Stortinget.

Et fallende aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen kan også kompenseres med økt aktivitet mot internasjonale markeder. Myndighetene økte bevilgningen til Intsok i forbindelse med statsbudsjettet 2000 slik at myndigheter og industri bidrar med hver sin halvdel av Intsoks budsjett på 15 millioner kroner. Den teknologiutvikling som fremmes gjennom Demo 2000-satsingen vil

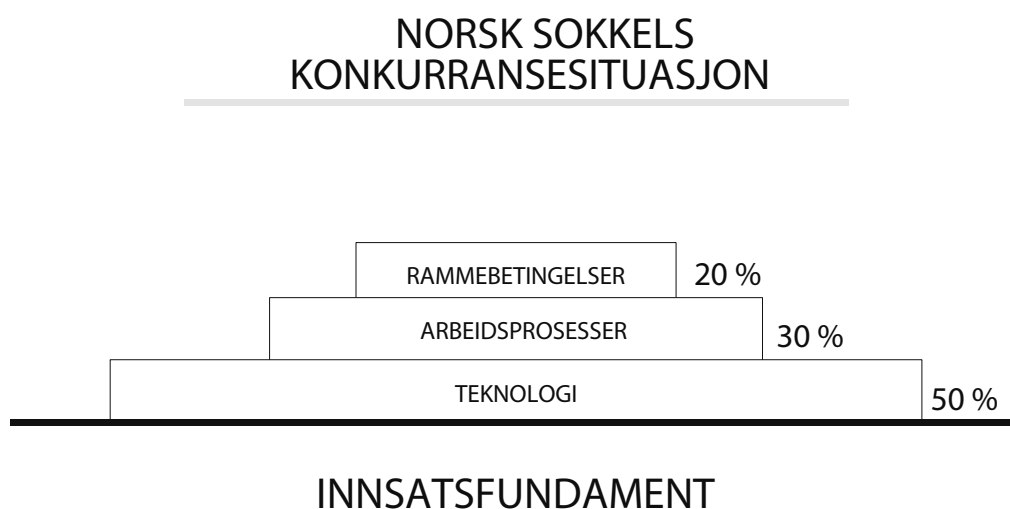
utover det å initiere nye utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel også bidra til å øke den norske konkurranseevnen internasjonalt.

7 Demo 2000-satsingen innen prosjektrettet teknologiutvikling

7.1 Bakgrunn, mål og hovedelementer

Virksomheten på kontinentalsokkelen foregår under meget utfordrende forhold. Det er en forutsetning at petroleumsvirksomheten kan foregå på en ressursmessig, miljømessig og sikkerhetsmessig forsvarlig måte. Etter hvert blir flere og flere områder i verden tilgjengelig for internasjonale selskaper når det gjelder leting og produksjon av olje og gass. For å opprettholde norsk petroleumsvirksomhet i slike prosjekter må vi kontinuerlig utvikle teknologien.

I forbindelse med departementets gjennomgang av mulige tiltak for å bedre konkurransesituasjonen for kontinentalsokkelen i St. meld. 37 (1998-99), ble teknologi identifisert av industrien som den viktigste enkeltfaktor og det mest målrettede tiltak for å få ned kostnadene og derigjennom øke lønnsomheten og konkurransekraften i petroleumsnæringen. Betydningen av teknologi som innsatsfundament for styrking av norsk kontinentalsokkels internasjonale konkurranseposisjon fremgår av figuren nedenfor.



Figur 7.1 Teknologi og norsk kontinentalsokkels internasjonale konkurranseposisjon

Kilde: TBL

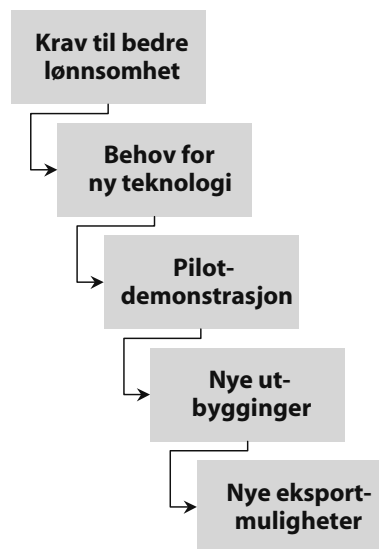
Demo 2000-satsningen innen prosjektrettet teknologiutvikling ble på denne bakgrunn igangsatt som et bredt anlagt industrielt samarbeid mellom ledende kompetansemiljøer i virksomheten. Samarbeidet er rettet inn mot raskere å modne frem en mer lønnsom feltutvikling og samtidig utvikle internasjonalt ledende teknologi og produkter, jf. figurene nedenfor.

Mål for samarbeid og prosjekter**Samarbeidet skal bidra til:**

- langsiktig konkurransedyktighet i oljenæringen
- fortsatt lønnsom utvikling av ressursene på norsk kontinentalsokkel

Prosjektene skal:

- demonstrere ny teknologi som ved implementering vil legge grunnlag for nye lønnsomme utbygginger på norsk kontinentalsokkel
- rette seg mot konkrete felt hvor pilotprosjekter kan prøves ut

Hovedelementer

Figur 7.2 Hovedelementene i Demo 2000-samarbeidet innen prosjekttrettet teknologiutvikling
Kilde: DEMO 2000/Norsk Hydro

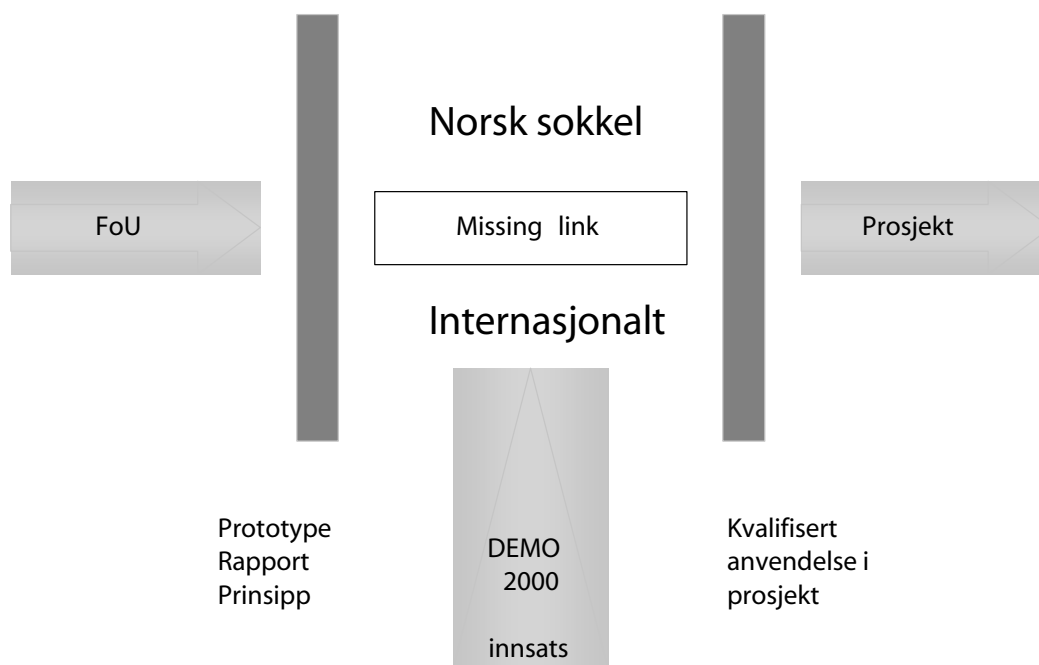
7.2 Implementering av Demo 2000-samarbeidet

Samarbeidsprogrammet Demo 2000 innen prosjekttrettet teknologiutvikling ble igangsatt gjennom en bevilgning på 100 millioner i revidert nasjonalbudsjett 1999. Ytterligere 70 millioner kroner er bevilget over statsbudsjettet for 2000, i tillegg til en tilsagnsfullmakt på 30 millioner kroner.

Med basis i den omfattende interessen som Demo 2000-samarbeidet har fått, ser en nå konturene av et omfattende teknologisk løft på kontinentalsokkelen. Gjennom de 100 millioner som ble bevilget i 1999 (fase 1) er det kommet inn 211 søknader for nærmere 1 milliard kroner. Disse er fordelt på et 20-talls pilotprosjekter hvor oljeselskaper og leverandørindustri er tungt involvert sammen med berørte forskningsinstitusjoner i finansiering og uttesting.

Til sammen ligger bevilgningen i 1999 an til å generere nærmere 400 millioner kroner til kvalifisering av mer kostnadseffektiv teknologi når myndighetenes og næringens ressursinnsats ses under ett. Med de nye bevilgningene som er stilt til rådighet ligger Demo 2000-satsingen an til å realisere pilotprosjekter for mellom 600 – 800 millioner kroner.

Det har vært en målsetting i fase 1 å akselerere teknologiutvikling som vil kunne gi målbare resultater raskt. Kvalifisering av havbunnsprosessering med rørtransport av brønnstrøm til land eller til etablert infrastruktur er kanskje den teknologi som ligger nærmest i modenhet til å realisere sprang i utbyggingskostnadene. Hovedtyngden av pilotaktivitetene i fase 1 retter seg på denne bakgrunn mot teknologiutvikling på havbunn, jf. figur 7.3.



Figur 7.3 Kvalifisering av teknologielementer for plattformfrie utbyggingskonsepter

Kilde: DEMO 2000

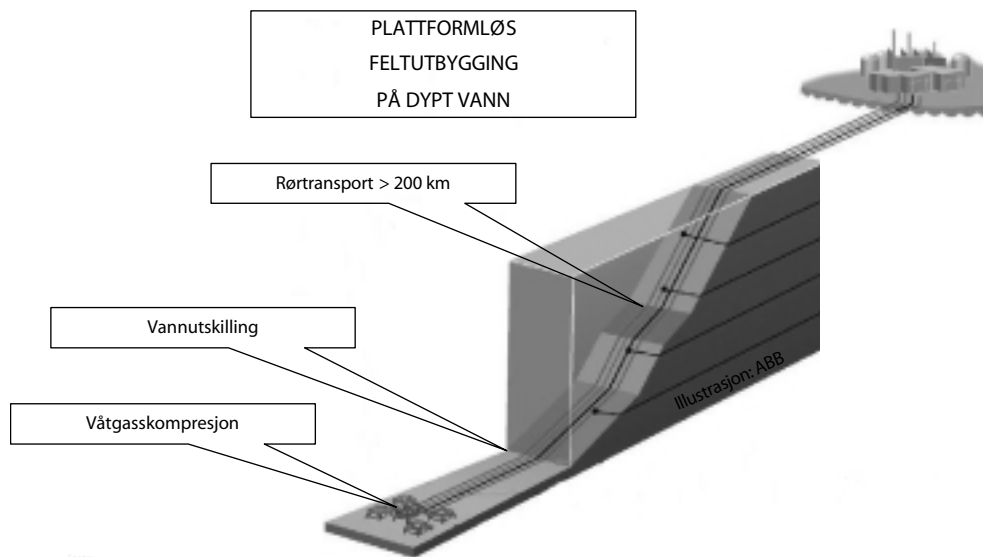
7.3 Betydningen av en videreføring av Demo 2000-samarbeidet

De effekter av Demo 2000-samarbeidet som nå synes å avtegne seg ved en implementering i tilstrekkelig skala gjør satsningen attraktiv både mht. å:

- sikre en effektivisering av ressursforvaltning og feltutvikling på norsk kontinentalsokkel
- styrke langsiktig industriell konkurransekraft i norsk petroleumsnæring.

Det potensielle økonomiske bidraget fra mulig teknologiutvikling i Demo 2000 synes i lys av erfaringene fra samarbeidet så langt å være omfattende.

Kvalifisering av nøkkelsystemer under Demo 2000-samarbeid kan åpne for markante sprang i utbyggingskostnadene. I henhold til Demo 2000s styringsgruppe vil teknologiutviklingen under satsningen i første omgang åpne for utbygginger med balansepriser ned mot 10 USD/fat. På sikt forventer industrien at utbyggingsløsninger som kan kvalifiseres som et resultat av samarbeidet vil være robuste for balansepriser betydelig under dette nivået.



Figur 7.4 Teknologi i Demo 2000 for utbyggingsløsninger med balansepriser ned mot 5 USD/fat
Kilde: Norsk Hydro

Som høykostområde vil resultatene av teknologiutviklingen under Demo 2000-satsningen være av strategisk betydning for norsk kontinentalsokkels langsiktige konkurransekraft. Realisering av slike teknologiforbedringer som skissert ovenfor i nødvendig skala vil gi vesentlige lønnsomhetsgevinster for den videre utviklingen av ressursene på kontinentalsokkelen samtidig som reduksjoner i kostnadsnivået vil gi økt aktivitet og derigjennom nye utviklingsoppgaver og verdiskapning i industrien.

I siste instans vil dette føre til økt attraktivitet for ytterligere investeringer på norsk kontinentalsokkel samt en mer internasjonal konkurransedyktig petroleumsmærning.

Et tidsaktuelt eksempel hvor kvalifisering av mer kostnadseffektiv teknologi vil være avgjørende for om utbyggingen kan igangsettes er Fram/Gjøa (Sogn) som ikke antas å kunne bli lønnsom uten bruk av plattformfri utbyggingsteknologi. Utbyggingstidspunkt er her i stor grad avhengig av hvor raskt ny teknologi kan kvalifiseres. Fremskyndning av relevant teknologi vil bety at utbyggingskostnadene kan bli skåret ned fra i overkant av 15 milliarder kroner til rundt 10 milliarder kroner.

Teknologiutvikling rettet inn mot neste generasjons utbyggingsløsninger gir styrket konkurransekraft i industrien. Demonstrasjonsprosjekter innen ovennevnte områder og under Demo 2000-samarbeidet generelt bringer norsk industri helt i front i teknologiutviklingen. Innen havbunnsseparasjon har norske leverandører eksempelvis fått 2 – 3 års forsprang på markedet. Innen bore- og brønntechnologi står utenlandsk industri i dag sterkt samtidig som teknologiforbedringer på dette området representerer et omfattende ver-

diskapings-potensiale. Kostnader til boring og brønner utgjør mellom 50 og 70 pst. av samlede utbyggingskostnader for nye felt og en enda større del av lete-kostnader. Brønntjenester og –utstyr er et tilsvarende stort element i drifts-kostnader. Utviklingen på verdensbasis går raskt, og det er en stor utfordring for kontinentalsokkelen såvel som norsk leverandørindustri og være konkurransedyktig innen dette teknologiområdet.

Andelen havbunnskompletterte brønner på norsk kontinentalsokkel har det siste tiåret økt fra rundt 7 pst. til 43 pst. av de årlige boringene. Totalt er det per 31.12.1999 boret 322 havbunnskompletterte brønner på kontinentalsokkelen. Disse bidrar til et stadig økende vedlikeholdsbehov som må utføres ved brønn intervensjon fra havoverflaten. I mangel av lett utstyr som kan betjenes fra mindre fartøy må det brukes store halvt nedsenkbare boreplattformer. Et Demo 2000-prosjekt vil kvalifisere fartøy og systemer for lett brønnintervensjon med antatt potensiale for en halvering av kostnadene. Å ha slike verktøy tilgjengelig er viktig i ressursforvaltningsøyemed, og kan være avgjørende for å kunne utnytte utvinningspotensialet ved havbunnsutbygginger.

På reservoarområdet er aksene norsk/utenlandsk industri ikke så entydig fordi kompetansen i relativt stor grad er internasjonalt spredt. Norsk kompetanse er likevel sterk blant instituttene, blant mindre nisjebedrifter og innen ulike universitetsmiljøer. Innen boring og brønn og reservoar ligger det et stort potensiale mht. å styrke kompetansen i norsk industri. Dette utgjør en utfordring som vil måtte adresseres nærmere i Demo 2000-samarbeidet. Enkelte piloter gjennomføres innen disse områdene i fase 1.

Utvikling av utbyggingsløsninger for å løse feltspesifikke utfordringer og dekke viktige teknologigap vil øke i betydning ettersom feltutviklingen på kontinentalsokkelen blir stadig mer krevende. Dette vil være med på å definere fokus i Demo 2000-samarbeidet og øke betydningen av fortsatt teknologisatsning under samarbeidet.

Eksempler på forhold hvor feltutviklingen vil kreve økt teknologiutvikling er felter med store utfordringer på reservoarsiden, slik som høy temperatur og høyt trykk, uensartet reservoarstruktur etc. Blant annet vil en videre feltutvikling på Haltenbanken sør være avhengig av en omfattende teknologiutvikling fremover med tilsvarende behov for adressering i det videre arbeid innen Demo 2000. Også en videre feltutvikling i Nordsjøen vil stille samme type krav til styrket teknologiutvikling.

Situasjonen på kontinentalsokkelen fremover tilsier at oljepotensialet, enten i form av nye utbygginger eller økt utvinning fra eksisterende felt, må tas ut fra kompliserte reservoarer med dårligere egenskaper for utvinning enn det som har vært tilfelle i feltutviklingen til nå. Det er således en stor utfordring å kombinere høy utvinning med kravet til enkle og kostnadseffektive utbygginger.

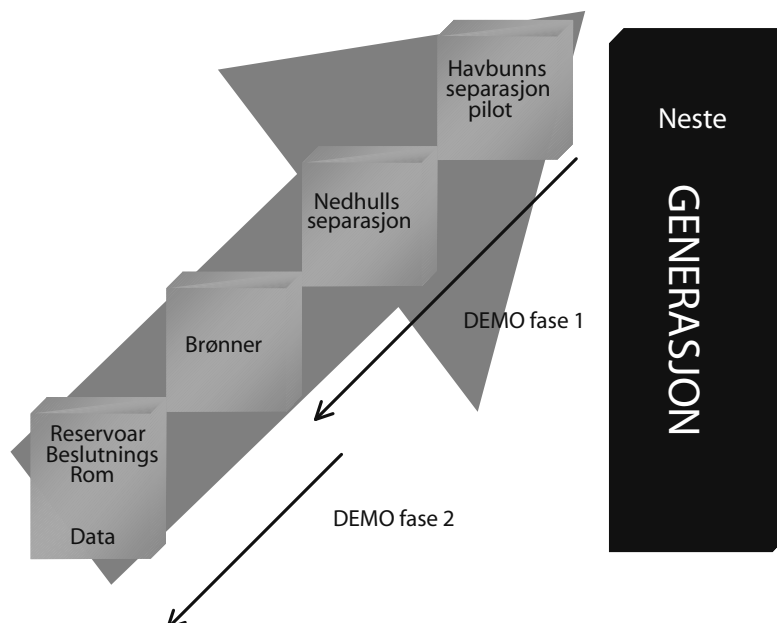
Spesielt viktig vil det være å redusere reservoarusikkerheten i forkant av nye utbygginger. Kvalifisering av integrerte systemer og teknologi som på en effektiv måte reduserer risikoen ved beslutning av nye utbygginger og samtidig gir maksimalt fleksible feltutviklingsløsninger vil måtte stå sentralt.

En styrket teknologi- og forskningsinnsats i petroleumssektoren vil gi en mer effektiv virksomhet og derigjennom også ha klare positive effekter for

miljøet. Oljevirkksomheten er miljøbelastende på en rekke områder. 23 pst. av marginale CO₂-utslipp kommer fra sektoren.

Teknologiforbedringer som det for tiden jobbes med i regi av Demo 2000 vil kunne adressere disse utfordringene på en meget effektiv måte. På lengre sikt gir industriens ambisjoner perspektiver som i siste instans går i retning av en tilnærmet eliminering av utslipp. På kort sikt vil gjennomføring av relevante teknologiforbedringer også ha betydelige positive effekter med tanke på miljømessige forbedringer i sektoren.

Figuren nedenfor viser en oversikt over viktigste utslippstyper og et utvalg av mulige teknologiforbedringer i h.t. dagens forventninger:



Figur 7.5 Utslipp og teknologiforbedringer i oljesektoren

Kilde: OED

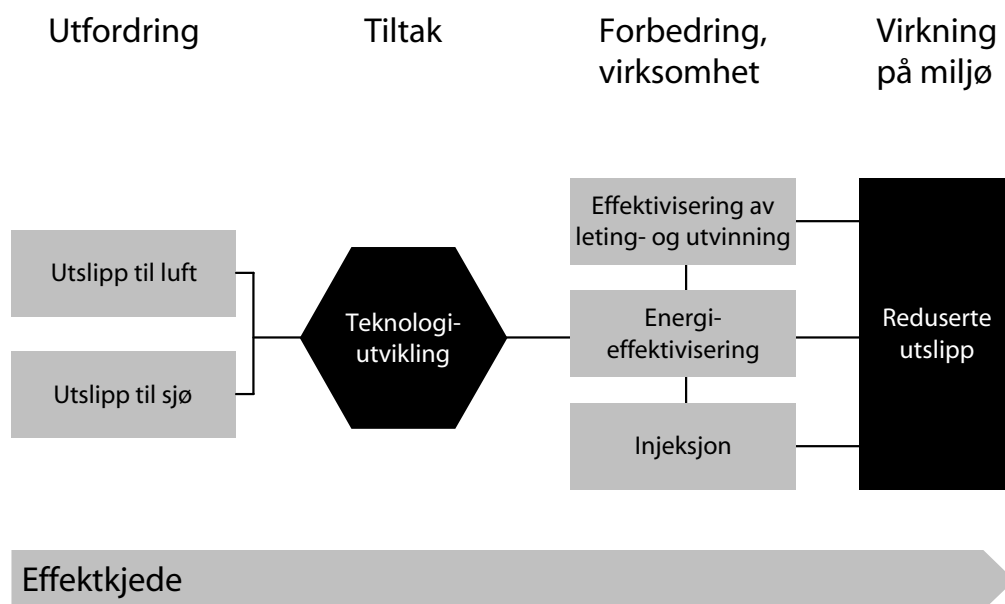
7.3.1 Demo 2000-samarbeidet som springbrett for internasjonalisering av norsk industri

Som det fremgår av kapittel 8, vil en sterkere internasjonalisering av norsk industri være en hovedstrategi for norsk industri med tanke på en effektiv tilpasning til langsiktige vekstmuligheter i kjølvannet av et varig fall i aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel. Erfaringene til nå indikerer at Demo 2000-samarbeidet innen prosjektert teknologiutvikling er et godt instrument for å utnytte potensialet i ledende teknologiutvikling i den norske petroleumsnæringen, som et viktig fundament mot økt internasjonalisering av norsk industri.

Et stort globalt nedslagsfelt for teknologi og produkter utviklet på kontinentalsokkelen understreker betydningen av teknologiutvikling for interna-

sjonal satsning. Utviklingen innen flerfaseteknologi er ett eksempel på teknologi og kompetanse hvor norske spissteknologimiljøer i samarbeid med norske og utenlandske oljeselskaper har fått en ledende posisjon internasjonalt. Markedet innen flytende produksjon og undervannsteknologi, hvor norsk industri har tunge posisjoner i verdensmarkedet, er eksempler på hva deltakelse i en aktiv teknologiutvikling på kontinentalsokkelen har betydd for en sterk global tilstedeværelse for norsk industri.

Utvikling av teknologi for å realisere feltutvikling på dypt vann er kanskje det mest dynamiske vekstområdet i det globale offshoremarkedet. Figuren nedenfor viser utviklingen i det utbygde reservepotensialet på dypt vann globalt fra 1995 og fram til i dag.



Figur 7.6 Utvikling i ikke utbygde reservepotensiale på dypt vann (industrikonsensus, tall i milliarder oljeekvivalenter)

Kilde: Wood Mackenzie, Petroconsultants / Demo 2000

Som det fremgår av figur 7.6, er det funnet sted mer enn en fordobling av reservene på dypt vann i løpet av de siste fem år. Figuren representerer reserver for vanddyp over 200 meter. Den største økningen har for øvrig funnet sted innenfor kontinentalsokkelprovinser med ekstremt store vanddyp, slik som i Vest-Afrika, Mexicogolfen og Brasil. I lys av at kun en begrenset del av de prospektive leteområdene på dypt vann er kartlagt og at teknologi-utviklingen på sikt vil åpne for utvinning av forekomster på langt større reservoardyp, er tendensen trolig bare begynnelsen på en mer langsiktig og mer omfattende feltutviklingstrend.

Et vesentlig behov for kvalifisering av ny og mer kostnadseffektiv teknologi gjør seg gjeldende i forbindelse med pågående og fremtidig feltutvikling

på dypt vann. Ved å være først ute med å kvalifisere nøkkelteknologi treffer norsk industri et vesentlig mulighetsvindu i denne delen av det internasjonale offshoremarkedet. Relevant teknologiutvikling innen Demo 2000 vil således representere en viktig utviklingsmulighet for norsk industri inn mot et vesentlig vekstsegment i det globale offshoremarkedet. Samtidig vil det fremover være behov for betydelig teknologikvalifisering mot feltutvikling på dypt vann på kontinentalsokkelen.

Store multinasjonale selskaper sitter med omfattende porteføljer av påviste reserver på dypt vann internasjonalt, hvor det er et behov for å kvalifisere ny og mer kostnadseffektiv teknologi slik at reservene kan utvinnes på en teknisk og økonomisk mer forsvarlig måte. En rekke selskaper har i ulike fora samarbeidet i flere år for å bringe fram kritiske teknologiske løsninger, men initiativene har i større grad fokusert på forskning og utvikling fremfor kvalifisering av teknologi. Resultatene har derfor ikke i så stor grad vært rettet inn mot de behov den internasjonale oljeindustrien nå i stadig større grad har mht. teknologikvalifisering for å utvikle et økende uutbygd reservepotensiale.

I kraft av et rendyrket samarbeid mellom ledende internasjonale kompetansemiljøer, synes Demo 2000-samarbeidet å være svaret på mange av de hovedutfordringer de flernasjonale oljeselskapene nå står overfor i teknologiutviklingen internasjonalt, spesielt i lys av de gjennombrudd som nå realiseres under samarbeidet. Kombinasjonen av samarbeidsmodell og fokus på kortsiktige resultater gjennom akselerert kvalifisering synes å bidra mye til den rolle Demo 2000-samarbeidet nå antar nasjonalt og internasjonalt.

7.4 Videre teknologi- og forskningssamarbeid innen rammen av Demo 2000

Demo 2000-satsningen har vist at det er behov for et tettere samarbeid mellom oljeselskaper, leverandørindustri og forskningsinstitusjoner enn det som har vært praktisert på norsk kontinentalsokkel til nå. Erfaringene indikerer at lisensene og individuelle oljeselskaper bidrar med delfinansiering, kritisk markedskompetanse og lokaliteter for uttesting og demonstrasjon i betraktelig grad ut over hva de ellers ville ha gjort uten en slik overbygning Demo 2000 representerer. Samtidig stimuleres idégenereringen i leverandørindustrien og forskningsinstitusjonene vesentlig. Resultatene av disse systemforbedringene er at grunnlaget for å kommersialisere mer kostnadseffektiv teknologi og derigjennom mer lønnsomme investeringsprosjekter blir vesentlig større.

I lys av de positive erfaringene med Demo 2000-samarbeidet og utsiktene for videre verdiskapningspotensiale som ligger i fremtidig teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel, vil det være behov for styrket demonstrasjon og kvalifisering av mer kostnadseffektiv teknologi som kan bygge på flere av hovedelementene som nå er etablert innen prosjektrettet teknologiutvikling. Modellen må videre være forankret innenfor rammen av Norges forskningsråds system for brukerstyrt og strategisk forskning. Gjennom å være i forkant i teknologiutviklingen og samtidig fungere som en spydspiss inn mot internasjonale teknologimarkeder, ser industrien for seg en videreføring av Demo 2000-programmet. Det vil være viktig å bygge videre på industriens fremtidige ambisjoner på dette feltet for derigjennom å etablere et mer langsiktig samarbeid i teknologiutviklingen, som kan sikre styrket konkurransekraft og økt

lønnsomhet i virksomheten. Spørsmål om eventuelle ytterligere offentlige bevilgninger til samarbeidet vil bli vurdert i forbindelse med regjeringens årlige budsjettframlegg, og må sees i lys av den aktuelle budsjettsituasjonen.

En videreføring av samarbeidet som skissert ovenfor vil naturlig implementeres som en langsiktig teknologisatsing med et ambisjonsnivå forankret i de perspektiver en ledende teknologiutvikling på kontinentalsokkelen gir. Enkeltelementene i dette vil måtte identifiseres nærmere i samarbeid med industrien. Hovedstrukturen i verdiskapningsambisjonene vil generelt være å videreutvikle teknologi med tanke på å:

- realisere omfattende sprang i kostnadsnivået gjennom kvalifisering av nye generasjoner utbyggings- og utvinningsløsninger
- etablere minimal reservoarussikkerhet ved leting og utvinning
- realisere verdiskapningsløft i modne feltområder og på dypt vann på kontinentalsokkelen
- sikre et varig grunnlag for økt konkurransekraft innen internasjonale vekstområder.

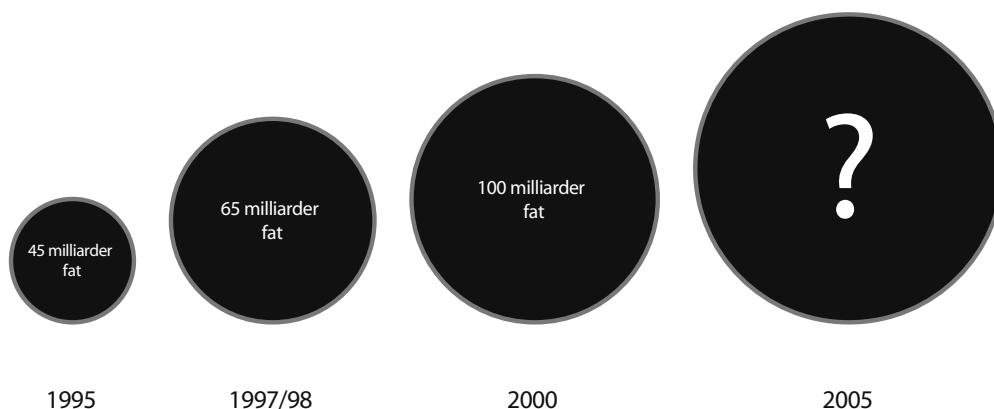
Styringsgruppen i Demo 2000 har videre identifisert måltall for markedsandeler internasjonalt som anses som realiserbare gjennom en videre satsing innen rammen av samarbeidet innen prosjekttrettet teknologiutvikling. Følgende verdiskapning er anslått å kunne realiseres årlig gjennom utvikling av nye norske industriprodukter for eksport:

- Reservoar, bore- og brønnteologi: 7 – 10 milliarder kroner
- Dypvannsteknologi/flytende produksjon: 5 – 7 milliarder kroner
- Havbunnsprosessering og flerfasetransport: 2 – 5 milliarder kroner

Det legges til grunn for implementering av en ny teknologi- og forskningsstruktur langs de linjer som er skissert ovenfor, at Demo 2000-samarbeidet innen prosjekttrettet teknologiutvikling etableres som permanent basis for satsningen.

Ut fra de krav en langsiktig teknologisk satsning stiller til kompetanse og grunnleggende kunnskap innen det petroleumstekniske området, vil et tilsvarende intensivert fokus på det offentlige og næringens forskningsinnsats måtte inngå som en nødvendig del av en slik teknologisatsing.

En intensivert ressursinnsats på forskningssiden tettere integrert innenfor rammen av den generelle teknologiutviklingen på norsk kontinentalsokkel vil samtidig stille nye krav til forvaltningen av de offentlige forskningsbevilgningene. I tilknytning til de videre vurderinger av hvordan et mer permanent Demo 2000 skal organiseres, vil det være et behov for å se hvordan teknologi- og forskningsinnsatsen rettet mot petroleumssektoren bør legges opp i sin helhet. Det vil være viktig at den videre organiseringen av teknologi- og forskningssamarbeidet inn mot sektoren organiseres på en slik måte at synergiene mellom den langsiktige og kortsiktige innsatsen på området kommer klarere fram. Dette er ikke minst viktig med tanke på å styrke grenseflatene mellom Demo 2000 og forskningsrådets programmer innen brukerstyrt og grunnleggende petroleumsforskning, og for å få en mer helhetlig tilnærming til adressering av overordnede utfordringer ved bruk av teknologiutvikling som virkemiddel. Dette er illustrert i verdikjeden i figur 7.7.



Figur 7.7 Verdikjede for teknologi- og forskningsinnsatsen i oljesektoren

Kilde: OED

For å sikre en helhetlig og målrettet innsats mellom industri, forskningsmiljøer og myndigheter på området legges det opp til å utarbeide en nasjonal strategi for bærekraftig verdiskaping og konkurransekraft i oljesektoren. Etableringen av strategien vil måtte foretas i samarbeid Forskningsrådet og berørte parter i sektoren.

Det vil som ett element i dette være naturlig å vurdere myndighetenes forskningsinnsats i lys av at den offentlige støtten innen kvalifisering og demonstrasjon av mer kostnadseffektiv teknologi i den senere tid er trappet vesentlig opp. Dette vil bli vurdert nærmere i forbindelse med budsjettarbeidet, og regjeringen vil redegjøre for sine vurderinger og konklusjoner på dette området i forbindelse med fremlegging av statsbudsjettet for det enkelte år.

8 Internasjonalisering av petroleumsindustrien

8.1 Norsk petroleumsindustri posisjon i internasjonale markeder

Eksport fra norsk næringsliv og internasjonalisering av norske bedrifter er av stor betydning for vår samlede verdiskapning og velferd. Petroleumsindustrien har en viktig rolle å spille i denne sammenhengen. Om lag en tredjedel av Norges eksportinntekter kommer fra petroleumssektoren, og de direkte investeringer som gjøres i utlandet innen olje- og gassnæringen er i ferd med å nå et betydelig omfang.

Norsk petroleumsindustri har utviklet seg fra først og fremst å være rettet mot den norske kontinentalsokkelen til gradvis å bli en viktigere aktør på verdensmarkedet. Som verdens nest største eksportør av råolje og som en hovedleverandør av gass til det europeiske kontinentet, har Norge en ledende rolle. Norge er også i ferd med å skaffe seg en posisjon som en betydelig eksportør av produkter og tjenester innen flere områder i olje- og gasssektoren, og norske oljeselskaper innehar betydelige reserver internasjonalt. I tråd med denne utviklingen har også deler av industrien etablert seg eller er i ferd med å etablere enheter i utlandet. Utviklingen av norsk olje- og gassindustri og forvaltningsapparat over en 30-års periode har vakt internasjonal oppsikt, og i flere land ønsker en å dra nytte av de norske erfaringene og norsk teknologi.

Det som spesielt har kjennetegnet olje- og gassindustrien det siste tiåret har vært en stadig økende grad av globalisering. I flere land har det foregått en liberalisering som har gitt nye investeringsmuligheter for utenlandske selskaper. Teknologisk utvikling har også gjort nye områder og ressurser tilgjengelige. Flere muligheter har dermed åpnet seg, også for norske oljeselskaper og norsk leverandørindustri. Men konkurransen om de mest attraktive mulighetene har også blitt hardere. Kun aktører som er konkurransedyktige både når det gjelder teknologiske løsninger og kostnader vil nå opp i konkurransen om tilgang til attraktive reserver og kontrakter knyttet til olje- og gassprosjekter. Det kreves store ressurser, tålmodighet og langsiktig tenkning for å få gjennombrudd på de internasjonale markedene.

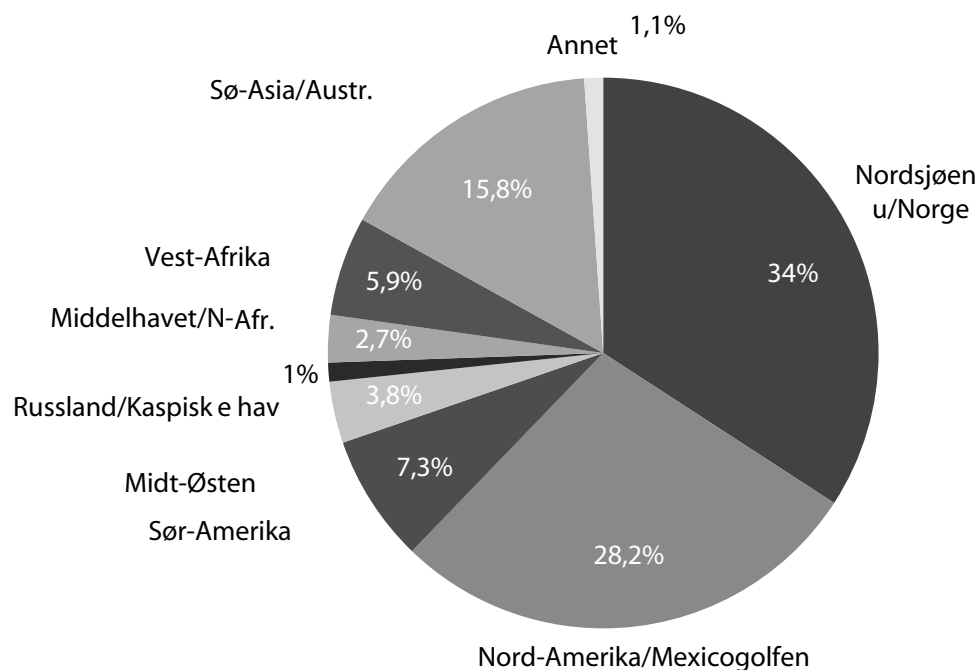
Norsk petroleumsindustri er etablert i alle verdensdeler. I en tidlig fase var det hovedsakelig store bedrifter som engasjerte seg i internasjonale markeder. Et viktig trekk ved dagens virksomhet er at mindre bedrifter, gjerne teknologitunge, i økende grad selger eller ønsker å selge spesialiserte produkter og løsninger på verdensmarkedet.

Boks 8.1 Eksportens betydning for leverandørindustrien

Med utgangspunkt i en undersøkelse gjort av SNF blant et utvalg petroleumsrettede bedrifter, anslås den totale omsetningen i utlandet som norsk leverandørindustri sto bak i 1997 til 22-24 milliarder norske kroner. Næringen er dermed betydelig når det gjelder eksportverdi.

I forhold til salg av varer og tjenester til hjemmemarkedet i Nordsjøen, utgjør omsetningen i utlandet for utvalget av bedrifter i overkant av 20pst. Dette er forholdsvis lavt og peker mot et større potensiale. I perioden 1995-1997 har det vært en markant økning i omsetningen i utlandet fra leverandørindustrien. Mye tyder på at denne økningen vil fortsette, og at både andelen bedrifter som har aktivitet rettet mot utlandet og den andelen disse omsetter i utlandet vil øke i årene framover. Dette vil også være en forutsetning for å opprettholde virksomheten ettersom aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen avtar.

De største markedene for norsk leverandørindustri er Nordsjøen utenom Norge, Mexicogolfen og Sørøst-Asia. Det har i de siste årene vært en viss endring, hvor den relative betydning av salg til Nordsjøen utenom Norge er redusert, mens salg til Mexicogolfen og Sør-Amerika har økt. Vest-Afrika, Midtøsten og Det kaspiske hav har også fått økt betydning, tendenser som antas å forsterkes ettersom investeringene i disse petroleumsprovinsene forventes å øke.



Figur 8.1 Omsetning i utlandet fra norske leverandørbedrifter i 1997.

Kilde: Kilde: SNF

Et annet trekk ved olje- og gassindustrien er en sterk økning i direkte investeringer utenlands. Dette er i tråd med den generelle næringsutviklingen i Norge og den globale utviklingen generelt, med frie kapitalbevegelser og økende grad av liberalisering.

Den norske leverandørindustrien har i stor grad posisjonert seg og etablert virksomhet i utlandet. Men oljeselskapene spesielt vil komme til å stå i en særstilling når det gjelder norske direkte investeringer utenlands på grunn av størrelsen på investeringene som enkeltselskaper vil foreta. I årene frem-

over vil vi komme til å se en betydelig økning i de investeringene norske oljeselskaper foretar utenlands, mot et nivå på anslagsvis 10-12 milliarder kroner årlig hvis vi går 5-6 år fram i tid, gitt dagens porteføljer og de mål som er satt for virksomheten. Vi vil dessuten komme til å se en sterk fokusering mot land utenfor OECD, blant annet Angola og Aserbajdsjan.

8.2 Økt fokus på internasjonalisering

8.2.1 Petroleumsnæringens betydning for norsk økonomi

Petroleumssektoren står i en særstilling i norsk økonomi. I 1999 utgjorde petroleumsvirksomheten 15 pst. av bruttonasjonalproduktet. Bransjen bidro med 36 pst. av samlet eksport i 1999 og sysselsetter om lag 90 000 i Norge.

Den verdiskapningen som foregår på kontinentalsokkelen, sammen med og i samspill med den verdiskapning som selskapene står bak i utlandet, skal bidra til vår felles velferd og skal legge grunnlag for fremtidige generasjoners velferd. I denne sammenheng er det viktig at det skapes vilkår for at den norske petroleumsindustrien fortsatt skal kunne gi viktige bidrag til verdiskapningen for Norge, både gjennom aktivitet på kontinentalsokkelen og internasjonalt.

Internasjonalisering, både i form av eksport og direkte investeringer, bidrar positivt til produksjon og sysselsetting i Norge. Internasjonal virksomhet gir dessuten læringsgevinster, og gjør at foretakene blir mer produktive enn hva som ville vært mulig uten internasjonal aktivitet. I et globalt marked vil internasjonalisering i stadig større grad være en forutsetning for enkeltbedrifters overlevelse. Internasjonalisering er dermed avgjørende for den langsiktige verdiskapningen i samfunnet og for inntektene vi kan bruke på viktige samfunnsområder.

Den norske olje- og gassindustrien, oljeselskaper og leverandørindustri, er etablert eller strategisk posisjonert i flere deler av verdensmarkedet. I enkelte markeder er industrien i ferd med å kunne få til viktige gjennombrudd. Norsk industri har gode muligheter og forutsetninger for å ligge i forkant. I dette ligger et stort verdiskapningspotensiale for Norge. Selv om det er bedriftene selv som har hovedansvaret for sin internasjonale satsing, er det av avgjørende betydning at myndighetene bidrar til og tar medansvar for at dette verdiskapningspotensialet realiseres best mulig.

8.2.2 Modningen av kontinentalsokkelen og økt sårbarhet overfor eksterne faktorer

Kontinentalsokkelen er i ferd med å nå en viss grad av modenhet. Dette betyr ikke at aktiviteten på kontinentalsokkelen vil forsvinne i løpet av en kort periode; slik bildet ser ut antas våre gassressurser å ha et perspektiv på 80-100 år, oljereservene 20-30 år. At kontinentalsokkelen modnes, innebærer likevel at investeringene har nådd en topp, og at markedet ikke lenger vil være i vekst. I et fallende norsk marked er det nødvendig med økt fokus mot internasjonale markeder for å bevare og videreutvikle norsk kompetanse og et norsk petroleumsmiljø.

Samtidig har svingninger i oljeprisen i 1998 og 1999 nedgang i antall lønnsomme prosjekter, samt konkurranse fra nye petroleumsprovinser, vist at

bransjen er svært sårbar overfor eksterne faktorer og trenger et bredere nedslagsfelt enn norsk kontinentalsokkel.

Økt satsing på internasjonalisering vil være en naturlig og viktig del av selskapenes strategi i et slikt perspektiv; det vil være ønskelig med en diversifisering av investeringene slik at en kan ha et jevnere aktivitetsnivå totalt sett.

Økt eksport fra bransjen vil kunne veie opp noe for det dramatiske fallet i investeringer en ser for seg på kort sikt. Internasjonalisering kan bidra til å bygge en bro over dette fallet, slik at en kan få et noe jevnere aktivitetsnivå. Økt satsing på internasjonalisering nå kan gi viktige gjennombrudd på prosjekter som er nærstående i tid og hvor norske selskaper er godt posisjonert. Intsok har beregnet at en forholdsvis liten økning i andel norske leveranser på visse målprosjekter i perioden 2000-2002 vil kunne gi en økt eksportverdi på om lag 13 milliarder kroner i perioden. Dette vil kunne gi et viktig bidrag til å veie opp for det forventede fallet i det norske markedet i denne perioden. Utover dette vil økt satsing på internasjonalisering kunne gi et jevnere aktivitetsnivå på lengre sikt.

Potensialet er stort. Det globale markedet for denne type varer og tjenester anslås av britiske myndigheter til ca. 1600 milliarder kroner per år. Norsk industris andel anslås til 1,5 pst. av dette markedet. Intsok har som mål at denne andelen dobles. Det vil innebære en omsetning i utlandet på i underkant av 50 milliarder kroner årlig. En slik dobling av leveransene til verdensmarkedet de nærmeste årene krever en betydelig, målrettet og fokusert innsats. Mulighetene for å nå dette målet burde være til stede. Med basis i nordsjøaktivitetene har norsk industri utviklet høy kompetanse, produkter og teknologiske løsninger med et stort potensiale utenfor norsk kontinentalsokkel. Dette gir et viktig grunnlag for økt internasjonalt engasjement.

8.3 Norsk teknologi og Demo 2000. Internasjonalt potensiale

Potensialet for å kapitalisere på opparbeidet kunnskap og kompetanse innen den norske olje- og gassnæringen er betydelig. Med et fremtidig lavere aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen vil det være en utfordring å beholde og videreutvikle en internasjonalt konkurransedyktig petroleumsindustri med fotfeste i Norge.

Samarbeidsprogrammet mellom oljeselskaper og leverandørindustri innen prosjektrettet teknologiutvikling, Demo 2000, skal bidra til nye feltutbygginger på kontinentalsokkelen gjennom akselerert utvikling og implementering av mer kostnadseffektiv teknologi. Dette skal gi en fortsatt lønnsom utvinning av ressursene på kontinentalsokkelen.

Ved å øke konkurransedyktigheten i petroleumsnæringen vil Demo 2000 også gi store muligheter for internasjonalisering av norsk industri innen viktige vekstområder som omfattes av programmet.

Det er et viktig mål for Demo 2000 å kvalifisere norsk teknologi for internasjonale oppdrag. Det er helt vesentlig at dette koples opp mot myndighetenes arbeid med eksportfremmende tiltak. Myndighetene vil støtte opp om tiltak som kan sørge for at den teknologi og kompetanse som er bygget opp på kontinentalsokkelen i løpet av en 30-års-periode ikke forsvinner, men at det gis muligheter for videreutvikling og omsetning i nye markeder.

Gjennom flere tiår er det investert betydelige ressurser i oppbyggingen av et slagkraftig petroleumsmiljø. Næringen har utviklet seg til en nær fullkommen næringsklynge, i likhet med den maritime industrien. Det er helt nødvendig å investere videre i denne kompetansen for å unngå at den skal tørke ut med et fallende aktivitetsnivå. På flere viktige teknologiområder har norsk olje- og gassindustri en god posisjon og representerer unik fremtidsrettet kompetanse. Utviklingen innen flerfase er bare ett eksempel på teknologi og kompetanse hvor norske spiss teknologimiljøer i samarbeid med norske og utenlandske oljeselskaper har fått en ledende posisjon internasjonalt. Tilsvarende posisjoner innen blant annet flytende produksjon og undervannsteknologi er eksempler på hva deltagelse i en aktiv teknologiutvikling på kontinentalsokkelen har betydd for en sterk global tilstedeværelse.

Det er viktig at det i tilknytning til satsingen på teknologiutvikling gjennom blant annet Demo 2000, også satses på tiltak som kan styrke den internasjonale markedsinnsatsen. Dette skal sikre at norsk olje- og gassteknologi i størst mulig grad kan få gjennomslag i de internasjonale markedene.

8.4 Myndighetenes rolle og virkemidler i internasjonaliseringsarbeidet

Myndighetenes rolle i internasjonaliseringen av petroleumsnæringen er flersidig. Myndighetene har for det første et ansvar for generelle rammebetingelser som bygger opp under bedriftenes internasjonale konkurransedyktighet. I denne sammenheng er blant annet myndighetenes bidrag til teknologiutvikling, omtalt i avsnittet over, viktig.

Videre er norske myndigheter en naturlig samarbeidspartner for norsk industri i en del land, der myndighetskontakt på høyt nivå, døråpning og delegasjonsreiser- og besøk er viktige stikkord. Det virkemiddelapparatet som er etablert for internasjonalisering tillegges stor verdi.

Samtidig er det naturlig for myndighetene å vise et medansvar for næringsutvikling, ressursutvikling og samfunnsutvikling generelt i flere av de landene olje- og gassinvesteringene retter seg mot. Myndighetene legger her et videre perspektiv til grunn for politikken.

8.4.1 Internasjonalisering av petroleumsindustrien i lys av øvrig norsk utenrikspolitikk; et videre perspektiv på internasjonalisering

I regjeringens politikk for internasjonalisering legges det vekt på at norsk industris og myndigheters engasjement skal bidra til en positiv nærings- og samfunnsutvikling i vertslandet. Studier departementet har fått gjennomført, viser at norske petroleumsinvesteringer kan ha betydelige positive ringvirkninger dersom forholdene legges til rette for det. Det er derfor viktig at myndighetene engasjerer seg, sammen med industrien, og viser medansvar for utviklingen i land med behov for industriell og institusjonell utvikling og slik bidrar til å skape positive effekter i mottakerlandene.

Norge er et lite, oljeeksporterende land som langt på vei har lyktes med å skape en nasjonal petroleumsindustri sammen med de multinasjonale selskapene. Norge må også sies å ha lyktes med den makroøkonomiske styringen i en situasjon der oljevirkksomheten utgjør en dominerende faktor i økonomien.

Norges erfaringer kan av denne grunn være av interesse for en rekke vertsland for petroleumsinvesteringer.

Norske myndigheter kan blant annet yte bistand til utvikling av et rammeverk for regulering av petroleumssektoren, samt til oppbygging av administrativ kapasitet for å håndheve rammeverket. Den norske erfaringen med regulering av petroleumssektoren har så langt resultert i en rekke samarbeidsavtaler for kompetanseoverføring, bistand og institusjonsutvikling. Foruten ressursforvaltning står helse, miljø og sikkerhet sentralt i dette arbeidet.

I Angola er norske myndigheter i ferd med å inngå en institusjonsavtale med det angolanske petroleumsministeriet. Avtalen omfatter videreutvikling av petroleumsforvaltningen i Angola og er til dels en oppfølging av tidligere prosjekter. Utarbeidelse av forskrifter til den nye petroleumsloven, samt styrking av en nyetablert tilsynsenhet innen petroleumsministeriet er viktige satsingsområder. Oljedirektoratet har ansvaret for koordineringen av dette prosjektet. Det foreligger videre planer om samarbeid mellom Statistisk sentralbyrå og Angolas nasjonale statistikkbyrå med henblikk på å skape et grunnlag for å forbedre den makroøkonomiske styringen i landet. Etter ønske fra myndighetene i Angola arbeides det også med å etablere en stilling for en norsk petroleumsøkonom i det angolanske petroleumsministeriet med henblikk på økonomisk rådgivning.

I Aserbajdsjan har norske myndigheter og myndighetene i Aserbajdsjan inngått en samarbeidsavtale på miljøsidan med sikte på å løse noen av de store miljøutfordringene petroleumssektoren i Aserbajdsjan står overfor. Norske myndigheter har dessuten gitt økonomisk støtte til ulike tiltak som utvikling av en tilsynsordning for offshorevirksomheten, rehabilitering av et petroleumlaboratorium, seminar om reservoarforvaltning og utarbeidelse av en plan for gasshåndtering.

Norske myndigheter har også utfordret den norske olje- og gassindustrien til økt bevissthet omkring det sosiale ansvar den enkelte bedrift har ved sin tilstedeværelse i andre land. Ut over å bidra til en effektiv og miljøvennlig utnyttelse av petroleumsreservene kan industrien gjennom teknologi- og kompetanseoverføringer stimulere til lokal næringsutvikling. Gjennom ulike allianser og samarbeidsformer med lokale oljeselskaper eller leverandørbedrifter trekkes lokal industri med i utviklingen av petroleumsnæringen. Norske bedrifter har vist seg å være attraktive alliansepartnere, ikke bare på grunn av sin kompetanse og teknologi, men også fordi en ser verdien av lokal verdiskapning og kompetansebygging. Eksempelvis er bistand til opplæring og utdanning innen petroleumsfagene et område der oljeselskapene bidrar positivt.

Teknologi- og kompetanseoverføringer, så vel som bidrag til finansiering av utdannings- og sosiale tiltak, vil være avhengige av bedriftenes betalingsvilje og betalingssevne, som vil variere over tid i forhold til finansiell styrke og forretningsmessige prioriteringer. Det er derfor viktig at bedriftenes bidrag komplementeres av offentlige midler slik at en sikrer langsiktighet og synergieffekter.

Bedriftene har også en viktig rolle å spille i forhold til korrupsjon og brudd på menneskerettigheter. Noen av de viktigste mottakerlandene for norske petroleumsinvesteringer er stater hvor de politiske institusjoner, demokra-

tiske tradisjoner og respekt for menneskerettighetene står svakt. Korrupsjon er ofte et utbredt problem. I mange tilfeller får store deler av befolkningen ikke oppfylt de mest grunnleggende menneskerettighetene. Inntektene som den internasjonale oljevirksomheten skaper, kan sies å underbygge de sittende regimers posisjon og systemer der petroleumsinntektene i liten eller ingen grad kommer befolkningen til gode og resulterer i bedre samfunnsforhold.

Ved å arbeide mot korrupsjon, brudd på menneskerettigheter og for en mer rettferdig fordeling av oljeinntektene, kan oljeindustrien være med på å fremme stabiliteten i det aktuelle vertslandet. Dette bør være i selskapenes interesse fordi politisk stabilitet bidrar til å sikre selskapenes investeringer.

I denne sammenheng kan selskapene først og fremst sørge for at deres egen opptreden er korrekt i forhold til internasjonale normer og regler for menneskerettigheter og korrupsjon. Norske oljeselskaper og stadig flere andre internasjonale oljeselskaper har dette som uttalt politikk. På litt sikt må det antas at tilstedeværelsen av bedrifter med en høy etisk standard, kombinert med kontakt på myndighetsplan, vil kunne få positive virkninger.

Det er ønskelig at bedriftene har en mer proaktiv rolle i denne type forhold. Det er vanskelig å se for seg at norsk petroleumsindustri alene kan gjøre noe med dette. Det burde likevel være mulig å arbeide for at flere selskaper som inntar sentrale posisjoner i de enkelte vertslands petroleumsutvikling arbeider ut fra en felles etisk holdning, også der dette utfordrer det sittende regime.

Det vil være ønskelig at de norske selskapene og de internasjonale selskapene som har profilert seg mht. bekjempelse av korrupsjon starter en dialog på høyt nivå om disse forholdene. De burde kunne bli enige om å vise en klar holdning overfor ulike vertslands myndigheter når det gjelder forhold som angår korrupsjon.

Myndighetene i de enkelte land er ikke nødvendigvis avhengig av ett enkelt oljeselskap, men de er avhengig av oljeindustrien som helhet. Hvis det lykkes industrien å opptre samlet i enkelte viktige og fundamentale spørsmål, kan dette vise seg å gi stor gjennomslagskraft.

8.4.2 Kontakt på myndighetsplan, delegasjonsreiser, besøksutveksling og prosjektsamarbeid

Kontakt på myndighetsnivå, besøksutveksling og prosjektsamarbeid er områder som industrien anser som viktige for å støtte opp om deres egen markedsinnsats.

Internasjonalt møter norske bedrifter sterk konkurranse fra blant annet britiske, franske, amerikanske og italienske olje- og gassbedrifter. I alle disse landene er det utviklet et omfattende myndighetsapparat som står bak selskapene og bidrar med ulike typer markedstiltak og myndighetskontakt. Britiske myndigheter bruker f.eks. omfattende ressurser på definerte kjernemarkeder og disponerer blant annet "prosjektmidler" på om lag 15 millioner kroner. Dette er midler som myndighetene disponerer direkte, og som kan være støtte til utredninger, forstudier, infrastrukturprosjekter og annen "myk" eksportstøtte som skal understøtte bedriftenes markedsføring i de ulike satsingsland. I tillegg kommer det mer tradisjonelle virkemiddelapparatet (se

faktaboks 8.2). Andre land har tilsvarende midler, spesielt bruker amerikanske myndigheter store midler til denne type markedsføring.

Boks 8.2 Storbritannias satsning på internasjonalisering av petroleumsvirksomheten

British Trade International (BTI)

BTI er en ny (omstrukturert) organisasjon som skal være et globalt nettverk for å hjelpe britisk industri i internasjonale markeder. (Tilsvarende i Norge: Norges Eksportråd.) BTI rapporterer til det britiske næringsdepartementet (DTI), men er også koplet mot det britiske utenriksdepartementet. BTI består av omkring 2000 personer (1000 ute og 1000 hjemme) og har et budsjett på omtrent 2,6 milliarder kroner.

En underorganisasjon av BTI, Infrastructure and Energy Projects (IEP) fokuserer på olje- og gassprosjekter. I en spesialavdeling av IEP arbeider 19 personer direkte mot kjerneområdene, som er definert som 12 markeder. Videre jobber en gruppe på 9 personer mot andre markeder. Gruppen som jobber mot kjerneområdene har et budsjett på ca. 40 millioner kroner. Om lag 15 millioner kroner av dette er prosjektmidler. IEP sørger også for tilgang på annen finansiering og tilgang på annen støtte innenfor departements-systemet.

BTI/IEP er 100 pst. offentlig finansiert. For olje- og gassprosjektene sikres næringens engasjement gjennom et styre som består av 4 oljeselskap, 4-5 hovedkontraktører og noen mindre leverandørselskap.

Andre virkemidler

I kjølvannet av Crine er det etablert flere initiativ. Ett av dem har til formål å bidra til økt internasjonalisering. Logic vil ha 6 ansatte og omlag 20 millioner NOK offentlig bidrag. I tillegg kommer bidrag fra industrien (jfr. intsoks partnermodell)

Mål

Britene har et mål om å øke eksportverdien for prosjekter innen olje- og gassindustrien med 50 pst. innen 2005.

En del av de landene vi konkurrerer med på internasjonale arenaer, har tradisjonelt nære relasjoner i flere land, som tidligere kolonister eller som støttespillere til ulike regimer. Dette kan utgjøre en fordel, men også en ulempe i forhold til norske bedrifters stilling. Norge har ingen stormaktsagenda. På den annen side har Norge mye å spille på når det gjelder oppbyggingen av en petroleumsindustri og erfaringene som stor produsent og eksportør av olje og gass, samt erfaring med håndteringen av en petroleumsøkonomi og en etter hvert betydelig og voksende petroleumsformue. Her har vi et fortrinn fremfor flere av våre konkurrenter i vår relasjon til myndighetene i de ulike satsingsland.

En rekke av vertslandene for norske petroleumsinvesteringer har målsettinger og virkemiddelbruk som har mye til felles med de norske i 1970- og 1980-årene. Utfordringen er å fastlegge rammene for en olje- og gasspolitikk der en gjør bruk av utenlandske aktører, men samtidig er opptatt av en samfunnsmessig styring av virksomheten. Flere av de landene hvor norsk industri har markedsinteresser, har signalisert at de ønsker en dialog og et samarbeid med norske myndigheter på disse områdene. Blant annet gjelder dette Mexico, Venezuela, Aserbajdsjan, Russland og Indonesia, som departementet har bilaterale samarbeidsavtaler med, og dessuten Angola, Nigeria og Iran. Også vestlige petroleumsprovinser som Newfoundland i Canada har utvist stor interesse for den måten petroleumsvirksomheten er organisert på i Norge, selv om det her er snakk om en velutviklet økonomi.

Et samarbeid på slike policy-områder er noe myndighetene kan gjøre direkte. Ofte vil det også være behov for studier og utredninger som må utredes eksternt. Det kan f.eks. gjelde studier og utredninger på overordnet plan og i tidlig fase i forbindelse med utvikling av fysisk og institusjonell infrastruktur (Angola, Nigeria), planer for miljøtiltak (Aserbajdsjan), utredning av LNG-prosjekt (Iran), utredning av ulike alternativer for gasshåndtering (Angola, Aserbajdsjan) etc. Denne type arbeid vil kunne utføres av norsk industri, utrednings- og forskningsinstitusjoner og ulike internasjonale organisasjoner.

Slike type prosjekter og prosjektsamarbeid vil kunne komplementere den løpende dialogen med myndighetene i de aktuelle land. Særlig i flere av de nye petroleumsprovinserne som har åpnet seg, kan dialog med beslutningsmyndighetene og ulike prosjekttiltak være av betydning for at norsk industri skal få gjennomslag.

Mye taler for at det er et *kritisk tidsvindu* for denne type innsats nå; flere regioner har akkurat begynt å tillate utenlandske investeringer, oljeselskaper er i ferd med å posisjonere seg og foreta porteføljustjusteringer, og leverandørbedrifter posisjonerer seg igjen i forhold til disse. Våre egne oljeselskaper og vår leverandørindustri står i så måte i en svært viktig posisjon akkurat nå.

8.4.3 Virkemiddelapparatet

Det er et mål i regjeringens næringspolitikk at det skal legges til rette for næringslivets konkurransedyktighet globalt. Norsk næringsliv skal ha tilgang til bistand og konkurransedyktig finansiering for eksport og uteetableringer. Dette ivaretas blant annet gjennom Norges Eksportråd og GIEKs og Eksportfinans' garantier, kredittforsikring og finansiering. Videre bidrar Norges Eksportråd på en rekke områder, blant annet innen formidling av markedsinformasjon, generell profilering av norsk næringsliv, kontakt på myndighetsplan, delegasjonsreiser, bransje- og nettverksaktiviteter osv. Det er viktig at disse virkemidlene virker og videreutvikles på en effektiv måte slik at de til enhver tid reflekterer næringslivets interesser.

For å ivareta arbeidet med internasjonalisering av petroleumsindustrien *spesielt* tok myndighetene i 1997 initiativ til å etablere stiftelsen Intsok. Videre arbeides det med internasjonalisering av petroleumsindustrien gjennom stiftelsen Petrad og gjennom Oljedirektoratets arbeid med institusjonsbygging og utvikling av kompetanse.

Det virkemiddelapparatet som er opprettet for å bidra til internasjonalisering av petroleumsnæringen, må kontinuerlig forbedres og videreutvikles slik at industriens interesser ivaretas og slik at den samlede effekten er størst mulig. Videre er det viktig at petroleumsindustrien har effektiv tilgang på det generelle virkemiddelapparatet for internasjonalisering og finansiering, nevnt over. En av funksjonene til Intsok er å sikre at petroleumsindustrien på en enkel måte kan benytte seg av disse ordningene og arbeide for at ordningene omfatter petroleumsnæringens behov.

intsok

Stiftelsen intsok er et partnerskap mellom industrien og norske myndigheter opprettet for å styrke eksporten av norsk olje- og gassteknologi og kompetanse. Stifterne bak intsok er Utenriksdepartementet, Nærings- og handelsdepartementet, Olje- og energidepartementet, Norges rederiforbund, Oljeindustriens landsforening, Teknologibedriftenes landsforening, Norsk Hydro og Statoil. intsoks formål er å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskapning og sysselsetting i norsk oljevirksomhet gjennom fokusert internasjonal virksomhet med utgangspunkt i konkurransekraften på norsk kontinentalsokkel.

I rapporten fra styringsgruppen for intsok fra 1996 ble det satt opp et mål om at eksportverdien av den norske olje- og gassvirksomheten skal utgjøre 25 milliarder i år 2000 stigende til 50 milliarder i år 2005. Anslag for leverandørindustriens eksportverdi tyder på at målet for år 2000 er i ferd med å nås. For å få til en fordobling i kommende 5-årsperiode må innsatsen styrkes ytterligere.

intsok hadde per 1. april 2000 74 medlemsbedrifter (partnere). Sammen med partnerne har intsok definert enkelte kjerneområder som den eksportfremmende innsatsen først og fremst rettes inn mot. Disse er USA, Storbritannia, Canada, Australia, Aserbajdsjan, Angola, Brasil og Venezuela, samt strategiske prosjekter i Iran og De arabiske emirater og i Nigeria. Verftindustrien i Det fjerne østen er også et fokusområde.

intsok arbeider på tre plan; for det første med generell *relasjonsbygging* i form av delegasjonsreiser, seminarer og workshop mot sentrale kunder og, i samarbeid med norske myndigheter, mot myndighetene i prioriterte land.

Videre arbeides det på *prosjektplanet*, med oppfølging av enkeltprosjekter i kjerneområdene. Ved inngangen til 2000 er 18 enkeltprosjekter i fokus, og målet er å oppnå høyest mulig andel leveranser fra norske bedrifter ved målrettet innsats og profilering av norsk industri mot prosjektorganisasjonene. Prosjektene representerer samlet en eksportverdi på om lag 600 milliarder kroner i nærmeste toårsperiode, og det er et mål å oppnå en dobling/tredobling av andelen for norsk leverandørindustri i forhold til disse prioriterte prosjektene.

Det tredje området intsok arbeider med er *innhenting av markedsinformasjon* på vegne av alle intsoks medlemsbedrifter. For mange små og mellomstore bedrifter vil det være for kostbart eller uhåndterlig å bygge opp nettverk og skaffe seg kunnskap om muligheter i nye markeder, eventuelle hindringer, juridiske og fiskale barrierer på egenhånd. For bedriftene samlet og for samfunnet totalt sett vil likevel denne type nettverk og kunnskaper være lønnsomme. Her spiller intsok en viktig rolle.

Aktuelle problemstillinger

intsoks første hele virkeår var i 1998. I 1998 og 1999 har intsok, med meget god oppslutning, arrangert delegasjonsreiser for medlemsbedriftene i satsingslandene, og det har vært gjennomført work-shops og andre arrangementer der norsk industri har kunnet presentere seg overfor kunder og myndigheter i det enkelte land. Ved en del av arrangementene har det vært politisk deltagelse fra Norge.

Slik sett må intsok sies å ha fylt sin *relasjonsbyggende og nettverksskapende* rolle på en tilfredsstillende måte. Med svært begrensede ressurser har likevel arbeid på *prosjektplanet* og med *innhenting av informasjon* kun i beskjedent grad vært ivarettatt.

For å kunne nå gjennom i de markeder og på de prosjekter som er identifisert som svært interessante for norsk industri i den nærmeste toårsperioden, og som industrien allerede har posisjonert seg for, er det nødvendig at det brukes mer midler til markedsføring og tett oppfølging av muligheter knyttet til disse enkeltprosjektene. Det er i forhold til disse prosjektene norsk industri antas å ha størst mulighet for å øke sine leveranser på kort sikt.

For ytterligere posisjonering og innpass av nye aktører, eventuelt i nye markeder, er det avgjørende med *styrket markedsinformasjon* om prosjekter, markeder og eventuelle markedsmessige hindringer. I dag er noe midler brukt til å framskaffe denne type informasjon i viktige satsingsland for Norge. Men det er et stort behov, spesielt blant mindre medlemsbedrifter, for mer informasjon og markedsanalyse.

intsok har til nå ikke hatt midler til å gjennomføre denne type mer "dyptgående" tiltak. I 1999 gikk omlag 90 pst. av de budsjetterte inntektene til å dekke driftskostnader. Dette har gitt kun svært begrensede midler til bruk på mer direkte markedstiltak og prosjekter.

intsoks medlemsbedrifter finansierte i 1999 nærmere 80 pst. av virksomheten til intsok. På grunn av intsoks trange økonomiske situasjon så myndighetene det som ønskelig å styrke bidraget til intsok. I statsbudsjettet for 2000 ble derfor bevilgningen til intsok økt med 5 millioner kroner, til 6,5 millioner kroner. intsoks samlede budsjett for 2000 blir med dette om lag 12,5 millioner kroner.

I takt med den økte internasjonale aktiviteten til norsk petroleumsindustri, blir arbeidet til intsok stadig mer viktig. Særlig vil aktiviteter knyttet til markedsinformasjon fra satsingsområder måtte prioriteres. intsok vil også spille en viktig rolle i forbindelse med den økte satsingen på markedsnær teknologiutvikling gjennom Demo 2000.

I forbindelse med intsoks partnermøte i desember 1999, la flere medlemsbedrifter fram sine tanker knyttet til myndighetenes bidrag til selskapenes internasjonale satsing (se faktaboks 8.3 "Industriens forslag til myndighetene").

Boks 8.3 Industriens forslag til myndighetene

Norske selskap innen olje- og gassindustrien har kommet med flere innspill knyttet til myndighetenes bidrag i en internasjonaliseringspro-

sess. Selskapene er bevisste på at de selv har et hovedansvar for å lykkes internasjonalt, men mener myndighetene også har en naturlig rolle å spille.

Representanter for industrien pekte på at *konkurransedyktige betingelser i hjemmemarkedet* er nødvendig for å kunne lykkes internasjonalt. Rammebetingelsene for industrien må harmoniseres med andre land, avgiftsregler og skatter må være konkurransedyktige, og myndighetene må føre en forutsigbar politikk. Herunder pekes på behovet for et jevnt aktivitetsnivå, og i den sammenheng regelmessige konsesjonsrunder, på kontinentalsokkelen. Noen av selskapene ønsker at midler fra oljefondet benyttes mer aktivt for å støtte norsk oljeindustri i deres internasjonale satsning.

Det ble videre pekt på behovet for en økt satsing på *teknologi*. Myndighetenes bidrag i form av Demo 2000 støttes aktivt, og selskapene håper på en fortsatt styrket satsing fremover. Representanter for leverandørindustrien peker på at myndighetene må sette krav og forventninger til operatørene om støtte til, og bruk av, norsk teknologi både på kontinentalsokkelen og i forbindelse med oljeselskapenes internasjonale aktiviteter. Behovet for et bedret samarbeid mellom myndigheter, forskningsmiljø og industrien pekes også på som en viktig faktor for at Norge skal opprettholde og fortsatt skape verdensledende teknologiske løsninger.

Industrien mener at norske *finansierings- og kredittordninger* ikke er godt nok tilpasset den internasjonale aktivitet som bedrives.

Selskapene mener det er viktig med en aktiv bruk av *det eksisterende uteapparatet*. Myndighetene må legge til rette for at selskapene på en enklest mulig måte kan gjøre bruk av det apparatet som eksisterer ved ambassadene og i Eksportrådet. Selskapene ønsker også at myndighetene blir mer aktive i sin døråpnerfunksjon, ved aktivt å invitere utenlandske myndigheter til Norge og invitere norsk industri med på offisielle delegasjoner i viktige utemarkeder.

Problemstillingene som tas opp av selskapene er behandlet i ulike deler av denne meldingen. Under kapitlet om kontinentalsokkelens konkurransekraft behandles problemstillinger knyttet til rammebetingelser i hjemmemarkedet. Regjeringen deler industriens syn på at de økonomiske rammebetingelsene i hjemmemarkedet er viktige for selskapenes mulighet til å lykkes internasjonalt. Regjeringen støtter industriens ønske om et jevnere aktivitetsnivå, og behandler i denne forbindelse blant annet spørsmålet om større forutsigbarhet med hensyn til tildelingstidspunkt for konsesjoner, samt mulighetene for en raskere PUD-behandling.

Videre deler regjeringen industriens syn på viktigheten av aktivt bruk av det eksisterende uteapparatet i internasjonaliseringen av norsk olje- og gassvirksomhet. Intsok har ikke et eget uteapparatet, men kan benytte seg både av utenrikstjenesten og utekontorene til Norges Eksportråd. I 1999 ble uteapparatet til Norges Eksportråd og Norges Industriattacheer (NIA) slått sammen til Integrerte handels- og teknologikontorer under Norges Eksportråd. Sammenslåingen har som formål å gi et mer effektivt og samordnet tilbud

i utlandet for eksportfremme, internasjonalisering og internasjonalt teknologisamarbeid.

Regjeringen deler industriens syn på behov for økt satsing på teknologi. Dette er bakgrunnen for opprettelsen av Demo 2000, og denne satsingen behandles i eget kapittel. Industriens påpeking av at våre eksisterende finansieringsordninger ikke er tilpasset internasjonaliseringsarbeidet er viktig. Departementet har anmodet intsok om å konkretisere på hvilke områder dagens finansieringsordninger kommer til kort. Basert på et slikt innspill vil Olje- og energidepartementet i samarbeid med andre berørte departementer vurdere behov og mulighet for endringer. Budsjettmessige implikasjoner vil forelegges Stortinget.

intsok/Demo 2000

Noe av grunntanken i Demo 2000 er å kvalifisere norske produkter innen olje- og gassindustrien for internasjonale markeder (jf. avsnitt 8.3). Det er likevel ikke satt av spesielle midler til promovering av denne type produkter. intsok vil gjennom sitt nettverk av internasjonale kontakter kunne tilrettelegge for prosesser som kan bidra til at FoU-prosjekter etableres i utlandet, og at produkter som utvikles i Demo 2000 blir introdusert i det internasjonale offshore-markedet.

Andre virkemidler

Ved siden av myndighetenes arbeid med internasjonalisering på overordnet plan og ved siden av intsok, arbeider stiftelsen Petrad og Oljedirektoratet med aktiviteter som understøtter arbeidet med internasjonalisering av petroleumsindustrien. Petrads og Oljedirektoratets arbeid med internasjonalisering er mindre markedsnære tiltak enn hva intsok representerer, og bygger blant annet opp under det videre perspektiv på internasjonalisering som legges til grunn for politikken (jf. avsnitt 8.4.1). Arbeidet har likevel også en forretningsmessig betydning, i det langsiktig assistanse kan ha positiv betydning for relasjonsbygging mellom Norge og mottakerlandene og gi kjennskap til norsk teknologisk kompetanse og industri. Det er viktig at de virkemidlene som er etablert for å ivareta de internasjonale interessene til norsk petroleumsindustri har en koordinert og fokusert innfallsvinkel slik at samlet virkning av innsatsen er størst mulig og slik at den norske innsatsen for internasjonalisering av petroleumsindustrien fremstår som helhetlig. Videre er det vesentlig med en god samordning med de øvrige næringspolitiske virkemidlene for eksport, internasjonalisering og internasjonalt teknologisamarbeid der dette er mulig.

Petrad

Petrad ble initiert av Norad som et prosjekt i Oljedirektoratet i 1989. I 1994 ble Petrad skilt ut som en selvstendig stiftelse med Oljedirektoratet og Norad som stiftere. Formålet til Petrad er å bidra til en effektivisering av petroleumsadministrasjon og forvaltning hos myndigheter og nasjonale oljeselskap i land i Afrika, Asia og det tidligere Sovjetunionen, gjennom skreddersydde kurs og seminarer i utlandet og i Norge. Gjennom disse aktivitetene skal Petrad også være et redskap for en "myk markedsføring" av norsk petroleumskompetanse og produkter på vegne av norsk petroleumsindustri.

Petrad har siden opprettelsen i 1989 tilrettelagt og gjennomført omkring 160 kurs og seminarer med deltagelse av ledere fra alle deler av verden. Det samlede antall registrerte deltagere er i overkant av 5000. Hjørnesteinen i Petrads virksomhet er de to åtteukers-kursene i petroleumpolitikk og ledelse, "Petroleum Policy and Management" og i ledelse av utvikling og drift av petroleumsprosjekter, "Management of Petroleum Development and Operations", som avholdes årlig i Stavanger. Gjennom åtteukers-kursene i Norge og relaterte opplæringskurs i de enkelte land har Petrad gjort norsk petroleumsindustri og forvaltningskompetanse kjent i flere viktige markeder.

Petrad fremstår hovedsakelig som et virkemiddel i norsk bistandspolitikk, basert på Norads prioriteringer. Den nettverksbyggende effekt som Petrads aktiviteter skaper, burde i større grad kunne utnyttes til å oppfylle Petrads mål om å bidra effektivt til internasjonalisering av norsk petroleumsindustri. Det er ønskelig at den totale innsatsen som legges i Petrad kan kombineres, og at det fokuseres på mottakerland der forutsetninger for en utvikling av petroleumsnæringen i vedkommende land i større grad er til stede.

I motsetning til intsok er Petrad hovedsakelig statlig finansiert, men det har vært et mål for stiftelsen gradvis å bli mer selvfinansierende. For 2000 opererer Petrad med et budsjett på 11,5 millioner kroner. Norad er den dominerende bidragsyteren, med en bevilgning på 5 millioner kroner, som er del av en rammeavtale for perioden 1999-2001. Olje- og energidepartementet bevilger 3,5 millioner kroner. Det forventes 2 millioner kroner i eksterne inntekter (kursavgifter o.a.). Det har vist seg vanskelig for Petrad å oppnå større grad av privat finansiering, gitt at målsettingen i all hovedsak har vært bistandsmessig fundert. Slik den finansielle situasjonen er, har stiftelsen vanskelig for å ivareta de mål som er satt for virksomheten. Innenfor dagens budsjett går meste parten av midlene til drift og gjennomføring av 8-ukerskursene. Midler til kurs, opplæring og kompetanseutvikling som etterspørres i flere mottakerland kan derfor bare skje i begrenset grad.

Det arbeides med å få til økt privat finansiering av blant annet plasser til 8-ukerskursene. Samfinansiering fra intsoks medlemsbedrifter er her aktuelt. For at Petrad skal kunne ivareta sitt arbeid med å styrke grunnlaget for internasjonalisering av norsk petroleumsindustri ved å bygge videre på de relasjonene som er skapt, er det likevel ønskelig å styrke den ikke-bistandsrelaterte delen av Petrad. Samtidig er det av vesentlig betydning at den totale innsatsen kombineres og fokuseres om et mindre antall land. Prioriteringene bør skje omkring land med gode forutsetninger for utvikling av petroleumsnæringen, og hovedsakelig omkring land som det øvrige arbeid med internasjonalisering av petroleumsindustrien retter seg mot, likevel med en noe bredere innfallsvinkel.

Oljedirektoratets internasjonaliseringsarbeid

Gjennom å utnytte sin petroleumskompetanse søker Oljedirektoratet ved internasjonalt engasjement og samarbeid å bidra til økt verdiskapning fra den norske petroleumsvirksomheten. Samarbeid av denne type omfatter assistanse til utvikling av rammeverk for ressursforvaltning, helse, miljø og sikkerhet, utvikling av menneskelige ressurser, etablering av prosedyrer for tilsyn med petroleumsvirksomheten, forvaltning av data, teknisk assistanse m.v.

Oljedirektoratet formidler kunnskap om norsk petroleumsvirksomhet og ressursforvaltningssystem for internasjonale aktører, og har på den måten en viktig døråpnerrolle i forhold til norsk industri ved at det utvikles positive relasjoner til ulike samarbeidsland. Samtidig bidrar Oljedirektoratet gjennom sitt engasjement i land hvor petroleumsvirksomheten er under utvikling til å oppfylle mål i norsk bistandspolitik.

I samarbeid med Petrad og intsok stiller Oljedirektoratet til disposisjon kunnskap om internasjonale myndighetsnettverk og gir informasjon til norske selskaper og industri om forhold som kan ha betydning for virksomhet i andre land. Oljedirektoratet bidrar også med ressurser ved seminarer og kurs i Petrads eller intsoks regi.

Oljedirektoratet har etter hvert bygget opp en betydelig aktivitet omkring internasjonalisering og institusjonssamarbeid. Institusjonssamarbeidet er i stor grad bestemt av Norads prioriterte samarbeidsland. I likhet med Petrad er det ønskelig at Oljedirektoratets arbeid med internasjonalisering fokuseres mot mottakerland der forutsetninger for en utvikling av petroleumsnæringen i vedkommende land i større grad er til stede, og det er ønskelig at disse landene i større grad samsvarer med de land som den øvrige politikken for internasjonalisering av norsk petroleumsindustri retter seg mot.

8.5 Oppsummering. Styrking av internasjonaliseringsarbeidet

Norsk petroleumsindustri er etablert i flere deler av verden, og den norske leverandørindustrien representerer en betydelig og voksende omsetning utenlands. Deler av den norske petroleumsindustrien er i dag i ferd med å posisjonere seg i flere viktige vekstmarkeder innen den globale petroleumsvirksomheten, hvor konkurransen om ressurser og kontrakter er stor og til dels påvirket av de enkelte lands myndigheter. Myndighetene i land vi konkurrerer med anvender betydelige midler på markedsføring av sin petroleumsindustri.

I den fasen de norske petroleumsaktivitetene er i, med en brå nedgang i aktivitetsnivået på kort sikt kombinert med en gradvis avtagende produksjon på lengre sikt, er det viktig å styrke innsatsen mot internasjonale markeder. Dette er en forutsetning for at vi fortsatt skal kunne ha en betydelig aktivitet i norsk petroleumsvirksomhet, og for å kunne bygge videre på de investeringene som er lagt ned i petroleumsnæringen gjennom flere tiår. Det er et viktig myndighetsansvar å bidra til at den teknologien som er utviklet i tilknytning til kontinentalsokkelens virksomhet kan videreføres og omsettes i nye markeder og ikke fases ut med virksomheten på den norske sokkelen.

Ved å bidra til at petroleumsvirksomheten får flere ben å stå på, sikres også den økonomiske velferd som i dag genereres fra petroleumsvirksomheten. For å kunne opprettholde en aktivitet på den norske kontinentalsokkelen er det viktig for oljeselskapene med tilgang til nye ressurser, også internasjonalt, og for leverandørindustrien er det avgjørende med et større nedslagsfelt for dens varer og tjenester ettersom Nordsjømarkedet vil få stadig mindre betydning.

Industriens engasjement på en rekke områder er avhengig av politisk døråpning. I denne sammenheng tillegges norske myndigheters assistanse innen

petroleumsforvaltning og bidrag til utvikling av institusjonell og fysisk infrastruktur betydelig vekt. Norske myndigheter vil støtte opp om fremme av norsk petroleumskompetanse og norsk petroleumsindustri internasjonalt, blant annet gjennom å støtte opp under eksisterende bilaterale samarbeidsavtaler.

For å ivareta en økt innsats for internasjonalisering er det derfor nødvendig med en styrking av de virkemidlene som er etablert for å fremme internasjonaliseringen av norsk olje- og gassindustri, og å sikre en god samordning med de øvrige næringspolitiske virkemidlene innenfor eksport, internasjonalisering og internasjonalt teknologisamarbeid.

9 Oljemarkedet

9.1 Oljemarkedet og norsk oljemarkedspolitik

9.1.1 Oljemarkedet

I 1998/99 ble det igjen demonstrert at svingningene i oljemarkedet er store, og at små endringer i tilbud og etterspørsel kan gi seg store utslag i oljeprisen. Innenfor et tidsrom på mindre enn ett år var prisen under 10 og over 25 USD/fat. Våren 2000 har prisen kortvarig vært over 30 USD.

Svingningene i markedet skyldes i første rekke at både tilbudssiden og etterspørselssiden er lite følsom for prisendringer på kort sikt. En må forvente at oljemarkedets tilbøyelighet til brå fluktuasjoner vil vedvare i overskuelig fremtid.

Den sterke nedgangen i oljeprisen i 1998 og 1999 skyldes i første rekke den økonomiske krisen i Asia, som førte til at oljeforbruket i denne regionen ble redusert etter mange år med sterk vekst. Videre hadde man to etterfølgende milde vintre. Dette kom samtidig med at OPEC-landene, og særlig Irak, økte sin produksjon. Det tilbudsoverskuddet som oppstod i markedet førte til en kraftig oppbygging av oljelagre, med et tilhørende sterkt fall i oljeprisen.

Den lave oljeprisen førte til store inntektstap og økonomiske problemer for mange oljeprodusentland. Dette bidro til at det etter hvert ble enighet om omfattende produksjonsbegrensende tiltak mellom OPEC-land og enkelte andre produsenter, herunder Norge og Mexico. I 1998 og 1999 ble produksjonen redusert med nærmere 5 mill. fat/dag, eller om lag 7 pst. av verdens totale produksjon. Dette var den viktigste grunnen til at oljeprisen i løpet av 1999 økte fra 11 USD/fat i 1.kvartal til ca 25 USD/fat i gjennomsnitt for 4. kvartal. Gjennomsnittsprisen for 1999 var ca 18 USD/fat. I første kvartal 2000 var gjennomsnittsprisen 27 USD. OPEC og andre produsenter har besluttet å gradvis øke produksjonen for å stabilisere prisene.

Oljeprisen har holdt seg på et høyt nivå også inn i år 2000, og det er nå etter departementets vurdering grunn til å være optimistisk mht. prisutviklingen også på noen års sikt. Det er god vekst i verdensøkonomien, og dette fører til vekst også i oljeforbruket. For oljemarkedet er det av særlig betydning at det igjen er økonomisk vekst i Asia.

OPEC synes å stå mer samlet enn på lenge. OPEC besitter store oljereserver og har en betydelig ledig kapasitet, og organisasjonens evne og vilje til å begrense tilbudet vil være avgjørende for den videre prisutviklingen. Det er viktig at Venezuela – en av organisasjonens grunnleggere – nå synes å slutte sterkere opp om OPEC-samarbeidet enn på mange år. OPEC synes våren 2000 å diskutere en politikk for å stabilisere prisen på et nivå over 20 USD/fat. Det kan fortsatt være ulike synspunkter på hvor et eventuelt prisnivå bør ligge og hvilke tiltak som bør iverksettes for å komme dit. Politiske forhold vil trolig også ha en viss innflytelse på beslutninger i OPEC. Disse forhold reflekteres i Irans manglende oppslutning om OPECs vedtak på det siste møtet i mars d.å.

Utenfor OPEC øker oljeproduksjonen bare moderat. Tilsammen gir dette OPEC gode muligheter til å skape balanse i markedet.

Som følge av produksjonskuttene i 1998 og 1999 er det blitt bygget opp en betydelig ledig produksjonskapasitet i markedet; i størrelsesorden 5-6 pst. av verdens samlede produksjon. Dette vil kunne påvirke markedet i flere år, og kan bidra til et press ned på oljeprisen.

Departementet antar at oljeprisen i 2000 i gjennomsnitt vil være lavere enn i 1. kvartal og mest sannsynlig ligge i området 16–22 USD de neste 2-3 årene.

Forut for prisfallet i 1998 syntes aktørene i oljemarkedet å ha tilpasset seg en oljepris på i størrelsesorden 15–20 USD/fat. Så lenge prisen er eller forventes å ligge i dette området skjer det ikke vesentlige endringer på tilbuds- eller etterspørselssiden og markedet er i rimelig god balanse.

9.1.2 Norsk markedspolitik

Det er i norsk interesse at oljeprisen er stabil på et rimelig høyt nivå. Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten og avsetningen til oljefondet påvirkes betydelig av endringer i oljeprisen. Ustabile og lave oljepriser gjør at det blir færre lønnsomme prosjekter på norsk sokkel og at oljeselskapenes evne og vilje til å investere reduseres. Norsk oljeproduksjon vil de kommende årene være på et historisk høyt nivå. Inntektstapet dersom prisen i denne perioden skulle bli lav vil derfor være meget betydelig. En lav oljepris vil også hemme utviklingen av alternative energikilder, og dette vil ikke være i samsvar med de klimapolitiske målsettinger.

Norsk oljemarkedspolitik har i alle år vært preget av en positiv og nyanisert holdning til OPEC-landene og andre oljeprodusenter. Norge har utstrakt bilateral kontakt med de fleste store oljeproduserende og oljeeksporterende land. Samtidig deltar Norge aktivt i den etablerte dialogen mellom energiproduserende og –konsumerende land, der siktemålet er stabilitet og langsiktighet i verdens energimarkeder.

Norge fører en selvstendig og uavhengig oljemarkedspolitik. I en skiftende verden vil det være nødvendig kontinuerlig å videreutvikle og tilpasse norsk oljemarkedspolitik for best mulig kunne ivareta norske økonomiske interesser.

Som et bidrag til å stabilisere oljemarkedet besluttet regjeringen å redusere norsk oljeproduksjon med 100 000 fat/dag fra og med 1. mai 1998. I desember samme år ble dette videreført ut første halvår 1999. I mars 1999 besluttet regjeringen så å utvide produksjonsreguleringen til 200 000 fat/dag, med virkning fra 1. april og ut året. Denne reguleringen ble forlenget for 1. kvartal år 2000. I mars 2000 besluttet OPEC-landene samt flere produsenter utenfor OPEC, blant dem Norge, å redusere produksjonsreguleringene. For 2. kvartal ble den norske produksjonsreguleringen nedjustert til 100.000 fat/dag. En eventuell videreføring eller nedtrapping av de norske tiltakene vil bli vurdert i lys av markedsutviklingen.

Bakgrunnen for at regjeringen fant det nødvendig å begrense norsk oljeproduksjon var den alvorlige situasjonen som hadde utviklet seg i markedet og de konsekvensene dette hadde for norsk økonomi og petroleumsindustrien. Det hadde bygget seg opp et betydelig lageroverheng, som ville fortsette å øke dersom ikke tilbudet ble redusert. Oljeprisen kunne da falle ytter-

ligere fra et meget lavt nivå på i overkant av 10 USD/fat. I denne situasjonen vurderte en Norges rolle som viktig av to grunner. Jo flere land som bidro, jo raskere kunne lagrene bygges ned og tilbudsoverskuddet fjernes. For det andre var det grunn til å tro at norske bidrag påvirket viljen til andre produsenter til å yte bidrag. Når en har valgt å fastsette produksjonsregulering, men på et lavere nivå, var det ut fra et begrunnet ønske om å bidra til å stabilisere markedet. Basert på forventet utvikling i tilbud og etterspørsel etter olje, er det behov for økt produksjon. Det er ikke rom for å øke produksjonen tilsvarende de tidligere kuttene. Det ville gitt sterkt prisfall og et ustabilt marked.

Forutsetningen for å iverksette produksjonsbegrensende tiltak har hele tiden vært at de skal ha en positiv effekt på oljeprisen som oppveier kostnadene tiltakene medfører for Norge. Dette hensynet til petroleumsinntektene er det overordnede ved produksjonsreguleringen. De markedstiltakene som Norge har bidratt med siden 1. mai 1998, vil en vurdere som vellykkede ut fra denne målsettingen. Sammen med andre lands produksjonsbegrensninger, har dette ført til at oljelagrene gradvis er bygget ned og at oljeprisen har kommet opp på et nivå over 20 USD/fat. Men situasjonen kan raskt endre seg i oljemarkedet. Utfordringen for oljeprodusentene fremover blir å sikre en styrt avvikling av produksjonstiltakene for å unngå et for stort prisfall og ustabile priser.

9.2 Oljemarkedet på lang sikt – klimatiltak og andre usikkerhetsfaktorer

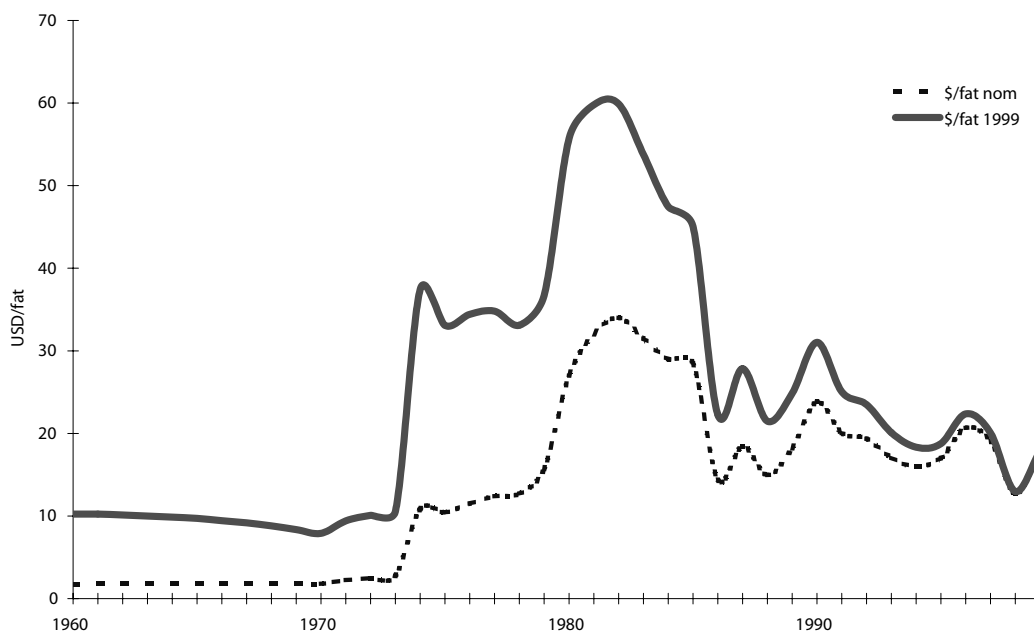
9.2.1 Generelt

Historien viser at det er vanskelig å forutsi prisutviklingen på råolje med stor grad av nøyaktighet. Usikkerheten øker med tidsperspektivet og er knyttet til en rekke variabler som er bestemmende for tilbud og etterspørsel etter olje. For perioder langt fram i tid vil prisprognoser måtte involvere et betydelig element av skjønn.

De langsiktige prisprognosene har de seneste 10–20 år gjennomgående vært for optimistiske. Enkelte prognoser utarbeidet tidlig på 1980-tallet spådde at oljeprisen ville stige til over 100 USD/fat i dagens pengeverdi. Prognosene var basert på antakelsen om at olje er en ikke-fornybar ressurs og at prisen vil øke etter hvert som ressursene tømmes og økende knapphet oppstår.

Disse prognosene undervurderte betydningen av den teknologiske utviklingen, som i vesentlig grad har forbedret industriens evne til å finne og utvinne olje. Som følge av dette har tilbudet av olje økt kraftig og hindret at oljeprisen har steget, på tross av at også oljeetterspørselen har økt betydelig.

Figur 9.1 viser historisk prisutvikling de siste 40 årene, i nominelle og relle årlige gjennomsnittspriser. Fra 1986 til 1997 har den nominelle prisen vært mellom 15 og 25 USD/fat, med unntak for en periode under Golf-krigen da prisen i noen måneder var over 30 USD.



Figur 9.1 Prisutvikling for olje, datert Brent, 1960 - 1999

Kilde: BP Statistical Review of World Energy

De viktigste usikkerhetsfaktorene for oljeprisen på lang sikt holder en for å være:

- OPECs pris- og produksjonspolitik
- den teknologiske utviklingen på tilbudssiden og etterspørselssiden i oljemarkedet
- kriger og politisk uro i produsentlandene
- miljø- og klimatiltak rettet mot energibruk.

I de senere år har det vært mye fokus på miljø- og klimaspørsmål og betydningen av dette for olje- og energimarkedene. Særlig stor oppmerksomheten omkring dette vært etter at Kyotoprotokollen ble undertegnet i slutten av 1997. Virkningen av dette på oljemarkedet, samt andre usikkerhetsfaktorer, vil bli drøftet nedenfor.

9.2.2 OPEC

I de siste 25 årene har oljemarkedet i høy grad vært preget av at en gruppe oljeproduserende land gjennom OPEC har samarbeidet for å holde oljeprisen høyere enn den ville vært i et frikonkurransemarked.

OPEC-landenes betydning i oljemarkedet bunner i at landene rår over 2/3 av verdens oljereserver, hvorav en stor del kan produseres lønnsomt med priser på 5 - 10 USD/fat. Flere av OPEC-landene har ubenyttet produksjonskapasitet og kan øke produksjonen også på kort sikt.

OPEC er ikke en homogen gruppe land. Størrelsen på oljereservene og betydningen av oljevirkksomheten for nasjonaløkonomien varierer mye. Kjerne i OPEC utgjøres av de store oljelandene rundt den Persiske golf, som har mer enn 50 pst. av verdens oljereserver. Disse landene har en strategisk inter-

esse i å bevare oljens langsiktige posisjon i energimarkedet, og kan ha en lengre tidshorisont i oljepolitikken enn de mindre landene i OPEC.

OPEC ser seg neppe tjent med svært høye oljepriser - 30 USD/fat eller høyere - i overskuelig framtid. Så høye priser vil føre til overgang til alternative energibærere og gjøre energieffektiviseringstiltak mer lønnsomt. Videre vil oljeproduksjonen fra land utenfor OPEC som har høyere produksjonskostnader etter hvert kunne øke mye. Et høyt prisnivå vil således kunne redusere kartellets markedsandeler og inntektsmuligheter på lengre sikt. Dette synes det å være stor enighet om i OPEC.

Interessemotsetningene og uenigheten om pris- og produksjonspolitikken innenfor OPEC har tidvis vært store. Økende deltagelse fra utenlandske oljeselskaper i Kuwait, Iran og kanskje også Saudi-Arabia, kan legge begrensninger på muligheten til å regulere oljeproduksjonen og dermed landenes evne til å påvirke oljemarkedet. En har derfor ingen garantier for at OPEC vil bestå i samme form som i dag.

Uten produksjonsbegrensninger fra OPEC, ville prisen falle og høyst sannsynlig i lang tid kunne ligge under 10 USD/fat – kanskje ned mot 5 USD/fat.

Men en markedssituasjon med priser på 5 USD/fat over lengre tid er lite sannsynlig. Så lave oljepriser vil føre til et betydelig bortfall av ulønnsom oljeproduksjon og stor økning i etterspørselen. Videre vil det være mulig for oljeeksportørene relativt enkelt å øke inntektene vesentlig gjennom koordinerte, produksjonsregulerende tiltak. Det er i det hele tatt vanskelig å tenke seg råoljemarkedet uten noen som helst form for markedssamarbeid mellom de største eksportørene.

En situasjon med priser på 5 USD/fat er derfor neppe en varig og stabil situasjon i oljemarkedet.

9.2.3 Teknologisk utvikling

Teknologiske fremskritt kan få store konsekvenser for oljemarkedet. På kort og mellomlang sikt er effekten av teknologiske fremskritt av mindre betydning, men på lengre sikt er teknologisk utvikling en av de viktigste faktorene i oljemarkedet.

Både tilbuds- og etterspørselssiden påvirkes av teknologiske forhold.

På etterspørselssiden er fremfor alt utviklingen i transportsektoren av betydning, ettersom denne sektoren står for omlag 50 pst. av verdens oljeforbruk i dag og kanskje så mye som 3/4 av forventet forbruksvekst fram til år 2010. Teknologiske fremskritt som gir vesentlig mer energieffektive kjøretøy eller som gjør alternative drivstoffer (elektrisitet, gass mm) konkurransedyktige med bensin og diesel, vil kunne endre fremtidsutsiktene for oljeprodusentene mye.

Dersom for eksempel oljens markedsandel i transportsektoren ble redusert fra 97 pst. i dag til 50 pst. i år 2020, ville det bety at 75 pst. av forventet vekst i oljeforbruket ville falle bort. Men dette er ikke en sannsynlig utvikling.

Teknisk fremgang kan virke negativt på oljeprisen også via tilbudssiden.

I stor grad har den sterke veksten i oljeproduksjonen de seneste år fra land utenfor OPEC kommet som følge av teknologisk fremgang. Dette har utvil-

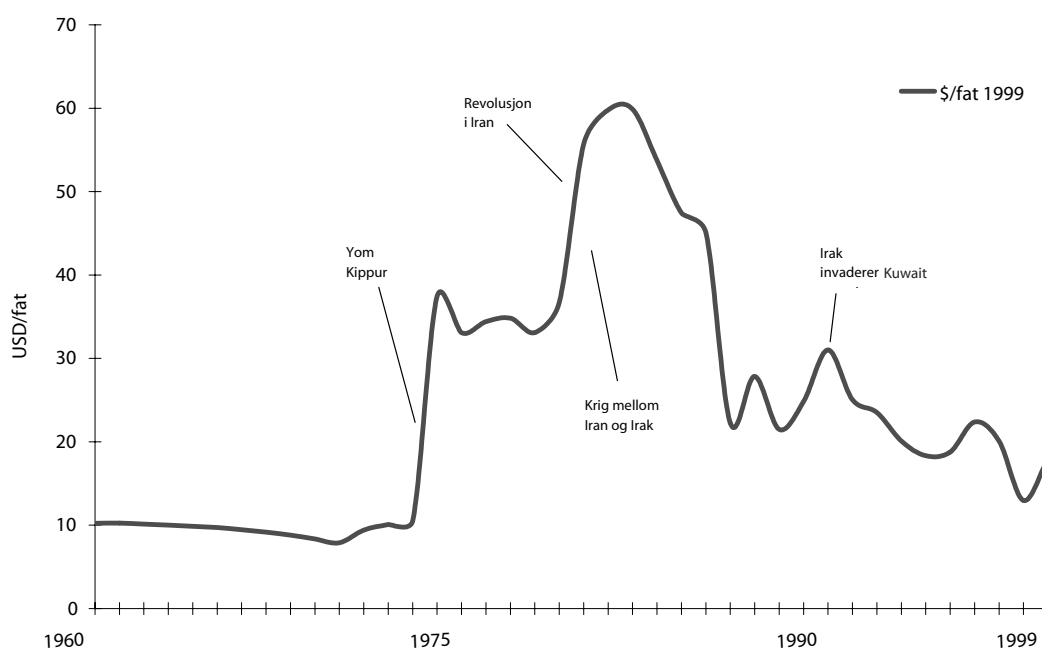
somt vært en viktig grunn til at realprisen på olje har hatt en fallende tendens de siste 10-15 årene.

Oljeproduksjonen utenfor OPEC-landene eksklusive det tidligere Sovjetunionen, har økt med 0,75 mill fat/dag per år de siste 10-15 årene. Dersom denne trenden fortsetter de neste 2 decennier, vil nesten halvparten av forventet forbruksvekst kunne dekkes av disse produsentlandene. En så sterk produksjonsøkning forventes ikke, men kan heller ikke utelukkes. Skulle det inntruffe, kombinert med forventet økning i kapasitet og tilbud fra OPEC-landene, vil oljeprisen holde seg lav på lang sikt.

9.2.4 Kriger og politisk uro i produsentlandene

Historisk har oljemarkedet vært følsomt overfor kriger og politisk uro. Råolje er en viktig innsatsfaktor i produksjon, og nødvendig for at økonomier og samfunn skal fungere normalt. Produksjon, transport og handel med råolje er derfor ofte blitt militære mål eller gjenstand for blokader.

Av særlig betydning for oljemarkedet er den politiske og strategiske utvikling i de viktigste produksjonsområdene rundt den Persiske golf. Historisk har dette vært politisk ustabile områder, med en rekke konflikter og kriger. Revolusjonen i Iran i 1978, krigen mellom Iran og Irak fra 1980 til 1990 og golfkrigen i 1991 var hendelser som fikk store konsekvenser for oljemarkedet. I figur 9.2 er dette anskueliggjort.



Figur 9.2 Oljeprisutviklingen og kriger og politisk uro

Kilde: BP Statistical Review of World Energy, OED

I Afrika er viktige oljeland som Nigeria, Algerie og Angola preget av indre uro og etniske konflikter, som har ført til avbrudd i oljeproduksjon og redusert investeringsvilje fra oljeselskapenes side.

Det grunn til å tro at dersom og når dagens konflikter løses, vil det kunne føre til en økning av oljetilbudet. For eksempel vil en opphevelse av embar-

goen av Irak, som har svært store oljereserver, kunne føre til en vesentlig øking i oljeproduksjonen fra dette landet på noen års sikt.

9.2.5 Virkning av klimatiltak

Klimaproblematikken er global. Dette betyr at det trengs globale løsninger for å oppnå de ønskede resultater. Dette er bakgrunnen for at industrilandene høsten 1997 påtok seg en forpliktelse om å redusere sine samlede årlige utslipp av klimagasser i perioden 2008-2012, med vel fem pst. i forhold til nivået i 1990. Forpliktelsen er nedtegnet i Kyoto-protokollen som er en protokoll under FNs klimakonvensjon, som er etablert for å hindre farlige menneskeskapte klimaendringer.

Det er fortsatt usikkerhet knyttet til hvor sterke de fremtidige tiltak for å begrense klimagassutslippene vil bli. Usikkerheten er både knyttet til Kyoto-protokollens skjebne, men ikke minst til hvilke utslippsmål som etableres på lengre sikt. På lengre sikt vil ambisjonsnivået i stor grad være bestemt av kostnadene knyttet til å redusere utslippene veid opp mot konsekvensene av å la være å redusere utslippene, samt i hvilken grad også utviklingslandene er villige til å påta seg utslippsforpliktelser.

I og med at Kyoto-protokollen ikke inneholder utslippsforpliktelser for andre enn de industrialiserte land, forventes de globale utslippene å vokse selv om protokollens målsetting innfris. Veksten i klimagassutslippene i u-landene, blant annet pga. økt energibruk, ventes mer enn å oppveie reduksjonene i-landene har forpliktet seg til å gjennomføre.

Forbruk av olje og annen fossil energi står for mesteparten av de globale, menneskeskapte utslippene av CO₂, som er den viktigste av klimagassene. Tiltak for å begrense utslippene av CO₂ og andre klimagasser utgjør derfor en betydelig usikkerhetsfaktor for oljeprisen.

En vet ikke hvor sterke tiltakene for å begrense klimagassutslippene vil bli og hvilke virkemidler som vil bli brukt. Dersom Kyoto-protokollen gjennomføres/oppfylles, er det grunn til å anta at ytterlige klimatiltak vil bli videreført etter 2012.

Klimatiltak kan få store konsekvenser for oljemarkedet. Enkelte anslag kan tyde på at mer enn halvparten av veksten i oljeforbruket fram til år 2020 kan falle bort som følge av klimatiltak (f.eks. PEL 1998). Dersom man som et tankeeksperiment tenker seg at Kyotoprotokollen oppfylles kun ved å redusere oljeforbruket, ville omtrent all forventet vekst i oljeforbruket de neste 20 årene kunne forsvinne.

Andre vurderinger mener oljeforbruket vil være ganske lite påvirket av klimatiltak (f.eks. ABARE, 1998). Det vises til at så lenge det ikke er alternativer til olje i transportsektoren, som står for 50 pst. av oljeforbruket, vil det koste svært mye å redusere oljeforbruket i stort omfang. Det er rimeligere å redusere klimagassutslippene ved å erstatte kull med naturgass eller CO₂-frie energikilder.

Prosjekt ved Oxford Institute for Energy Studies og Cicero

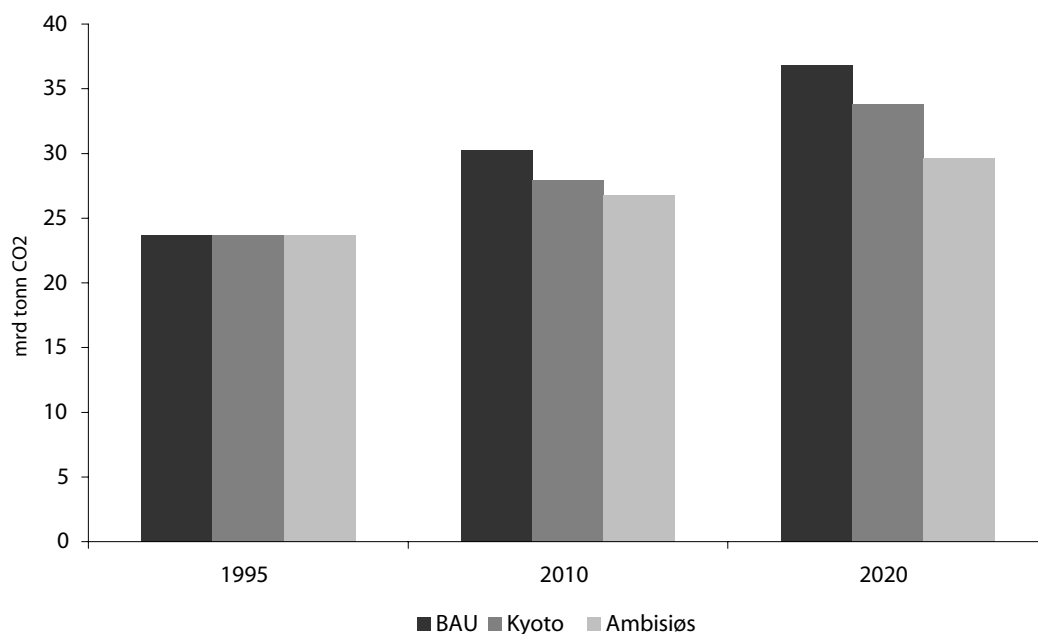
For å få større innsikt i disse forhold, har departementet bedt Oxford Institute for Energy Studies (OIES) og Cicero å gjennomføre en analyse av virkningene

av klimapolitikk på oljemarkedet. Studien analyserer hvordan oljeprisen vil bli påvirket av så vel ulike nivåer på de internasjonale utslippsforpliktelsene, som hvordan disse vil bli implementert. Tidsperspektivet for studien er fram til 2020.

For å analysere disse problemstillingene er det tatt utgangspunkt i tre scenarier:

- I ett scenario ("Kyoto") antas det at industrilandene innfrir Kyoto-forpliktelsen og at målsettingen i protokollen videreføres fram mot 2020. Det er i dette scenariet ikke antatt noen forpliktelser for u-landene eller at i-landene kan gjennomføre tiltak i disse landene.
- I et annet scenario ("business-as-usual") antas det at det ikke iverksettes spesielle klimatiltak i perioden fram til 2020.
- I et tredje scenario ("ambisiøs") antas det om lag samme forpliktelse som i Kyoto-scenariet for årene 2008-2012³⁾. Forpliktelsene skjerpes fram mot 2020, dels ved at industrilandene får strengere forpliktelse og dels ved at u-land påtar seg utslippsforpliktelser.

Et anslag på effektene på de globale klimagassutslippene er gitt i figur 9.3. I forhold til scenariet uten tiltak vil Kyotoscenariet bety at de globale utslipp reduseres med ca 8 pst. i 2020. Likevel er utslippene anslått til å bli nesten 50 pst. høyere enn i 1995. Med forutsetningene gjort i "ambisiøs" er utslippene anslått til å være ca 20 pst. lavere i 2020 enn i scenariet uten tiltak. Utslippsreduksjonen er således om lag dobbelt så stor som i Kyoto-scenariet.



Figur 9.3 Utslipp av klimagasser ved tre forskjellige scenarier

I studien har OIES og Cicero vurdert landenes klimapolitikk per i dag og gjort forutsetninger om hvilken politikk som kan forventes i årene som kommer. I Kyoto-scenariet er det for EU antatt at energiavgifter vil bli et viktig virkemiddel, ved siden av satsning på fornybar energi, energieffektiviseringer og bruk av Kyoto-mekanismene⁴⁾. For USA er det antatt at frivillige avtaler om å

³⁾ Det antas likevel at enkelte u-land påtar seg forpliktelser.

øke energieffektiviteten samt nasjonal handel med utslippskvoter blir de viktigste virkemidlene. Japan antas bl.a. å ville ta i bruk mer kjernekraft for å oppfylle Kyoto-protokollen. Landene i Øst-Europa og FSU inntar en særstilling, ettersom flere av disse vil kunne nå utslippsmålene i Kyoto-perioden (2008-2010) uten spesielle klimatiltak. I disse landene er det også et stort potensiale for å redusere klimagassutslipp til lave kostnader. På grunnlag av dette er det i studien antatt at disse landene vil være store selgere av klimagasskvoter internasjonalt, samt vertsland for prosjekter for felles gjennomføring.

I det ambisiøse scenariet er Anneks 1-landenes virkemiddelbruk opp til 2010 identisk med Kyoto-scenariet. Etter 2010 er virkemiddelet internasjonal omsetning av klimagasskvoter, både for Anneks 1-landene og for utviklingslandene. En tenker seg m.a.o. etablert et globalt system for omsetning av utslippskvoter. Kyoto-mekanismene danner et grunnlag for et slikt globalt marked.

Resultatene fra studien tilsier at oljeetterspørselen i Kyoto-scenariet kan bli redusert med om lag 5 pst. og oljeprisen med 10 pst. i år 2020 i forhold til BAU. Dette kan sies å være en moderat, men likevel ikke neglisjerbar reduksjon.

Etterspørselen etter kull vil bli vesentlig mer påvirket enn for olje. I mindre grad vil dette også gjelde naturgass.

Årsaken til at oljeforbruket ikke vil bli redusert mer, er at brorparten av oljeforbruket finner sted i transportsektoren, der det ikke antas at det vil dukke opp konkurransedyktige alternativer de neste 20 årene. Kullforbruket finner derimot for en stor del sted i kraftsektoren, der naturgass og CO₂-frie energikilder (kjernekraft, vannkraft, vindkraft) er teknisk og økonomisk konkurransedyktige.

I det ambisiøse scenariet vil oljeforbruket, som en kunne forvente, bli redusert i større omfang enn i Kyoto-scenariet. Det er beregnet at oljeetterspørselen kan bli redusert med 8 pst. og oljepriser med 12 pst. i 2020 i forhold til om ingen klimapolitikk ble iverksatt.

Når reduksjonen ikke blir enda større, skyldes dette blant annet innlemmelsen av utviklingslandene i klimapolitikken. Land som India og Kina kan i stort omfang redusere klimagassutslippene gjennom å effektivisere kullindustrien sin. Dersom det åpnes for omsetning av utslippskvoter, viser beregningene at det blir lønnsomt for disse landene å redusere egne klimagassutslipp i stort omfang og finansiere dette gjennom salg av utslippskvoter til Anneks 1-land. Man kan si at utslippsreduksjonen ved dette flyttes fra i-land – der kostnadene ved å redusere utslippene er høye – til u-land, der kostnadene er lave. Og ettersom u-landene i større grad bruker kull i energiforsyningen enn i-land, bidrar dette til å dempe virkningen på oljeforbruket og oljeprisen. Dette indikerer at effektiviteten til Den grønne utviklingsmekanismen kan bety mye for klimatiltakenes effekt på oljeetterspørselen.

I de beregningene som har vært presentert hittil er det lagt til grunn at landene har benyttet en hel pakke av ulike virkemidler i klimapolitikken. For å rendyrke virkningen av en bestemt virkemiddelbruk, har man også sett på til-

⁴⁾ Internasjonal handel med omsettbare klimagasskvoter og prosjektbaserte tiltak i i-land (felles gjennomføring) og i u-land (den grønne utviklingsmekanismen).

feller der Kyoto-protokollen blir oppfylt med et enkelt virkemiddel. De virkemidler man har analysert er:

- energiavgifter
- nasjonal omsetning av utslippskvoter for CO₂ (karbonavgifter)
- internasjonal omsetning av utslippskvoter.

Det er to viktige dimensjoner ved disse virkemidlene – hvorvidt de er karbonbaserte og hvorvidt de muliggjør å gjennomføre utslippsreduksjoner i andre land.

For de to førstnevnte virkemidlene gjennomføres utslippsreduksjonene i sin helhet innenlands.

Nasjonal omsetning av CO₂-kvoter vil ha samme effekt i energimarkedene som karbonavgifter og vil differensiere mellom energibærene etter deres karboninnhold. Med et effektivt kvotemarked vil de marginale tiltakskostnadene (kostnadene ved å redusere utslippene med en enhet) utlignes ved de ulike utslippskildene innenfor landets grenser. En slik politikk vil derfor gjøre at et utslippsmål oppnås til lavest mulige kostnader gitt at reduksjonene kun skal skje innenlands.

En effektivt internasjonal omsetning av klimagasskvoter vil legge til rette for at de marginale tiltakskostnadene blir like i alle land. Et slik politikk vil bety at et globalt utslippsmål – for eksempel under klimakonvensjonen – kan nås til lavest mulig ressursoppofrelse/kostnader for verdenssamfunnet.

Beregningene viser at reduksjonen i oljeforbruket blir størst dersom virkemiddelet er energiavgifter (på fossil energi) og minst dersom en har et system med internasjonal omsetning av utslippskvoter. For kull er det motsatt.

For Norge som stor oljeeksportør viser dette viktigheten av å arbeide for en kostnadseffektiv klimapolitikk, dvs. en politikk som differensierer mellom energibærernes karboninnhold og som etablerer og tar i bruk effektive internasjonale handelsmekanismer. Kyoto-mekanismene spiller en nøkkelrolle i så måte. En slik politikk vil begrense omstillings- og tilpasningskostnadene ved egne tiltak i Norge og kostnadene som andre lands tiltak påfører oss gjennom lavere produsentpriser på olje og gass.

Med en klimapolitikk som dette gjennomført internasjonalt, kan virkningene på oljemarkedet bli forholdsvis moderate.

10 Helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten

Olje- og gassvirksomheten har vært en viktig faktor for utvikling av velferd og vekst i det norske samfunn de siste 25 årene. Selv om den norske kontinental-sokkelen nå kan karakteriseres som en moden oljeprovins, med de nye utfordringer dette gir, forventes denne sektors bidrag i utviklingen å fortsette også langt ut i det nye århundret. Myndighetenes grunnlag for styring og forvaltning av olje- og gassvirksomheten kommer til uttrykk gjennom sentralt lov- og regelverk som kontinuerlig har utviklet seg parallelt med den utvikling som har funnet sted i virksomheten. Styringen av helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten på kontinental-sokkelen er forvaltningsmessig underlagt Kommunal- og regionaldepartementet.

Skjerpede krav til stadig større kostnadsreduksjoner i utbygging og i drift har preget det siste tiåret. Fallet i oljeprisen i slutten av 1998 og begynnelsen av 1999 forsterket disse kravene ytterligere. Også myndighetene har vært positive til tiltak for å øke konkurransekraften, og har selv tatt initiativ overfor næringen, f. eks. gjennom de såkalte Norsok-prosessene. Det ble i den sammenheng fra myndighetenes side forutsatt at det etablerte nivå for helse, miljø og sikkerhet ikke skulle bli redusert som følge av bestrebelsene på å redusere kostnader.

Observasjoner og vurderinger gjort av Oljedirektoratet de siste årene på bakgrunn av direktoratets tilsyn, indikerer at det samlede risikonivået er i ferd med å øke. Dette er en utvikling myndighetene tar alvorlig. Både myndigheter og næring stilles nå overfor utfordringer i det å sette ambisiøse mål for lønnsomhet samtidig som kravet til forsvarlig helse, miljø og sikkerhet skal opprettholdes.

Industrien har gjennomført vesentlige organisatoriske endringsprosesser, som på viktige områder har vist seg å føre til uklare ansvarsforhold som myndighetene har måttet gripe fatt i. Samtidig øker innretningenes gjennomsnittsalder, med tilhørende vedlikeholdsproblematikk avdekket gjennom Oljedirektoratets tilsynsaktivitet. Krav til lønnsomhet i utbyggingen av kostnadsmarginale felt fører også i mange tilfeller til at krav til helse, miljø og sikkerhet utfordres. Utviklingstrekk med betydning for helse, miljø og sikkerhet ble omtalt i St. meld. nr. 46 (1997-98) og St. meld. nr. 37 (1998-99). Det vises til disse meldingene med hensyn til en mer utdypende beskrivelse av disse forhold.

I det følgende rettes oppmerksomheten særlig mot forhold som er aktualisert i den senere tid og mot forventede hovedtrekk i tiden fremover knyttet til helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten.

10.1 Helse, miljø og sikkerhet som en del av verdiskapningen i olje- og gassvirksomheten

Olje- og gassvirksomhetens bidrag til velferdsstaten kjennetegnes ved de inntekter virksomheten gir, og ved de ringvirkninger i form av investeringer og sysselsetting som skapes.

Kommunal- og regionaldepartementet legger til grunn at begrepet "verdier" i et samfunnsmessig perspektiv er sammensatt av en rekke faktorer, og at helse og velferd er en verdi i seg selv. Også i bedriftsøkonomisk sammenheng mener departementet at det må ses på som et aktivum at arbeidstakerne har god helse og at de trives i sitt arbeid. Det kan neppe reises tvil om at dette er forhold som positivt bidrar til kvalitet og lønnsomhet i virksomhetene.

Kostnader forbundet med ulykker, skader og arbeidsbetinget sykdom er derimot vanskeligere å identifisere enn kostnader knyttet til investering og drift i olje- og gassvirksomheten. En del av disse kostnadene belastes arbeidsgiver, i dette tilfelle operatør eller entreprenør, noe som igjen medfører at staten belastes indirekte gjennom redusert skattegrunnlag. Dette gjelder for personskader og sykdom som medfører kortere fravær, forurensningsskader som selskapene har objektivt ansvar for, samt for skader av teknisk karakter som fører til stans i eller reduksjon av produksjonen.

Ved personskader som fører til lengre fravær, belastes staten med kostnader gjennom systemet for trygderefusjon. Det samme gjelder arbeidsbetingede sykdommer, som ofte er forbundet med langvarige fravær fra arbeidet, og i mange tilfeller til overgang til uføretrygd. Statskonsult anslår i sin rapport nr 2:1999 "Helt stykkevis og delt?" at arbeidsbetingede sykdommer koster landet ca 65 mrd. kroner per år. Dersom en forenklet antar at arbeidsbetingede sykdommer er likt fordelt i forskjellige bransjer, betyr det at slike sykdommer på arbeidsplasser relatert til olje- og gassvirksomheten påfører staten ca 800 millioner kroner årlig.

Selv om de direkte utgiftene ved langtidsfravær belastes offentlige ordninger, må en ikke undervurdere de andre virkningene av langtidsfravær og overgang til uføretrygd. Dette dreier seg i hovedsak om tap av de investeringer som er gjort i de enkelte arbeidstakere i form av opplæring og utvikling av kunnskaper som arbeidstakerene har bygget opp i arbeidsforholdet. For den enkelte arbeidsgiver vil et slikt tap oftest langt overstige kostnadene til bedriftens egenandel i syketrygdordningen.

I tillegg kommer de belastninger og lidelser som den enkelte arbeidstaker og deres pårørende påføres av ulykke eller arbeidsbetinget sykdom.

Innsatsfaktorene som skal til for å opprettholde og forbedre en god styring av helse, miljø og sikkerhet, betraktes ofte som en utgiftspost. Dette er faktorer som er mangfoldige og komplekse og hvor resultatene av innsatsen kan være vanskelig å måle. Derfor er det viktig at den samlede innsatsen er godt styrt, slik at innsatsmidlene gir best mulig uttelling. Det finnes etter myndighetenes oppfatning mange eksempler på at innsats for å bedre helse, miljø og sikkerhet også har gitt gevinster på andre områder. Årsaken til dette ligger i den nære sammenhengen mellom kvalitet og sikkerhet. God kvalitetsstyring i virksomhetene kan gi betydelige gevinster knyttet til effektivisering, regulering i driften o.l. Samtidig fører kvalitet i alle ledd også til sikker drift.

10.2 Helse, miljø og sikkerhet som mål i seg selv

I tillegg til bidraget til den økonomiske verdiskapingen, vil det i et velferdssamfunn være et mål i seg selv å opprettholde et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå. Med referanse til flere alvorlige ulykker den senere tid, er det en allmenn oppfatning at slike ulykker ikke skal få lov å skje i et moderne velferdssamfunn.

Det overordnede mål i styringen av helse, miljø og sikkerhet er å unngå skader og ulykker. Det er en vanlig innvending at et slikt mål i praksis er uoppnåelig, og derfor uhensiktsmessig. Oljedirektoratet har erfart blant annet ved å gjennomgå store informasjonsmengder knyttet til enkeltskader eller enkeltulykker at de aller fleste ulykker og skader i siste instans kunne vært unngått.

Sikkerhetsmyndighetene vil advare mot i for sterk grad å fokusere på statistikk alene som grunnlag for å formulere kvantitative mål for sikkerheten. Det er nødvendig å erkjenne at det er en risiko forbundet med enhver menneskelig aktivitet. Begrepet sikkerhet innebærer fravær av risiko, eller at risikoen er så lav at forholdet aksepteres som sikkert. Innsats for å opprettholde og forbedre helse, miljø og sikkerhet dreier seg derfor egentlig om å styre risikoen. Det er svært vanskelig å tallfeste risiko, blant annet fordi risiko også omfatter muligheten for større ulykker som inntreffer svært sjelden. Statistiske data er derfor nødvendigvis ikke noen god målestokk for denne delen av risikobildet. Statistikk om ulykker og andre uønskede hendelser kan brukes som noen av indikatorene på om risikostyringen er tilfredsstillende.

10.3 Systemplikt som grunnlag for myndighetenes tilsyn

I tilsynet med helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten har sikkerhetsmyndighetene erstattet det tidligere begrepet "internkontroll" med "plikt til å etablere styringssystem". Endringen er gjort for å klargjøre myndighetenes krav og forventninger, og innebærer i seg selv ingen nye krav til selskaperes styringssystemer eller omlegging av myndighetenes tilsynsmetoder. Myndighetene setter krav til ledelse og styring gjennom plikten til å etablere styringssystem (systemplikt).

Det er et sentralt prinsipp at myndighetenes tilsyn med selskaperes ivaretagelse av sine plikter kommer i tillegg til og således ikke overflødiggjør selskaperes egne aktiviteter for å planlegge, skape og vedlikeholde forsvarlig helse, miljø og sikkerhet. Myndighetene kan på sin side benytte seg av selskaperes egne aktiviteter som grunnlag for og som deler av eget tilsyn. Selskapene kan ikke eliminere egne aktiviteter på grunnlag av tilsyn som myndighetene har utført.

Dette styringsprinsippet forutsetter at aktørene har organisatorisk og teknisk kompetanse så vel som kunnskaper og holdninger til helse, miljø og sikkerhet. Hittil har denne forutsetning i stor grad vært ivaretatt ved at hovedaktørene har bestått av store oljeselskaper med store ressurser og mangfoldig kompetanse. Endringer i aktørbildet i retning av selskaper med mer mangeartet bakgrunn og fordeling av ansvar og oppgaver på et større antall selskaper, kan skape nye utfordringer for myndighetene med hensyn til metodevalg i forvaltningen av helse, miljø og sikkerhet.

10.4 Myndighetenes styring av helse, miljø og sikkerhet

10.4.1 Styring i tidlig fase av utbyggingsprosjektene

Det er av vesentlig betydning for næringen at myndighetenes styringssystem fremstår som entydig og forutsigbart. Dette har betydning for kostnadseffektiviteten i utbyggingsprosjektene, samt for å sikre likebehandling av aktørene, for på den måten å bidra til å unngå uheldige konkurransevriddinger.

Oljedirektoratet er den sentrale etat i myndighetenes daglige styring og oppfølging av olje- og gassvirksomheten. En av hovedoppgavene for direktoratet er å foreta en samordnet behandling av utbyggings- og avslutningsprosjekter med sikte på å utarbeide et felles og best mulig beslutningsgrunnlag for overordnede myndigheter.

Muligheten for å påvirke valg av utbyggingsløsninger på en kostnadseffektiv måte er størst i tidlige faser i prosjektene, før ferdigstillingen av plan for utbygging og drift (PUD) eller plan for anlegg og drift (PAD). Hovedformålet med denne tidlige oppfølgingen er å bidra til en optimal utvinningsstrategi, gode tekniske og sikkerhetsmessige løsninger. Det er viktig at planene er så realistisk funderte i forhold til kostnadsanslagene som mulig. Dette forutsetter at planene er tilstrekkelig gjennomarbeidet med tanke på alle sider ved prosjektet før de legges fram for beslutning.

Innenfor forvaltningsområdet helse, miljø og sikkerhet ligger krav som følger av regelverket fast gjennom alle fasene i et utbyggingsprosjekt. Den første fasen som i denne sammenheng er gjenstand for formell evaluering fra Oljedirektoratets side, er i forbindelse med godkjenning av PUD/PAD. På dette tidspunkt i prosjektet vil den tekniske utbyggingsløsningen normalt kun være kjent i grove trekk.

10.4.2 Samtykkeordningen

Etter at PUD/PAD er godkjent, følger Oljedirektoratet opp prosjektene innenfor helse-, miljø- og sikkerhetsområdet gjennom ordinære tilsynsaktiviteter. Videre skal operatør innhente direktoratets samtykke til bruk av innretning eller anlegg. Samtykket representerer en formalisering av den kommunikasjon og dialog som har funnet sted fram til dette tidspunkt. I sin samtykkesøknad gir operatøren forpliktende utsagn om at innretningen eller anlegget er bygget i henhold til de spesifiserte krav operatøren selv har utformet, blant annet for å oppfylle krav i regelverket for helse, miljø og sikkerhet. Gjennom samtykkesøknaden skal operatøren også forvisse myndighetene om at det som var forutsetninger for godkjenning av PUD/PAD er ivaretatt, samt beskrive hvordan selskapet planlegger å ivareta krav til helse, miljø og sikkerhet i fremtidige aktiviteter. Samtykket gis deretter som et formelt uttrykk for at Oljedirektoratet har den nødvendige tillit til at det ansvarlige selskapet planlegger for fortsatt etterlevelse av regelverkets krav inn i den neste fasen av prosjektet.

Endringen i petroleumsloven med underliggende forskrifter i 1997 innebar blant annet at Oljedirektoratet fikk formell hjemmel til å føre tilsyn med helse, miljø og sikkerhet også i fasene forut for arbeidet med PUD/PAD. Direktoratet har også tidligere så langt mulig imøtekommet selskapenes ønske om dialog før innlevering av PUD/PAD.

Videre ble det gjennom denne lovendringen gjort betydelige endringer i underliggende forskrifter ved at samtykkesystemet ble revidert. Dette førte til at alle de formelle milepælene med delsamtykker fra PUD/PAD fram til milepælen for samtykke til bruk, ble tatt bort. Dette ga operatørene større fleksibilitet med hensyn til hvordan helse-, miljø- og sikkerhetsregelverket kan etterleves i utbyggingsprosjektene, ved at myndighetenes formelle statuspunkter ble redusert. Dette innebærer at operatørselskapene i enda større grad har tatt ansvar for selv å være i inngrep med de sentrale beslutninger knyttet til helse-, miljø- og sikkerhetsstyring i prosjektene. Myndighetene ser for tiden på mulighetene for ytterligere forenklinger i disse formalprosessene.

10.4.3 Spesielle forhold knyttet til flyttbare boreinnretninger på norsk kontinentalsokkel

Redernæringen har gjennom lengre tid hevdet at regelverket for helse, miljø og sikkerhet på norsk kontinentalsokkel har vært kostnadsdrivende i tillegg til å skape ulike konkurransevilkår. Myndighetene har blitt oppfattet som lite forutsigbare med hensyn til hvilke tekniske og organisatoriske løsninger som vil bli akseptert når en flyttbar innretning skal brukes i aktivitet på norsk kontinentalsokkel. Regelverkets utstrakte bruk av målorienterte krav (funksjonskrav) er ikke ment å fungere som byggeforskrifter. Redere som ikke har kontrakt med et operatørselskap om en spesifikk bruk av en innretning, synes derfor under prosjektering og bygging av flyttbare innretninger i enkelte tilfeller å ha "sikret seg" gjennom noe som i ettertid har vist seg å være overtolkning av regelverkets krav og intensjoner.

St. meld. nr. 46 (1997-98) redegjør mer inngående for de utredninger og det arbeid som er satt i gang etter et initiativ fra næringslovutvalget i 1992 om blant annet å vurdere mulige endringer i administrasjon og tilsyn relatert til flyttbare innretninger i olje- og gassvirksomheten. I 1997 ble det foretatt en prinsipiell avklaring mellom Nærings- og handelsdepartementet og Kommunal- og regionaldepartementet vedrørende myndighetsansvaret for slike innretninger. På den bakgrunn ba Kommunal- og regionaldepartementet Oljedirektoratet sette i gang et arbeid med sikte på å utvikle en ordning som kan gi redere av flyttbare innretninger økt forutsigbarhet mht. hvilke regelverkskrav som får anvendelse for virksomheten. En ordning kalt samsvarsuttalelse (tidligere generelt brukssamtykke/forhåndsuttalelse), er blitt utarbeidet i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet og andre berørte parter.

I forståelse med de berørte partene vil samsvarsuttalelse, i alle fall i første omgang, avgrenses til å gjelde flyttbare boreinnretninger, fordi det er for disse innretningene næringen har opplevd behovet for en slik ordning som mest presserende. Etter at ordningen er gitt tilstrekkelig erfaringsgrunnlag, vil myndighetene foreta en evaluering bl. a. med henblikk på hvorvidt ordningen skal omfatte andre typer flyttbare innretninger.

I tillegg til å gi eiere av flyttbare innretninger økt forutsigbarhet med hensyn til den enkelte innretnings anvendelighet i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel, vil samsvarsuttalelsesordningen også effektivisere arbeidsprosessene både i industrien og hos myndighetene, blant annet ved å redusere omfanget av unødvendig dobbeltarbeid. Myndighetene forventer også en positiv effekt på helse-, miljø- og sikkerhetsstyringen av flyttbare boreinnret-

ninger ved at ordningen bidrar til i større grad å plassere ansvaret for slik styring hos riggeier hvor dette ansvar naturlig hører hjemme.

En ordning med samsvarsuttalelse ventes å kunne tre i kraft i siste halvdel av 2000.

10.4.4 Virkning av krav til helse, miljø og sikkerhet på kostnadsnivået

Industrien har gjennom en årrekke med stadig større intensitet hevdet at kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel er høyt sammenlignet med andre land, som f.eks. Storbritannia. Industrien har hevdet at dette forholdet må tilskrives særnorske myndighetskrav innenfor helse, miljø og sikkerhet. Det er en tiltagende erkjennelse i industrien av at hovedandelen av det forhøyede kostnadsnivå ser ut til å kunne føres tilbake til industriens måte å drive egen virksomheten på.

Undersøkelser som Oljeindustriens Landsforening har utført, viser at årsakene til forskjeller i kostnadsnivået fordeler seg omtrent likt på henholdsvis personellkostnader, myndighetskrav og til industriens over-/feiltolkning av myndighetskrav. Høyere personellkostnader på norsk kontinentalsokkel kan i all vesentlig grad føres tilbake til kostnader knyttet til tariffavtalene. Ved avtaler mellom partene i arbeidslivet er den gjennomsnittlige arbeidstiden begrenset mer enn arbeidsmiljølovens bestemmelser krever. For en fylldigere omtale av disse forhold, vises til St. meld. nr. 37 (1998-99) Tillegg til St. meld. nr. 46 (1997-98).

Det største enkeltbidraget til kostnadsforskjeller som er betinget av regelverkskrav, gjelder kravet til fjernoperert borerørhåndtering. Dette kravet står i følge Oljeindustriens Landsforenings undersøkelse for over halvparten av kostnadene som er knyttet til regelverkskrav. Kostnadsaspektet ved dette kravet ble nøye vurdert av myndighetene før kravet ble innført. Denne tekniske forbedringen har gitt en betydelig reduksjon av personskader i forbindelse med arbeid på boredekk, og en signifikant forbedring av arbeidsmiljøet. Kommunal- og regionaldepartementet er derfor av den oppfatning at dette kravet har gitt så vel bedriftsøkonomiske som samfunnsøkonomiske gevinster.

Myndighetene ser på alle identifiserte områder der det er norske særkrav, i forbindelse med den pågående revisjon av regelverket. Det er et mål for dette arbeidet i størst mulig grad å harmonisere krav til helse, miljø og sikkerhet i forhold til andre lands krav, særlig rundt Nordsjøbassenget. Det ligger som en forutsetning for regjeringen at forsvarlig nivå for helse, miljø og sikkerhet skal opprettholdes. Det kan registreres at utviklingen i land vi kan sammenligne oss med, beveger seg i retning av de norske kravene. Det er dermed sannsynlig at tilnærmingen langt på vei vil skje ved at andre land adopterer en del av de krav som i dag er særnorske, på bakgrunn av erfaringer med risikobildet.

10.4.5 Koordinering av tilsynsetater

Oljedirektoratet er tillagt en koordinerende rolle i forhold til Statens forurensningstilsyn og Statens helsetilsyn, som begge har et selvstendig ansvar i petroleumsvirksomheten. Hensikten med denne koordineringen er å forenkle kommunikasjon og se til at vedtak fra myndighetene ikke kommer i konflikt med hverandre. Det er inngått formelle koordineringsavtaler som regulerer forholdene mellom etatene.

Når det gjelder den samlede oppfølging av styring av helse, miljø og sikkerhet, er Oljedirektoratet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn og Statens helsetilsyn i ferd med å utarbeide et nytt regelverk på helse-, miljø- og sikkerhetsområdet, for å være å jour og tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling, i tillegg til å fremstå med et rammeverk som er mest mulig hensiktsmessig for brukerne. Et hovedformål i denne sammenheng er å videreutvikle det etablerte koordinerende samarbeidet som myndighetene har i tilsynssammenheng, slik at brukerne kan forholde seg til myndighetene på en mer entydig og samordnet måte og motsatt. Styring og styringssystemer er et aspekt som blir ivaretatt spesielt i denne sammenhengen.

10.4.6 Samarbeid med andre lands myndigheter

Den markante internasjonaliseringen som har funnet sted innenfor norsk olje- og gassindustri det siste tiåret, har resultert i at myndighetene i økende grad må forholde seg til at store norske aktører er blitt mer internasjonalt orientert. Innenfor helse, miljø og sikkerhet har det vært et økende press fra industrien for å kunne få til fleksible og standardiserte løsninger som gjør det mulig å kunne operere innenfor de ulike kontinentalsokkelregimene på en enkel og fleksibel måte. Myndighetene rundt nordsjøbassenget har på denne bakgrunn blant annet etablert North Sea Offshore Authority Forum (NSOAF) som et formelt samarbeidsforum for å kunne ivareta slike behov, og å søke gode fellesløsninger for å gjøre gjeldende lov- og regelverk innenfor de ulike nordsjølandene mer tilpasset, forutsigbart og samordnet.

NSOAF har etablert faste årlige møter hvor landene rundt nordsjøbassenget møtes for å utveksle informasjon av felles interesse, diskutere problemstillinger som kan løses på felles grunnlag og utarbeide konkrete prosedyrer og standarder der dette er hensiktsmessig. Det er for tiden to arbeidsgrupper i arbeid under dette forumet.

Den ene arbeidsgruppen ser på problemstillinger knyttet til flyttbare boreinnretninger som opererer på de ulike lands kontinentalsokler. Målet for dette arbeidet er å kunne få til en ordning som kvalifiserer slike innretninger til å kunne operere innenfor de enkelte landenes sokler, ved at de enkelte lands krav til helse, miljø og sikkerhet er ivaretatt. Det er i denne sammenheng gjennomført to tilsynsaktiviteter hvor representanter fra medlemslandene har gjennomført et felles tilsyn mot borekontraktører som opererer i alle nordsjølandene. Verdifull innsikt og kunnskap om hvordan regelverkskrav etterleves i de ulike landene blir på denne måten erfart hos enkeltlandene og kan danne verdifullt grunnlag for utarbeidelse av harmoniserte fellesløsninger.

Den andre arbeidsgruppen ser på harmonisering av krav til sikkerhetsopplæring. Gruppen har kommet fram til enighet om harmonisering av krav til den grunnleggende sikkerhetsopplæringen og arbeider videre med harmonisering av krav til spesialisert opplæring.

10.4.7 Vurdering av styringssystemet i helse- miljø- og sikkerhetssammenheng

Erfaringer ved utbyggingsprosjekter de senere år har vist at de kostnadsmessige vurderinger som lå til grunn ved beslutningstidspunktet for PUD/PAD, i mange tilfeller har gitt et galt bilde av de reelle utbyggingskostnadene, i det

disse har blitt betydelig større enn antatt ved beslutningstidspunktet. Det kan synes som om operatøren ikke har tilstrekkelig oversikt over arbeidet med de organisatoriske og tekniske løsninger ved fremleggelse av planen til godkjenning. Dette betyr at den fremlagte løsningen kan ha organisatoriske, tekniske, ressursmessige og sikkerhetsmessige elementer som ikke i tilstrekkelig grad er utredet og avklart, og som etter godkjenning kan vise seg å gi store kostnads- og tidsmessige konsekvenser for prosjektet.

Virksomheten på norsk kontinentalsokkel er inne i en endringsfase. I den perioden vi har bak oss, har det i overveiende grad blitt bygget ut forekomster med betydelig robusthet mot kostnadsøkninger. I tiden fremover vil mange utbyggingsprosjekter være små og ha en i utgangspunktet marginal lønnsomhet. Her vil enhver større endring i kostnadsbildet kunne gjøre prosjektet direkte ulønnsomt. En står også foran viktige beslutninger med hensyn til valg av disponeringsløsning for en rekke innretninger som står overfor avslutning av driftsfasen.

I dette scenariet er det nødvendig at selskapene sørger for at grunnlaget er slik at myndighetenes beslutninger fattes på et best mulig fundert grunnlag der alle kostnadsaspekter i størst mulig grad er avklart. Det forutsetter at alle tekniske løsninger og planer er gjennomarbeidet før fremleggelse for vedtak.

Det vil derfor være av stor betydning at styringssystemet i fremtiden bidrar til å sikre at dette skjer, blant annet gjennom en samkjørt og tidsmessig koordinert bruk av eksisterende regelverk og vilje/evne hos operatørene til å bruke de mulighetene for tidlig avklaring av både helse-, miljø- og sikkerhets-spørsmål som ligger i det eksisterende styringssystemet.

10.5 Tilpasning av regelverk og tilsynsregime til dagens og fremtidens situasjon

10.5.1 Hovedtrekk i dagens regelverk og tilsynsregime

Regelverket

Kommunal- og regionaldepartementet anser at regelverket representerer et effektivt og tidsmessig styringsredskap for myndighetenes tilsyn med helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten, samtidig som det fremstår som et hensiktsmessig grunnlag for industriens ivaretagelse av sine plikter på dette området. Regelverket har vært underlagt flere forbedringer, for å ivareta så vel den teknologiske som den organisatoriske utviklingen. Det norske regelverket har hele tiden ligget langt fremme også i internasjonal sammenheng, og er blitt modell for regelverksutvikling i en rekke andre land, så vel i industrialiserte land som i utviklingsland.

Det er likevel grunn til fortløpende å vurdere om regelverket i tilstrekkelig grad vil være tilpasset utviklingen videre fremover. Spørsmålsstillingen kan også snus om, slik at vurderingen blir om i hvilken grad aktørene i virksomheten vil ha den kompetansen som kreves og dermed være i stand til å etterleve regelverket i dets nåværende form i fremtiden.

De gjennomgående hovedtrekkene ved regelverket er fokus på kvalitet i aktørenes styringssystemer, og den utstrakte bruken av målorienterte krav. Regelverket ble utviklet i denne retning under den forutsetning at målgruppen for regelverkskravene var store, ressurssterke oljeselskaper, som hadde en

betydelig egeninteresse i å drive virksomheten på en forsvarlig måte. Utviklingen i retning av nye og flere aktører, samt med en større grad av mangfold i de forskjellige aktørenes bakgrunn og ressurser, kan føre til at disse forutsetningene ikke fullt ut vil være til stede.

Kommunal- og regionaldepartementet ser det som lite aktuelt å møte denne utfordringen ved å reversere regelverksutviklingen, det vil si å bevege seg i retning av større grad av detaljstyring av virksomheten. Erfaringene som ble høstet i den første tiden med olje- og gassvirksomhet, viser at detaljstyring hemmer den teknologiske utviklingen, er lite kostnadseffektivt og stimulerer heller ikke til en positiv utvikling innenfor helse, miljø og sikkerhet.

Utfordringen blir derfor å sørge for at myndighetene har tilstrekkelig styring med aktørbildet, samtidig som det åpnes for fleksibilitet mht. å drive virksomheten på en hensiktsmessig og kostnadseffektiv måte under hensynstagen til kravene til sikkerhetsmessig forsvarlig virksomhet. Tilsynsmyndighetene må i denne sammenheng påregne økt ressursbruk knyttet til veiledning av de nye aktørene med hensyn til forståelse av regelverk, tilsyn og de samarbeidsformer som er etablert i olje- og gassvirksomheten.

Tilsynsvirksomheten

I tråd med prinsippene som ligger til grunn for regelverket, er også myndighetenes tilsyn orientert mot styringsnivået hos aktørene.

Tilsynet gjennomføres som revisjoner, det vil si ved systematisk gransking av selskapenes styringssystemer. Myndighetene kan i den sammenheng også foreta verifikasjoner, det vil si fysisk befaring eller observasjon av systemer og utstyr. Dette er ikke å forstå som detaljkontroll som har til hensikt å "kontrollere inn" helse, miljø og sikkerhet i virksomhetene, men er en form for stikkprøver for å undersøke om styringssystemet fungerer i praksis og gir ønsket resultat.

I likhet med regelverket er også tilsynsmetodikken utviklet under den forutsetningen at objektene er ressurssterke selskaper med betydelig egeninteresse i å opprettholde en høy standard innenfor helse, miljø og sikkerhet. Dersom disse forutsetningene endres, dels gjennom endringer i konsesjonspolitikken, dels som et resultat av et endret "klima" i selskapenes holdninger til helse, miljø og sikkerhet, kan det være nødvendig å tilpasse tilsynsmetodikken. En slik utvikling i retning av større detaljstyring gjennom tilsynsvirksomheten er etter sikkerhetsmyndighetenes oppfatning en uønsket utvikling, først og fremst fordi slik detaljstyring fratar aktørene oppfatningen av sitt totale ansvar for å drive virksomheten forsvarlig og i samsvar med krav i regelverket. Videre krever tilsyn på detaljnivå betydelig større ressurser enn det systemrettede tilsyn. Konsekvensen av dette vil kunne bli at annen og mer konstruktiv rettet innsats må reduseres eller avvikes, dersom ikke tilsynsmyndigheten tilføres økte ressurser.

Bruk av virkemidler

Tilsvarende vil endrede forutsetninger blant aktørene kunne medføre endring i strategien for bruk av virkemidler i tilsynet. Kommunikasjonen mellom aktørene i olje- og gassvirksomheten og myndighetene foregår i stor grad i form

av konstruktiv dialog, slik at bruken av "tvangsmidler", som pålegg, stansing av virksomhet, tvangsmulkt, politianmeldelse o.l., bare brukes når det er fullgod grunn til det. Denne strategien forutsetter at de uoverensstemmelser som kommer fram, blir løst gjennom slik kommunikasjon, noe som i det alt vesentlige har vært tilfelle. I de relativt få tilfeller hvor omstendighetene tilsier det, bruker myndighetene selvsagt de virkemidler som er nødvendige for å sørge for at nødvendige tiltak blir iverksatt.

Myndighetene har erfart at denne tilnærmingen har bidratt vesentlig til en atmosfære av fri og åpen dialog, som blant annet danner et helt nødvendig grunnlag for en åpen og mest mulig fullstendig rapportering av ulykker og andre uønskede hendelser. Dette materialet har stor betydning blant annet for prioritering av myndighetenes oppfølging. Det er derfor av stor betydning at en god dialog mellom myndigheter og industri opprettholdes. Men sikkerhetsmyndighetene registrerer tendenser til et dårligere klima for en slik dialog. Generelt utfordrer industrien nå i økende grad myndighetene som en følge av kostnadspresset. Dermed vil myndighetene kunne bli tvunget inn i en større grad av detaljstyring, som følge av tendenser til ansvarsfraskrivelse blant hovedaktørene. En slik utvikling er etter Kommunal- og regionadepartementets oppfatning svært uønsket, både med hensyn til utviklingen innenfor helse, miljø og sikkerhet og for kostnadseffektiviteten i næringen.

10.5.2 Utvikling av petroleumsregelverket

Oljedirektoratet slutfører nå arbeidet med en omfattende omarbeiding av regelverket for helse, miljø og sikkerhet. Dette arbeidet sikter mot å tilpasse struktur og innhold til hovedtrekkene i utviklingen i olje- og gassvirksomheten. Et særlig fremtredende trekk er endringer i organisering av utbyggingsprosjekter, som innebærer nye måter å fordele ansvar og oppgaver mellom operatørselskaper, hoved- og underentreprenører. Mens tidligere regelverk i all hovedsak var rettet mot operatørselskapenes plikter, er det i forbindelse med ikrafttredelse av ny petroleumslov og nye sikkerhetsforskrifter 1. juli 1997 i større grad synliggjort at også andre aktører har plikter etter regelverket. Myndighetene vil fremdeles fremheve at rettighetshaverne har det overordnede ansvar for å se til at virksomheten totalt sett skjer innenfor de rammer myndighetene har fastsatt, og dermed plikter å legge til rette for og forsikre seg om at operatøren kan ivareta sine oppgaver på en forsvarlig måte.

Oljedirektoratets tilsyn har som et resultat av myndighetenes organisering av styring og tilsyn med helse, miljø og sikkerhet, i økende grad blitt rettet mot operatørselskapenes interne styringssystemer. I dagens forskriftsstruktur fremstår kravene til hovedelementene i slik styring oppstykket. Eksempelvis finnes forskjellige krav til styring i samtlige av de någjeldende 14 forskriftene som dekker forskjellige fagområder som for eksempel bore- og brønnoperasjon, eksplosjons- og brannbeskyttelse og bærende konstruksjoner.

I 1997 satte derfor Kommunal- og arbeidsdepartementet, i samråd med Miljøverndepartementet og Sosial- og helsedepartementet, Oljedirektoratet i gang med et arbeid for ytterligere å forenkle og klargjøre regelverket. Det nye regelverket er planlagt å tre i kraft i 2001. Det arbeides med en modell hvor antall forskrifter blir redusert fra 14 til 4, innenfor områdene

– styring

- operasjon
- teknologi
- dokumentasjon.

Arbeidet gjennomføres i nært samarbeid med Statens forurensningstilsyn og Statens helsetilsyn, noe som er en nødvendig forutsetning for å få gjennomført denne regelverksreformen.

Regelverksreformen har ikke som mål å endre målsettingen om et høyt sikkerhetsnivå, men vil videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. En slik omlegging vil, slik departementet ser det, gjøre regelverket lettere tilgjengelig og gi tilsynsmyndigheten så vel som næringen selv mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet er videre å legge til rette for større grad av utnyttelse av anerkjente industristandarder såvel som å bedre forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket overfor flyttbare innretninger.

Som en del av denne regelverksreformen gjennomføres langt på vei intensjonen om at samtlige eller deler av Oljedirektoratets tekniske veiledninger skal innarbeides i eksisterende eller nye industristandarder, og at industrien dermed påtar seg å vedlikeholde og videreutvikle disse i takt med utviklingen ellers. Forutsetningen for denne utviklingen er at den fremtidige oppdatering av standardene blir gjennomført etter fastlagte prosedyrer, der også hensynet til medvirkning fra arbeidstakerne og fra myndighetene blir ivaretatt på en forsvarelig måte.

I arbeidet med videreutvikling av regelverket viderefører Oljedirektoratet det nære samarbeidet med de berørte parter gjennom "Ekstern referansegruppe for regelverksutvikling" (ERR). Dette er et forum hvor sikkerhetsmyndighetene, næringen og partene i arbeidslivet jevnlig møtes for å diskutere regelverksutvikling. Arbeidsmiljø- og sikkerhetsmyndighetene har gode erfaringer med å opprettholde en bred kontaktflate med partene gjennom hele prosessen knyttet til regelverksutvikling. Kontakten i ERR bidrar således til en konstruktiv utveksling av informasjon og synspunkter. Denne prosessen bidrar til en felles forståelse, som igjen sikrer en effektiv iverksettelse og etterlevelse av regelverket.

Etter at det nye regelverket er trådt i kraft, vil det være en utfordring for tilsynsmyndighetene å sørge for at organisering og kompetanse er tilpasset de nye krav og i samsvar med den nye virkelighet tilsynsmyndighetene skal forholde seg til.

Gjennom det nye regelverket ønsker myndighetene i enda sterkere grad å fokusere på selskapenes egne ambisjoner for å videreutvikle nivået for helse, miljø og sikkerhet slik dette kommer til uttrykk i selskapenes handlings- og tilsynsplaner. Gjennom Oljedirektoratets tilsyn søkes det å understøtte forbedringsprosesser samt å evaluere selskapenes evne til å styre virksomheten i henhold til myndighetenes krav og selskapets egne krav og ambisjoner. Tilsynet bidrar også til at direktoratet kan fange opp utviklingstrekk i næringen generelt.

Det er et mål for Oljedirektoratets tilsyn å bidra til størst mulig forutsigbarhet ved konsistent forvaltning av regelverket. Dette gjøres blant annet ved valg av hensiktsmessige og effektive virkemidler som baseres på avveininger med hensyn til forebyggende og langsiktig effekt, forholdet mellom alvorlig-

hetsgrad og reaksjonstype, samt de signaleffekter virkemiddelbruken gir. Denne strategien gir selskapene mulighet til på eget initiativ å ta ansvar for å følge opp de aktuelle utfordringene. Dette bidrar igjen til å synliggjøre og understreke den rolle- og ansvarsdelingen som ligger til grunn for den systemrettede tilsynsfilosofien.

Utfordringen for myndighetene blir til enhver tid å ha tilstrekkelig oversikt over det faktiske risikobildet, slik denne strategien forutsetter. Som nevnt gir statistikk og skader og ulykker m.v. en viss indikasjon på hvordan helse, miljø og sikkerhet utvikler seg, men sier samtidig lite om den til enhver tid eksisterende risiko for at større ulykker kan inntreffe. Myndighetene kan ikke tillate seg å avvente en alvorlig hendelse før det iverksettes tiltak for å snu en mulig negativ utvikling. Sikkerhetsmyndighetene vil derfor vurdere tiltak som på en bedre måte kan belyse den faktiske risiko og sannsynlig utvikling av risikobildet fremover.

10.6 Utvikling av skader, ulykker og arbeidsbetingede sykdommer

10.6.1 Personskader

Frekvensen av personskader i olje- og gassvirksomheten har vist en jevnt fallende tendens sett over lang tid. Men de senere årene har frekvensen av personskader flatet ut. I noen tilfeller vil satsing på ny og bedre teknologi kunne redusere antall og omfang av skader. Det viktigste forbedringspotensialet er knyttet til tilrettelegging av arbeidet og bevisstgjøring av den enkelte aktør. Det vil si at skadene, etter myndighetenes mening, kan reduseres vesentlig uten særlig økte kostnader. Når det tas hensyn til den økonomiske gevinsten ved reduserte skader, vil slik satsing i tillegg til å hindre menneskelig lidelse også kunne vise seg lønnsom så vel for samfunnet som for selskapene.

Det foretas en omfattende registrering av ulykker og uønskede hendelser i olje- og gassvirksomheten. Oljedirektoratet har erfart at det fortsatt er et betydelig forbedringspotensiale når det gjelder å bruke disse dataene i det forebyggende arbeidet.

Oljedirektoratet har registrert at andelen personskader som vurderes som alvorlige, har sunket de senere årene. Dette kan tyde på at selskapenes og myndighetenes satsing på ulykkes- og skadeforebyggende arbeid gir resultater. Samtidig har direktoratet i den senere tid registrert et urovekkende antall nesten-ulykker med potensiale for svært alvorlige konsekvenser. Det er viktig å merke seg at antallet av alvorlige skader ikke er så stort at en kan gå ut fra at statistikken gir et riktig bilde av den faktiske risiko for slike ulykker.

10.6.2 Arbeidsbetingede sykdommer

Oljedirektoratet innskjerpet i begynnelsen av 1990-årene selskapenes plikt etter loven til å rapportere tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer. Fram til 2000 har antallet innmeldte tilfeller steget betydelig for hvert enkelt år. Det er åpenbart at økningen i all hovedsak har sammenheng med bedre rapporteringsrutiner. Det er således vanskelig å si noe sikkert om hvorvidt den faktiske forekomsten av arbeidsbetingede sykdommer øker eller avtar.

Oljedirektoratet har konstatert at innskjerpingen av rapporteringsplikten sammen med andre tiltak, har fått industrien til å fokusere på arbeidsbetin-

gede sykdommer, og antar at systematiske tiltak som nå settes i verk, etter hvert vil gi positive resultater. Målet er at frekvensen av arbeidsbetingede sykdommer skal bli brukt som en indikator på kvaliteten av arbeidsmiljøet. En slik indikator kan bli et nyttig verktøy i styringen av helse, miljø og sikkerhet i virksomhetene. For at frekvens av arbeidsbetinget sykdom skal kunne brukes som en indikator på den faktiske utviklingen på dette området, må rapporteringen være så fullstendig at endringer kan anses som statistisk signifikante. Så lenge det åpenbart fremdeles er en underrapportering, kan tallmaterialet ikke fullt ut nyttes på denne måten.

10.6.3 Spesielle problemområder

De seneste årene har det inntruffet flere dødsulykker om bord på forsyningskip i forbindelse med laste- og losseoperasjoner ved innretninger tilknyttet olje- og gassvirksomheten. Virksomheten på disse fartøyene er ikke petroleumsvirksomhet etter lovens definisjon, og faller dermed utenfor Oljedirektoratets myndighetsområde. På grunn av den nære tilknytningen forsyningsfartøyer o.l. har til olje- og gassvirksomheten, har Oljedirektoratet likevel tatt initiativ til samhandling med operatørselskaper, redere og Sjøfartsdirektoratet for å komme fram til tiltak som kan redusere risikoen for slike ulykker. Myndighetene følger opp utviklingen for å vurdere om de tiltak som er iverksatt, gir det forventede resultat.

Det har også i den senere tid skjedd flere alvorlige ulykker og en rekke ukontrollerte hendelser ved bruk av løfteinnretninger og løfteredskap på innretninger i olje- og gassvirksomheten. Løfteinnretninger og -redskap innebærer i sin natur et stort farepotensiale, og det er derfor viktig at selskapene har etablert gode systemer for forsvarlig vedlikehold og bruk av disse. Oljedirektoratet har intensivert tilsynet mot selskapenes aktiviteter på dette området.

Myndighetene har også vært opptatt av at ulykker og nesten-ulykker forårsaket ved at forskjellige gjenstander faller ukontrollert, har økt i antall og alvorlighet. Det dreier seg om alt fra mindre gjenstander som skiftenøkler o.l. til større utstyrsenheter med vekt på flere tonn. På grunn av de store høydeforskjellene som finnes på innretningene, kan også mindre fallende gjenstander forårsake alvorlige personskader, i verste fall tap av liv.

Disse problemområdene synes å ha som fellesnevner at de bakenforliggende årsaker er knyttet opp i "snarveier" i utførelse av arbeid, som følge av økt tempo og arbeidspress. Økte krav til såkalt flerfaglighet blant personellet medfører videre at personer oftere blir eksponert for arbeidssituasjoner de ikke er rutinerne i.

Oljedirektoratet har også satt søkelys på bruken av helikoptertransport, blant annet som følge av helikopterulykken i september 1997, da et helikopter havarerte på vei ut til Norne-feltet, og alle 12 ombord omkom. Transport av personell til og fra innretningene faller ikke direkte inn under olje- og gassmyndighetenes forvaltningsområde.

Hendelsen bidro til å rette søkelyset mot tilstrekkelig boligkapasitet på innretningene som alternativ til helikoptertransport. Tidspress i utbyggingsprosjektene har i flere tilfeller resultert i at innretninger installeres på feltet før de er ferdigstilt. Dette fører til et stort behov for arbeidskraft som må dagpendle til andre innretninger eller til land fordi boligheten ikke er dimensjo-

nert for en midlertidig forhøyet bemanning. Tilsvarende problemstillinger opptrer også ofte i forbindelse med modifikasjons- og vedlikeholdsarbeider på innretninger i driftsfasen.

Persontransport med helikopter utgjør en betydelig del av den samlede risiko for personell som arbeider på kontinentalsokkelen. Forsvarlig sikkerhet ved bruk av helikopter er derfor avhengig av en løpende oppfølging av sikkerhetsstyringen hos operatørselskapene og helikopterentreprenørene. Revisjoner som enkelte operatørselskap har utført overfor helikopterentreprenørene, viser at det er nødvendig også for tilsynsmyndighetene å fokusere på sikkerhetsstyringen i forbindelse med persontransport med helikopter.

Oljedirektoratet har derfor tatt initiativ til kontakt med de involverte partene for å sette på dagsordenen problemstillinger knyttet til dagpendling til innretninger til havs. I samarbeid med Luftfartstilsynet har Oljedirektoratet utført flere koordinerte tilsynsaktiviteter rettet mot bruk av helikopter i petroleumsvirksomheten i 1998 og 1999. Tilsynsaktiviteten har omfattet både operatørselskap og helikopterentreprenører. Luftfartstilsynet har i tillegg gjennomført egne tilsynsaktiviteter rettet mot helikopterentreprenørenes sikkerhets- og kvalitetssystemer.

Alle involverte parter i tilsynsaktivitetene, har vært entydig positive til slike koordinerte tilsyn. Denne formen for tilsyn har blant annet bidratt til å klargjøre grenseflatene mellom petroleums- og luftfartsregelverket både mellom tilsynsmyndighetene og overfor brukerne av regelverket.

10.6.4 Forurensningsskader

Siden oljeutblåsningen på Ekofisk i 1977 har det ikke inntruffet noen ulykker i olje- og gassvirksomheten som har medført vesentlig forurensning av havet. Oljedirektoratet samarbeider med Statens forurensningstilsyn når det gjelder å hindre miljøskader som følge av olje- og gassvirksomheten til havs. Oljedirektoratet fører tilsyn med operatørselskapenes styring med tiltak som skal hindre uforutsette utslipp som følge av ulykker og uønskede hendelser. Statens forurensningstilsyn har myndighetsansvaret med hensyn til kontroll med planlagte utslipp gjennom ordningen med utslippstillatelser.

Fraværet av større forurensningsskader kan imidlertid ikke tas som en garanti for at det ikke eksisterer en risiko for at det kan inntreffe en ulykke i form av utblåsning e.l. som kan medføre omfattende oljesøl. En forskningsstudie som har vært gjennomført av en uavhengig konsulent, konkluderer tvert imot med at risikoen for slike ulykker vil kunne øke i årene fremover. Årsaken til en slik mulig utvikling er at det samlede antall brønner på norsk kontinentalsokkel øker, samtidig som gjennomsnittsalderen på innretningene øker, med tilhørende økning i omfanget av brønnvedlikehold. Leteboring på stadig større vanddyp skaper også særlige utfordringer med hensyn til beredskap mot mulige problemer under boring eller brønnvedlikehold.

Myndighetene ser det som et mål å føre tilsyn med at næringen håndterer de nye utfordringene på en slik måte at den potensielt negative utviklingen som konsulentrapporten antyder, kan motvirkes i størst mulig grad.

10.6.5 Materielle skader

Olje- og gassvirksomheten preges av store investeringer konsentrert på de enkelte innretninger. En enkelt ulykkeshendelse kan derfor føre til tap i milliardklassen. Sist en slik ulykke inntraff, var da betongunderstellet til Sleipner A-innretningen sank under trykkprøving i Gannsfjorden i 1991. Til alt hell ble ingen mennesker skadet i denne ulykken.

Etter denne hendelsen har det ikke inntruffet noen ulykker som har ført til betydelige materielle skader. Dette har bidratt til en gjennomgående høy regularitet i den norske olje- og gassproduksjonen.

Forhold som nevnt i forrige punkt med hensyn til mulig økt risiko for forurensningsskader, gjelder også for potensialet for ulykker som kan medføre omfattende materielle skader.

10.6.6 Gasslekkasjer

Oljedirektoratet mottar rapporter om utilsiktede utslipp av hydrokarbongass på innretningene. De siste årene har antallet slike rapporter vært i området 100 til 150. De fleste utslippene er av liten størrelse. Antallet av slike hendelser gir likevel grunn til bekymring, fordi en eventuell antennelse av et slikt utslipp kan føre til brann eller eksplosjon som under uheldige omstendigheter kan utvikle seg til en større ulykke.

Direktoratet har også registrert enkelte nesten-ulykker som kunne medført betydelig gasslekkasje. Det har dreid seg om tilfeller der det på grunn av utilstrekkelig planlegging og ledelse av arbeid om bord på innretningene, har vært satt i gang arbeid på utstyr og rørledninger som skulle være trykkløse, men som har vist seg å stå under fullt trykk. Sikkerhetsmyndighetene ser svært alvorlig på disse hendelsene. OD vil se til at operatørselskapene har tilstrekkelig fokus på dette problemkomplekset og at næringen iverksetter de nødvendige tiltak.

Forskning i de senere årene om gasseksplosjoner, blant annet fullskalaforskning som er utført i Storbritannia, har vist at hittil anerkjente beregningsmodeller kan ha underestimert de overtrykk som kan oppstå ved en gasseksplosjon. Oljedirektoratet følger opp det arbeid som operatørselskapene gjennomfører for å undersøke betydningen av de nye kunnskapene om dette på sine innretninger.

Dersom nye beregninger viser at virkningene av en gasseksplosjon kan gi konsekvenser utover det som er lagt til grunn for konstruksjonen av innretningene, forsterkes viktigheten av tekniske og prosedyremessige tiltak, først og fremst på den preventive siden. Det kan også vise seg nødvendig med konsekvensreducerende tiltak i form av ombygginger. Dette kan i visse tilfeller innebære store kostnader. Oljedirektoratet vil derfor fortsatt ha oppmerksomhet rettet mot dette problemområdet, ved å se til at operatørselskapene iverksetter de nødvendige tiltak på en mest mulig kostnadseffektiv måte.

10.7 Erfaringer fra Oljedirektoratets tilsyn

Det er tidligere i denne meldingen slått fast at norsk kontinentalsokkel er blitt en moden oljeprovins. Dette innebærer at virksomheten, i tillegg til nye utbygginger, også preges av modifiseringer av eksisterende innretninger, samt i

stor grad også av utbyggingsløsninger hvor nye, mindre funn fases inn mot eksisterende infrastruktur. Utvikling av en samlet teknisk infrastruktur som både innebærer utvikling av ny teknologi og aldrings- og vedlikeholdsproblematikk, gir store utfordringer for oppfølging også innenfor helse, miljø og sikkerhet.

Et annet viktig forhold er knyttet til organisatoriske aspekter, hvor de store aktørene inngår nye samarbeidsformer og fusjoner, og hvor aktørbildet endrer seg ved at andre og nye aktører ser muligheter for utnyttelse av marginale ressurser. I det systemrettede tilsyn er disse forhold svært viktige å følge opp.

Myndighetenes ressursinnsats innenfor tilsynet i den siste tiårsperioden har holdt seg på et tilnærmet konstant nivå. Strengt prioriteringer og effektivisering gjennom økt vekt på det systemrettede tilsyn har vært medvirkende til at hovedkonklusjonen i tilsynet er at olje- og gassvirksomheten skjer innenfor forsvarlige rammer, i samsvar med regelverket som gjelder for virksomheten. Utviklingen i 1999 har imidlertid gitt indikasjoner på at vi står overfor en situasjon hvor vi i de nærmeste årene kan se en negativ utvikling.

Oljedirektoratet har, etter tilsyn med operatørselskapenes styring med de pågående organisatoriske endringsprosesser, i flere tilfeller konkludert med at selskapene ikke har god nok styring med disse prosessene, med hensyn til å vurdere konsekvensene av slike endringer på helse, miljø og sikkerhet. Overfor flere operatører har direktoratet i løpet av 1999 således gitt pålegg om å foreta en totalgjennomgang av styringen av endringsprosessene. Denne type pålegg representerer et stort inngrep i operatørenes styring av egen virksomhet.

På selve innretningene har direktoratet gjort en lang rekke observasjoner som indikerer at den tekniske tilstanden på mange innretninger er i ferd med å nærme seg et uforsvarlig nivå, med de konsekvenser det vil kunne få med hensyn til fortsatt drift. Årsakene kan i de fleste tilfellene føres tilbake til manglende eller utilstrekkelig vedlikeholdsstyring, som igjen ofte viser seg å være et resultat av utilstrekkelig eller dårlig styrte endringsprosesser.

Oljedirektoratet har også registrert at selskapenes egen oppfølging av ulykker og uønskede hendelser er blitt dårligere. Dette skyldes mangel på faglig kompetanse innenfor de forhold som skal undersøkes, feilaktig eller utilstrekkelig metodikk, og i noen tilfeller også manglende evne og/eller vilje til å gjennomføre tiltak.

Oljedirektoratet har i de siste årene økt omfanget av tilsynsvirksomheten direkte mot eiere av flyttbare innretninger, først og fremst boreinnretninger. Tilsynet har påvist store mangler ved riggeiernes regelverkskompetanse. Den synlige virkningen av dette er at et urovekkende høyt antall avvik med betydning for helse, miljø og sikkerhet har blitt avdekket på flere boreinnretninger. Disse avvikene er påvist gjennom Oljedirektoratets tilsyn eller av operatøren som har kontrakt med riggeieren, men ikke av riggeiers egen organisasjon.

Dette har medført at operatørselskapet i enkelte tilfeller har måttet stanse bruken av bestemte innretninger, med de økonomiske konsekvensene dette innebærer for begge parter. Operatørselskapene har måttet øke ressursbruken overfor riggeierne som følge av at prosessen med å kvalifisere innretningen har vist seg å være mer krevende enn tidligere.

For Oljedirektoratet har forholdet også medført økt ressursbruk og lengre behandlingstid, noe som også har uønskede konsekvenser for letetekstene.

Myndighetene mener det er av stor viktighet med en god dialog mellom næringen og myndighetene i spørsmål knyttet til oppfølgingen av regelverkets krav til helse, miljø og sikkerhet. En slik dialog er av stor betydning for å videreføre det konstruktive samarbeidet som tidligere har preget forholdet mellom næring og myndigheter, og som i stor grad er bygget inn som en forutsetning for regelverk, tilsynsmetodikk og virkemiddelbruk. Som nevnt i innledningen til dette kapitlet, har utviklingen i 1999 gitt antydning om et mulig "hardere klima" i dialogen mellom myndighetene og næringen. Myndighetene vil derfor nøye følge denne utviklingen, og løpende vurdere tiltak som kan motvirke en uønsket utvikling på dette området. Dersom en mulig negativ utvikling på dette området skulle materialisere seg tydeligere, vil myndighetene måtte vurdere å endre virkemiddelbruken tilsvarende.

Det vises for øvrig til Oljedirektoratets årsberetninger som hvert år gir en utførlig beskrivelse av prioriteringer i tilsynet og erfaringene fra dette, oversikt over ulykker, personskader, m.m.

10.8 Forslag til tiltak

Olje- og gassvirksomheten vil i en tid fremover fortsatt være preget av et høyt aktivitetsnivå, stort beslutningstempo og en økende kompleksitet både teknisk og organisatorisk. Oljedirektoratets utfordring blir å utvise den nødvendige tilpasningsevne og kreativitet for å kunne gjennomføre et effektivt tilsyn ved hjelp av de tilgjengelige ressurser. Videre vil det løpende måtte vurderes om det er behov for endringer i regelverket, tilsynsmetodikken eller virkemiddelbruken, for å ta hensyn til eventuelle endringer i aktørbildet.

Ettersom det fremdeles inntreffer uakseptable ulykker og skader som kunne vært unngått, vil det fortsatt være et mål for Kommunal- og regionaldepartementet å videreutvikle sikkerheten og arbeidsmiljøet i olje- og gassvirksomheten.

Mens utfordringene tidligere besto i å bringe risiko og skadetall ned til et akseptabelt nivå, ser departementet det slik at utfordringen i årene fremover først og fremst vil være å hindre at utviklingen fører til at risikoen og dermed ulykker og skader igjen vil øke. Som tiltak for å hindre en negativ utvikling, og som et grunnlag for fortsatt forbedring, foreslår Kommunal- og regionaldepartementet:

- De grunnleggende prinsippene som dagens regelverk og tilsynsregime bygger på innenfor helse, miljø og sikkerhet, videreføres i den fremtidige forvaltningen.
- Ordningen med et koordinert myndighetstilsyn i olje- og gassvirksomheten videreføres og styrkes.
- Det løpende tilsynet med helse, miljø og sikkerhet i olje- og gassvirksomheten vil bli gitt nødvendig prioritet, basert på de erfaringer myndighetene har med risikonivået.
- Det må fortsatt stilles krav til teknologiske kompetanse og erfaring innenfor helse, miljø og sikkerhet til fremtidige samlede rettighetshavergrupper.

- Det legges vekt på veiledning av nye aktører med hensyn til forståelse av regelverk, tilsynsordning og prinsippene for kommunikasjon og dialog med myndighetene.
- Kommunal- og regionaldepartementet har igangsatt et arbeid for å kunne frembringe en oversikt over utviklingen av risikonivået på kontinentalsokkelen. En slik oversikt vil kunne danne grunnlag for å ta stilling til utviklingstrekk og for å kunne styre innsatsen slik at effekten av tiltakene blir størst mulig.
- Det legges vekt på tilsynet med hvordan ordningene for arbeidstakermedvirkning ivaretas i en nytt og mer komplekst aktørbilde.

Boks 10.1 Hva er helse, miljø og sikkerhet?

Norsk lovverk gir begrepene sikkerhet og arbeidsmiljø et bredt innhold. Petroleumsloven fastslår at virksomheten skal ivareta hensynet til sikkerhet for

- personell
- miljø
- økonomiske verdier
- driftstilgjengelighet.

Sikkerhetsbegrepet omfatter også beskyttelse av det ytre miljø hva angår forebyggende tiltak. Videre stilles også krav til beskyttelse av de økonomiske verdier innretninger og fartøyer representerer, herunder sikring av kontinuitet i leveransene til kjøperne av olje- og gassproduksjonen. Dette illustrerer den bredden i sikkerhetsbegrepet samfunnet legger til grunn for å styre virksomheten slik at petroleumsressursene kommer hele det norske samfunn til gode i et langsiktig perspektiv.

- Tilsvarende er begrepet arbeidsmiljø vidtfavnende, og omfatter
- fysisk arbeidsmiljø
- ergonomi
- psykososiale forhold
- personsikkerhet.

Et fullt forsvarlig arbeidsmiljø bidrar også til en best mulig utnyttelse av de menneskelige ressursene, og kan således bidra til økt effektivitet i bedriftene. Satsing på arbeidsmiljø kan bidra til færre arbeidsbetingede sykdommer, som i tillegg til lidelser for den enkelte, påfører bedriftene og samfunnet betydelige kostnader.

I den senere tid har begrepet helse, miljø og sikkerhet (HMS) blitt tatt i bruk, særlig i industrien. Selv om dette begrepet foreløpig ikke er blitt klart definert, har regjeringen valgt å bruke dette begrepet i denne meldingen, og da i samme betydning som de definisjoner som ovenfor er gitt på begrepene sikkerhet og arbeidsmiljø.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 9. juni 2000 om olje- og gassvirksomheten blir sendt Stortinget.

Vedlegg 1

Liste over utrykte vedlegg

1. Oljedirektoratets årsberetning for 1998
 2. Oljedirektoratets årsberetning for 1999
 3. Wood Mackenzie: Langsiktige utviklingstrekk i gassmarkedet.
 4. SNF, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning: Hjemlandseffekter av direkte utenlandsinvesteringer.
 5. Bedriftsøkonomisk institutt: Perspektiver på norsk oljeindustri som næringsklynge.
 6. Christian Michelsens institutt: Effekten på mottagerlandene av utenlandsinvesteringer.
 7. NUPI: Norsk oljevirksomhet i Aserbajdsjan vurdert i lys av menneskerettar og demokratiutvikling.
 8. NUPI: Bildet den politiske opposisjonen i Aserbajdsjan har av norsk og vestlig oljeindustri.
 9. Universitetet i Oslo, Senter for studier av teknologi, innovasjon og kultur (TIK): Nyten av norske direkte investeringer i petroleumsvirksomheten i Aserbajdsjan.
 10. Oxford Institute for Energy studies og CICERO: The Impact of Kyoto on Fossil Fuel Markets.
 11. Arthur D Little: The Competitiveness of the Norwegian Continental Shelf in the Light of Recent Market Changes.
 12. Arthur D Little: Drivers and Barriers to Operating on the Norwegian Continental Shelf.
 13. Wood Mackenzie: Comparative Fiscal Regimes Study.
 14. Wood Mackenzie: Comparision of efficiency, incentives and government take.
 15. Dr. oecon. Petter Osmundsen ved HiS/NHH: Effektivitet, insentiv og proveny.
 16. Arthur D Little: Review of Criteria for Allocation of licenses.
 17. Hans Henrik Ramm: Tildelingskriterier for konsesjonstildeling.
-
-