



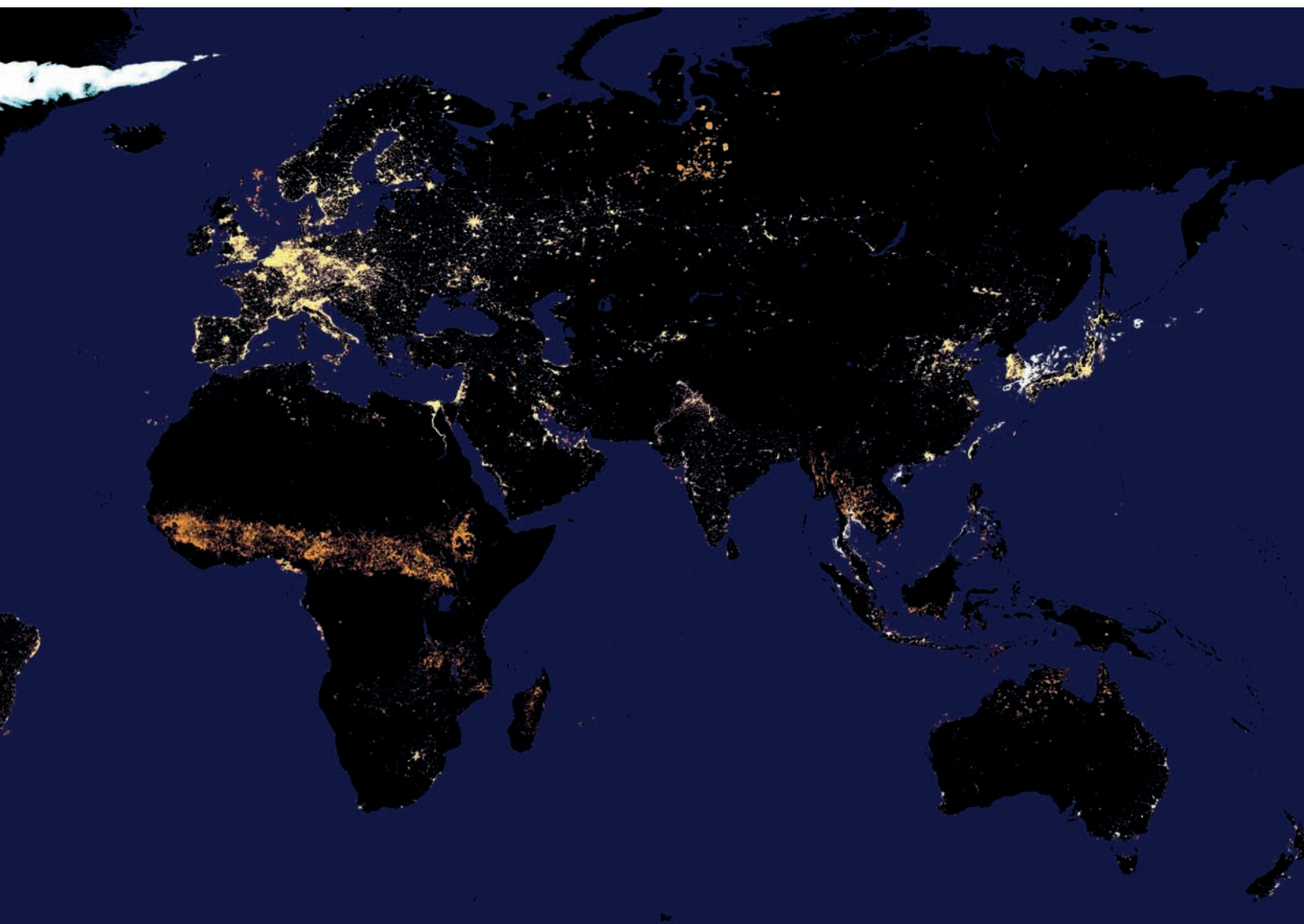
DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Meld. St. 28

(2010–2011)

Melding til Stortinget

En næring for framtida
– om petroleumsvirksomheten



Innhold

1	Mål og sammendrag	5	4	Utvinning av påviste ressurser	50	
1.1	Mål	5		Potensial og teknologi for å utvinne mer	51	
1.2	Internasjonale rammer	7	4.1	Potensialet ved høyere utvinningsgrad	51	
1.3	En næring for framtida	7		Løsninger som kan gi økt utvinningsgrad	53	
1.4	Tiltak	9	4.1.1	Tiltak – det rettslige rammeverket	55	
1.4.1	Utvinning av påviste ressurser	9		Stemmeregler	56	
1.4.2	Finne mer i åpnete områder	10	4.1.2	Forutsigbar forlengelse av konsesjonstiden for utvinnings-		
1.4.3	Forvaltning av uåpnede områder ..	11		tillatelser	57	
1.4.4	Sysselsetting, ringvirkninger og forskning	12	4.2	Oppfølging av felt i senfase	58	
1.4.5	Muligheter i nord	12		Tiltak – kostnadsnivå og lønnsomhet	59	
1.4.6	Inntekter til staten	13	4.2.1	Boring og brønn	59	
1.4.7	Det ytre miljø, beredskap og sikkerhet	14	4.2.2	Samordning	61	
			4.2.3	Kost/nyttevurderinger ved ny regulering/innstrammet praksis	61	
2	Norsk sokkel i endring	15	4.3	Fellesdugnad for å redusere driftskostnadene	62	
2.1	Ressursbasen	16		Tiltak – aktørbildet og konkurransesituasjonen	62	
2.2	Aktivitetsnivå	18	4.3.1	Petoro og SDØE	63	
2.2.1	Produksjon	18	4.3.2	Skattemessig behandling av letekostnader	63	
2.2.2	Leteaktivitet	19	4.3.3	Tiltak – teknologiutvikling	64	
2.2.3	Investeringer og sysselsetting	21		Infrastruktur – bruk og videreutvikling	65	
2.2.4	Inntekter til staten	22	4.3.4	Det norske gasstransport-systemet – organisering og regulering	65	
2.3	Utslipp til sjø og luft	22		Tredjepartsbruk av innretninger ..	68	
2.4	Kostnadsnivå og lønnsomhet	23	4.4	Utbygging av funn	69	
2.5	Et mangfold av aktører	26		Funn nær utbyggingsbeslutning ..	69	
2.5.1	Letefasen	27	4.5	Øvrige funn	70	
2.5.2	Utbyggingsfasen	27		Lønnsomhet for små funn – standardisering	71	
2.5.3	Driftsfasen	29	4.6	Navnsetting av petroleumsforekomster	72	
2.5.4	Leverandørindustrien	31	4.6.1	Eierskap og beskatning av innretninger	73	
2.6	Muligheter i de ulike områdene på kontinentalsokkelen	32		Utbygging av funn gir ringvirkninger	73	
2.6.1	Den sørlige Nordsjøen	32	4.6.2			
2.6.2	Den midtre del av Nordsjøen	34	4.7			
2.6.3	Den nordlige del av Nordsjøen	34	4.7.1			
2.6.4	Norskehavet	36	4.7.2			
2.6.5	Barentshavet	36	4.7.3			
3	Olje- og gasspriser understøtter lønnsom aktivitet	40	4.7.4			
3.1	Oljemarkedet	40	4.7.5			
3.1.1	Utviklingstrekk	40	4.7.6			
3.1.2	Etterspørselen	41		5	Finne mer i åpnete områder ..	76
3.1.3	Tilbudet	42		5.1	Uoppdagede ressurser i åpnet areal	77
3.1.4	Oljeprisen	43				
3.2	Gassmarkedene	44				
3.2.1	Utviklingen i gassmarkedet	44				
3.2.2	Gassetterspørselen i Europa	45				
3.2.3	Gasstilbudet i Europa	46				
3.2.4	Gasspriser	48				
3.3	Oppsummering	48				

5.2	Leteaktivitet innenfor en helhetlig havforvaltning	78	8	Syssetsetting, ringvirkninger og forskning	129
5.2.1	Forvaltningsplanene og letepolitikken	78	8.1	Sokkel og land	130
5.2.2	Samspill med fiskerinæringen	79	8.2	Petroleumsvirksomheten gir arbeid til mange	131
5.3	Letepolitikken	81	8.2.1	Lokalisering av leverandørindustrien	133
5.3.1	Modne områder – TFO	82	8.3	Framveksten av næringen	133
5.3.2	Umodne områder – nummererte runder	87	8.3.1	Industriell erfaring og kultur	134
5.4	Nye og andre typer aktører	89	8.3.2	Kompetanse	135
5.4.1	Krav til selskaper og prekvalifisering	89	8.3.3	Regional utvikling	136
5.4.2	Nye aktører bidrar til mer leting ..	90	8.4	Store muligheter i nord	137
5.5	Leting er lønnsomt	93	8.4.1	Ringvirkninger av utbygginger	139
6	Forvaltning av uåpnede områder	94	8.4.2	Framtidige utbygginger	140
6.1	Tidsriktig åpning av nytt areal	95	8.4.3	Analyse av ringvirkninger i regionen	140
6.2	Arealoversikt	95	8.4.4	Utfordringer knyttet til økte ringvirkninger	141
6.3	Åpningshistorikk	95	8.5	Næringen lykkes internasjonalt	144
6.4	De uåpnede områdene	97	8.5.1	INTSOK	145
6.4.1	Havområdene ved Jan Mayen	97	8.5.2	Nord-Russland – en ny mulighet for norsk næringsliv	146
6.4.2	Norskehavet	101	8.6	Industriell bruk av gass i Norge – rammer og muligheter	146
6.4.3	Barentshavet sør	103	8.6.1	Våtgass	147
6.4.4	Barentshavet nord og Polhavet	105	8.6.2	Tørrgass	148
6.4.5	Nordsjøen og Skagerrak	106	8.6.3	Vurderinger	148
6.4.6	Elementer i en åpningsprosess	108	8.7	Teknologi, forskning og kompetanse	149
7	Det ytre miljø, beredskap og sikkerhet	110	8.7.1	Prioriteringer innenfor forskning og utvikling	150
7.1	Moderne og omfattende regulering	111	8.7.2	Insentiver og finansiering av forskning og utvikling	152
7.2	Driftsutslipp til sjø	112	8.7.3	Organiseringen av den offentlige petroleumsforskningen	153
7.2.1	Virkemidler for å redusere regulære utslipp til sjø	113	8.7.4	Kompetanse og rekruttering av arbeidskraft	154
7.3	Utslipp til luft	115	9	Inntekter til staten	156
7.3.1	Virkemidler for å redusere utslipp til luft	116	9.1	EITI	156
7.3.2	Klimakur 2020	118	9.2	Petroleumsskattesystemet	157
7.3.3	Kraft fra land	119	9.3	Avgifter	158
7.4	Akuttutslipp til sjø	123	9.4	Utbytte fra Statoil ASA	158
7.4.1	Risikoen for akuttutslipp av olje ...	124	9.5	Statens direkte økonomiske engasjement	158
7.4.2	Virkemidler og tiltak for å redusere risikoen for akuttutslipp	125	9.5.1	SDØE-andeler i konsesjonsrundene	162
7.5	Sikkerhet på norsk sokkel	126	9.5.2	Departementets vurdering	162
7.6	Disponering	127	Kilder	163	



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Meld. St. 28

(2010–2011)

Melding til Stortinget

En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 24. juni 2011,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

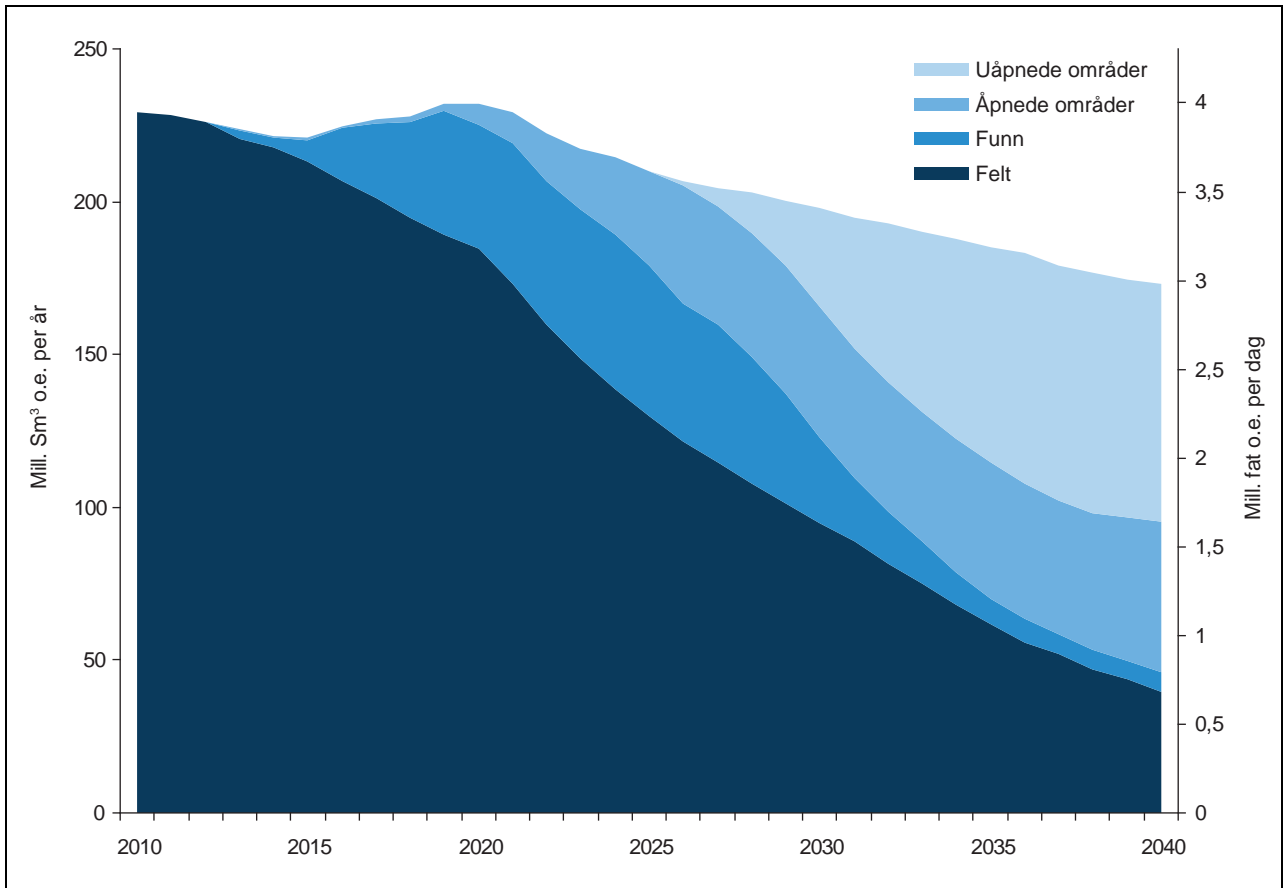
1 Mål og sammendrag

1.1 Mål

Norges petroleumsressurser er det norske folks eiendom og skal komme hele samfunnet til gode. Dette har vært utgangspunktet for forvaltningen av petroleumsressursene de siste 50 år. Konsepsjonslovgivningen fra 1909 omhandler reguleringen av vannkraft men har også vært relevant for petroleumsvirksomheten. Lovgivningen fastsatte hjemfallsrett, presiserte at det er det norske folk som eier vannressursene og at grunnrente skulle tilfalle fellesskapet. De samme prinsippene har blitt fulgt i forvaltningen av petroleumsressursene.

Det er om lag 50 år siden muligheten for å finne petroleumsforekomster på norsk sokkel ble et tema. I 1963 erklærte Norge statsoverhøyhet over kontinentalsokkelen. Dette ga staten retten til utforskning og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster. To år senere ble Norge, Storbritannia og Danmark enige om at midtlinjepriippet skulle legges til grunn for å etablere grensene til havs. Gjennom behandlingen av St.meld.

nr. 76 (1970–71), *Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkelen m.m.*, stilte Stortinget seg bak det som i ettertid har blitt kalt «de ti oljebud». Oljebudene peker på at petroleumspolitikken må være helhetlig og at nasjonal styring og kontroll er viktig for å sikre at forvaltningen av ressursene kommer hele det norske samfunn til gode. Noen år senere i St.meld. nr. 25 (1973–74), *Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn*, la Bratteli-regjeringen opp til at petroleumsressursene skulle benyttes til å utvikle et «kvalitativt bedre samfunn». Utviklingen av norsk petroleumskompetanse, både forvaltningsmessig og kommersielt, var viktige delmål. Derfor ble Oljedirektoratet og Statoil opprettet. Sammen med oppbyggingen av Norsk Hydro og Saga Petroleum ga dette et vesentlig bidrag til å bygge opp et norsk industrielt miljø innen petroleumsvirksomheten. Verft, rederier, seismikkelskap, ingeniørbedrifter, forsknings- og utviklingsmiljøer var sentrale bestanddeler i dette. En sunn konkurranse og et mangfold i alle ledd av verdikjeden har vært viktige forutset-



Figur 1.1 Mulig produksjonsforløp ved bred satsing på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

ninger for god ressursutnyttelse på norsk sokkel. Regjeringen vil fortsatt legge til rette for dette.

Forvaltningen av petroleumssressursene har vært en suksess. Målsettingen om et kvalitativt bedre samfunn beskriver godt noe av resultatet av petroleumsvirksomheten. I dag er petroleumsvirksomheten Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Petroleumsnæringen sysselsetter i dag om lag 43 000 personer, men over 200 000 personer kan direkte eller indirekte knyttes til etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Siden 1970-tallet har store inntekter fra virksomheten bidratt til å bygge velferdssamfunnet. De overskytende inntektene forvaltes i Statens pensjonsfond utland; markedsverdien har vokst til over 3000 mrd. kroner. I henhold til handlingsregelen tilsier en slik størrelse på fondet at Statsbudsjettet kan tilføres over 120 mrd. kroner årlig.

Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Petroleumssressursene skal også framover bidra til kvalitativt bedre liv i Norge. For å nå målet må forvaltningen være hel-

hetlig og basert på kunnskap og fakta. Forvaltningen av ressursene skal skje innenfor forsvarlige rammer når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Rollen som petroleumspoliticke skal forenes med en ambisjon om å være ledende i miljø- og klimapolitikken. Det er risiko for storulykker knyttet til å drive petroleumsvirksomhet. En nødvendig forutsetning for en langsiktig utvikling av petroleumssressursene er at næringen håndterer denne risikoen på en forsvarlig måte. Det er viktig at arbeidet med kontinuerlig forbedring innen helse, miljø og sikkerhet videreføres og styrkes.

Hovedlinjene i petroleumspolitikken ligger fast. Det er viktig å bygge videre på den vellykkede forvaltningen av ressursene. Hovedutfordringen for å oppnå målet i politikken er økt utvinning fra felt, utbygging av funn og påvisning av uoppdagede ressurser. For å få til dette er det viktig at det foretas justeringer i virkemiddelbruken når utviklingen i næringen og/eller ressursbasen tilsier at det er hensiktsmessig. Samspillet mellom stat, oljeselskaper, leverandørindustri og forskningssektoren er en viktig del av norsk petroleumsforsvaltning.

Petroleumsvirksomheten til havs, den etterspørsel den genererer på fastlandet og de statlige inntekter som den gir i dag har stor betydning for norsk økonomi. Det er viktig å ha med seg dette større bildet når enkeltsaker og enkeltforhold innen virksomheten diskuteres. Navn er viktige som symbol. Dette gjelder også for petroleumsforekomster. Mange felt i Norge har navn som er hentet fra norrøn mytologi og har dype nasjonale røtter. Dette er en tradisjon som bør videreføres. De navnene fra norrøn mytologi som har sterkest symboleffekt er imidlertid allerede i bruk. Det er derfor behov for også å vurdere nye typer navn. De navn som gis større felt i nye områder bør speile viktigheten av næringen, både for landsdeler og for landet som helhet. Departementet vil derfor foreta en justering i navnsettingen av petroleumsforekomster slik at de passer inn i en nasjonal kontekst og historieskriving.

1.2 Internasjonale rammer

Utsiktene for både olje- og gassmarkedene framover legger grunnlag for lønnsom produksjon av Norges petroleumsressurser, forutsatt at kostnadsutviklingen holdes under kontroll.

Sikker tilgang på energi er en nøkkelfaktor for utviklingen i verdensøkonomien og henger nært sammen med velstandsnivå og -utvikling. Energi bruk gjør at arbeidskraft kan frigjøres fra lavproduktivt manuelt arbeid. Resultatet blir økt produksjon, høyere lønninger og en mindre fysisk krevende arbeidssituasjon. Store deler av verdens befolkning bruker lite energi. 1,5 mrd. mennesker har ikke tilgang til elektrisitet. Bedre tilgang på moderne energiformer er nødvendig for at disse menneskene skal løftes ut av fattigdom. Den tid som i dag brukes på å skaffe brensel kan frigjøres. Lys vil gjøre bedre skolegang mulig. Mer ressurser kan brukes til å produsere, skaffe og lage mat. Regjeringen vil arbeide for effektive og velfungerende olje- og gassmarkeder og for å utdype energidialogen mellom produsent- og konsumentland.

Fossile energikilder står for om lag 80 pst. av verdens energiforsyning og er hovedårsaken til utslipp av klimagasser og menneskeskapt global oppvarming. Omfattende endringer i energibruken er nødvendig dersom skadelige klimaendringer skal unngås. Økt produksjon av fornybar energi, energieffektivisering, erstatning av kull med gass samt fangst og lagring av CO₂, er noen av de viktigste tiltakene som vil kunne lede til lavere CO₂-utslipp. Norge er og har alltid vært en stabil og forutsigbar leverandør av olje og gass.

Dette er i dag et konkurransefortrinn. Gass kan forene de europeiske målene om leveringssikker energi og reduserte utslipp av klimagasser. Dersom kull blir erstattet med gass i elektrisitetsproduksjonen i Europa, vil dette tiltaket alene vært nok til å oppfylle deres CO₂-målsettinger for 2020. I tillegg har gass egenskaper i kraftproduksjon som letter innfasing av fornybar kraftproduksjon, og kan derfor bidra til ytterligere CO₂-reduksjoner. Gasskraftverk virker godt sammen med for eksempel vind- eller solkraft, da det raskt og effektivt kan produsere kraft når det ikke blåser eller er sol. Regjeringen vil derfor intensivere arbeidet for at naturgassens fortrinn framfor bruk av kull tas i betraktning når rammene for Europas energistruktur legges.

Regjeringens overordnede mål i klimapolitikken er å bidra til å begrense den menneskeskapte temperaturstigningen til maksimalt to grader i forhold til førindustrielt nivå. En gjennomgående forandring av det globale energisystemet er påkrevd for at utslippene skal kunne reduseres slik at togradersmålet nås.

Regjeringen vil forene rollen som stor energi produsent med en ambisjon om å være ledende i miljø- og klimapolitikken gjennom å fortsette å utnytte petroleumsressursene samtidig som arbeidet med å effektivisere aktiviteten på kontinental-sokkelen skal videreføres. Virksomheten på kontinental-sokkelen skal være best også når det gjelder energieffektiv olje- og gassproduksjon. Virkemiddelbruken i sektoren legger til rette for iverksetting av tiltak og utvikling av nye og mer effektive løsninger.

1.3 En næring for framtida

Olje- og gassvirksomheten er i en annen fase enn for ti år siden. Oljeproduksjonen er redusert mens gassproduksjonen har økt. Kostnadsnivået er vesentlig høyere. Den teknologiske utviklingen har gått videre. De åpnede områdene er blitt mer modne, produserende felt har blitt eldre, leteaktiviteten har økt betydelig. Mange flere oppstrømsselskaper er involvert i virksomheten, aktørbildet har blitt bredere. Forventningene til framtidige priser på olje og gass har økt.

En sentral forutsetning for å videreutvikle petroleumsvirksomheten er at vi har en ressursbase som kan nyttiggjøres. Vi har i løpet av de siste 40 år hentet ut om lag 40 pst. av de forventede utvinnbare ressurser. Vi har produsert en større andel av oljen enn av gassen. 60 pst. av ressursbasen ligger igjen i bakken. I tillegg kommer

Boks 1.1 De 10 oljebud

De 10 oljebuden er punkter i en prinsipperklæring for norsk oljepolitikk som industrikomiteen la fram som Stortingsmelding av 14. juni 1971. De har senere blitt kalt de 10 oljebud og var en presisering av hva som skulle til for at oljevirkosomheten skulle komme «hele landet til gode»:

1. At nasjonal styring og kontroll må sikres for all virksomhet på den norske kontinentalsokkel.
2. At petroleumsvinnene utnyttes slik at Norge blir mest mulig uavhengig av andre når det gjelder tilførsel av råolje.
3. At det med basis i petroleum utvikles ny næringsvirksomhet.
4. At utviklingen av en oljeindustri må skje under nødvendig hensyn til eksisterende næringsvirksomhet og natur- og miljøvern.
5. At brenning av unyttbar gass på den norske kontinentalsokkel ikke må aksepteres unntatt for kortere prøveperioder.
6. At petroleum fra den norske kontinentalsokkel som hovedregel ilandføres i Norge med

unntak av det enkelte tilfelle hvor samfunns-politiske hensyn gir grunnlag for en annen løsning.

7. At staten engasjerer seg på alle hensiktsmessige plan, medvirker til en samordning av norske interesser innenfor norsk petroleumsvirksomhet og til oppbygging av et norsk, integrert oljemiljø med såvel nasjonalt som internasjonalt siktepunkt.
8. At det opprettes et statlig oljeselskap som kan ivareta statens forretningsmessige interesser og ha et formålstjenlig samarbeid med innenlandske og utenlandske oljeinteresser.
9. At det nord for 62. breddegrad velges et aktivitetsmønster som tilfredsstillende de særlige samfunnspolitiske forhold som knytter seg til landsdelen.
10. At norske petroleumsvinn i større omfang vil kunne stille norsk utenrikspolitikk overfor nye oppgaver.

den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningsslinjen i Barentshavet og områdene rundt Jan Mayen. Regjeringen legger stor vekt på oppsidepotensialet når utforskning av våre minst kartlagte områder vurderes.

En hensiktsmessig måte å dele gjenværende ressurser inn på er, jf. figur 1.1:

- ressurser i felt
- ressurser i funn
- ikke påviste ressurser i åpnete områder
- ikke påviste ressurser uåpnete områder

Gjennom en bevisst og samtidig satsing i hele denne kjeden vil en kunne opprettholde produksjonen fra næringen på et meget høyt nivå i tiår framover. Det mulige produksjonsforløp som er illustrert i figur 1.1, er høyere enn myndighetenes forventning med en videreføring av dagens politikk. Dette skyldes at den tar inn over seg ekstra muligheter som ligger både i felt, funn og innen leting. Anslaget ligger godt innenfor den usikkerheten som ligger i Oljedirektoratets anslag for gjenværende, utvinnbare ressurser på norsk sokkel.

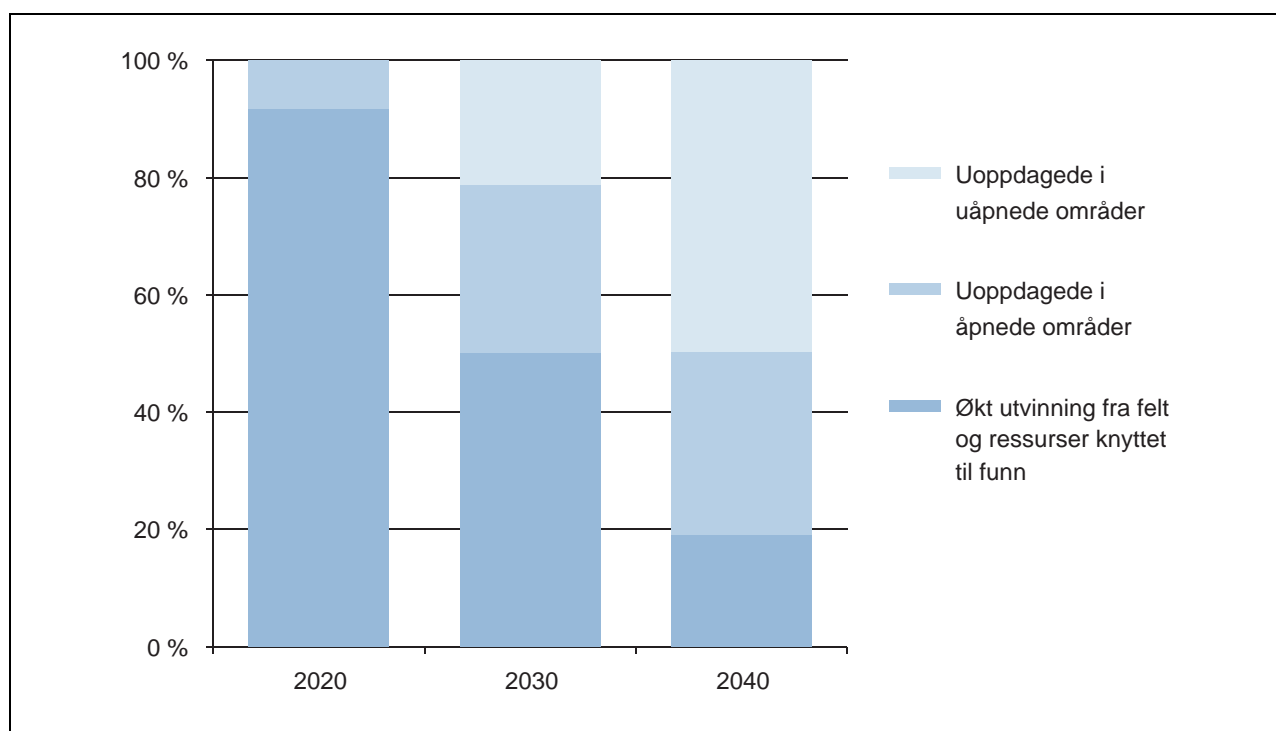
For å nå målet om langsiktig forvaltning og verdiskaping fra petroleumsvirksomheten, må aktivitetsnivået opprettholdes på et jevnt nivå. Velferd og sysselsetting vil følge med aktiviteten. Dette

legges best til rette gjennom parallell offensiv satsing på tre områder:

- Øke utvinningen fra eksisterende felt og utbygging av drivverdige funn.
- Fortsette en aktiv utforskning av åpnet areal, både i modne og umodne områder.
- Gjennomføre åpningsprosessene for Jan Mayen og den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningsslinjen i Barentshavet sør, som kan gi grunnlag for ny økonomisk aktivitet i Nord-Norge.

Nye løsninger og tiltak på eksisterende felt vil gi verdiskaping, velferd og sysselsetting på kort og mellomlang sikt. Nye funn i modne områder vil også bidra på kort og mellomlang sikt. Nye funn i mindre modne områder vil bidra til måloppnåelse på mellomlang sikt. Det vil ta relativt lang tid fra et område åpnes til aktivitet i området bidrar.

Denne forskjellen i tid når de ulike tiltakene har effekt på målene om verdiskaping, velferd og sysselsetting, gjør at vi nå må igangsette parallelle løp på alle områder for å legge til rette for et jevnt mulig aktivitetsnivå. I denne meldingen presenteres en plan som legger til rette for en slik utvikling.



Figur 1.2 Andelen produksjon fra ulike kategorier

Kilde: Oljedirektoratet

Petroleumsnæringen er en næring for framtida. Planen for en langsiktig forvaltning og verdiskaping fra petroleumsressursene, som presenteres i meldingen, vil legge til rette for at petroleumsvirksomheten vil forbli en nøkkelnæring i Norge i tiår framover. Regjeringen legger derfor et generasjonsperspektiv til grunn for petroleumspolitikken.

Et eksempel i så måte er utviklingen av Ekofisk – det første feltet som ble bygd ut på norsk sokkel. Det har nå produsert i 40 år. Våren 2011 leverte rettighetshaverne inn nok en plan for å videreutvikle området. 65 mrd. nye kroner investeres i feltene i regionen bare under denne planen. Dette vil legge til rette for nye 40 år med oljeproduksjon fra denne viktige delen av norsk sokkel. Et annet eksempel er det nye oljefunnet i Barentshavet – Skrugard. Dette funnet vil, ut fra den kunnskap vi har i dag, legge til rette for videre utbyggingsaktivitet i nord også etter at Goliat er kommet i produksjon. Funnet åpner en ny oljeprovins som kan gi ytterligere ressurstilvekst.

De norske kyst- og havområdene er viktig for næringsaktiviteter som petroleumsvirksomhet, fiske, skipsfart og turisme. Økt aktivitet og flere brukere krever god samordning slik at ulike næringer kan eksistere sammen. Det er gjennomført en rekke tiltak for å sikre et best mulig samspill mellom petroleumsvirksomheten og fiskeri-

ene, og det er viktig også framover å ha oppmerksomhet rettet mot et godt samspill. Regjeringen vil derfor fortsatt arbeide for å fremme godt samspill mellom fiskeri- og petroleumsnæringen gjennom å legge begrensninger på lete og borevirksomhet basert på kunnskap fra arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner. Videre vil en ta i bruk fiskerinæringens ressurser og kompetanse i oljevernberedskapen.

1.4 Tiltak

1.4.1 Utvinning av påviste ressurser

Det å bidra til høy verdiskaping fra felt og funn er en viktig oppgave både for departementet og Oljedirektoratet. Store deler av tilgjengelige ressurser brukes i dette langsiktige arbeidet. Med langt flere felt i produksjon, aldringen av felt og infrastruktur, kostnadsutviklingen, den økte bredden i aktørbildet og det store antallet mindre funn gjort siden år 2000, har utfordringene endret seg.

Departementet satte i 2010 ned et ekspertutvalg for å utrede tiltak som kan bidra til økt ressursutnyttelse fra eksisterende felt. En rekke av de forslag utvalget kom med gjelder forhold mellom aktørene i næringen. Departementet har gitt næringen selv, gjennom KonKraft, i oppgave å vurdere disse forslagene. Dette arbeidet er godt i

gang. I denne meldingen behandles utvalgets forslag som er rettet mot myndighetenes rammeverk.

Regjeringen vil gjennomføre følgende tiltak for å øke utvinningen fra påviste ressurser:

- Ved behandling av nye utbygginger:
 - Innføre en praksis der plan for utbygging og drift (PUD) fremmes tidligere i prosjekter med rask framdrift.
 - Sikre at installasjon av fast rigg blir vurdert av rettighetshaverne i forbindelse med relevante, nye utbygginger.
 - Bidra til at utbygginger og felt samordnes når dette ressursforvaltningsmessig er den beste løsningen.
 - Kreve vurdering av kraft fra land som energiløsning for nye felt og ved større ombygginger av eksisterende felt, herunder vurdere relevant levetid. Følge opp at operatøren for nye feltutbygginger i petroleumssektoren på et tidlig tidspunkt søker om tilknytning til nettet i tilfeller der kraft fra land er aktuelt. Statnett skal legge til rette for framtidig kraftforbruk, blant annet større og spesifikke økninger i kraftforbruket i petroleumssektoren dersom dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Endre petroleumsforskriften slik at rettighetshavere ikke kan leie produksjonsinnretninger av tilknyttede selskaper.
- Intensivere oppfølgingen for felt i senfase. Kreve nye planer for utvinningen for felt i senfase, der dette vurderes som hensiktsmessig. Vurdere behovet for ytterligere forsterkninger av regelverket for å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet mot økt utvinning og god ressursforvaltning
- Godkjenne søknader om ny forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse med samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av ressursene med mindre særskilte forhold tilsier noe annet. For noen tillatelser kan særskilte forhold som lav statlig deltakerandel og/eller store gjenværende reserver tilsi at SDØE-andelen bør økes eller andre vilkår reforhandles ved forlengelse av utvinningstillatelsen.
- I større grad å legge vekt på andelsflertall ved fastsettelse av stemmereglene ved tildeling av nye utvinningstillatelser.
- Arbeide for en bedre flyt av fartøyer involvert i petroleumsvirksomhet i Nord-Atlanteren, herunder nedsette en ekspertgruppe for å belyse og identifisere hindre som gjør at riggkapasiteten på norsk sokkel begrenses og foreslå tiltak

som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel. Ekspertgruppen skal legge til grunn et minst like høyt sikkerhetsnivå som vi har i dag. Oppfordre rettighetshaverne på norsk sokkel til å etablere riggsamarbeidsordninger, der rigger kontraheres på langsiktig basis.

- Sammen med sentrale aktører på norsk sokkel, arbeide for økt innsats knyttet til pilotering av ny teknologi. Vurdere å opprette et forsknings-senter innenfor økt utvinning, basert på åpen konkurranse.

Gjennom mer enn 40 år med aktivitet på kontinentalsokkelen har det blitt etablert en rekke innretninger og lagt ned store mengder rør for transport av gass og olje. Reguleringen av bruken av denne infrastrukturen er en viktig del av en god ressursforvaltning. Et viktig hensyn er at mest mulig av fortjenesten ved en utbygging skal tas ut på feltene – ikke tilfalle eierne av infrastruktur. For å oppnå dette vil regjeringen:

- Regulere adgang til og tariffer i transportsystemet for gass for å sikre lik tilgang til systemet for alle med gasstransportbehov.
- Etablere et sakkyndig råd som skal være tvisteløser i enkeltsaker der det er uenighet om adgang til gasstransportsystemet.
- Styrke det eksisterende brukerforumet for Gassled for å sikre at brukernes syn på hvordan systemet drives og utvikles framkommer.
- Endre forskriften om andres bruk av innretninger med sikte på mer effektiv ressursutnyttelse og at mest mulig fortjeneste tas ut på de nye feltene.

Tiltak for å bidra til ringvirkninger er beskrevet i avsnitt 1.4.5.

1.4.2 Finne mer i åpnete områder

Målsettingen for letepolitikken er å gjøre nye funn som er nødvendig for å sikre et jevnt aktivitetsnivå, høyest mulig verdiskaping og statlige inntekter på mellomlang og lang sikt. Dette gjøres best gjennom en effektiv og tidsriktig utforskning av norsk sokkel. Åpnede områder for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel omfatter store deler av Nordsjøen, Norskehavet og sørlige del av Barentshavet. I de åpnete områdene forventes det fortsatt å være store uoppdagede ressurser som kan gi grunnlag for aktivitet i mange år framover. På store deler av norsk sokkel har aktivitet pågått i mange år. I disse områdene er det kjent

geologi og godt utbygd infrastruktur og områdene omtales som modne.

Andre deler av sokkelen kjennetegnes av mindre kunnskap om geologien, større grad av tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Slike områder omtales som umodne. For å få en hensiktsmessig utforskning av både modne og umodne områder er det etablert to likestilte konsesjonsrunder, tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) for modne områder og nummererte runder for umodne områder.

For å sikre effektiv utforskning og utbygging av funn ble det for ti år siden gjennomført endringer i petroleumspolitikken for å få inn aktører med et sterkt fokus på de mer modne delene av norsk sokkel. Dagens aktørbilde er godt balansert og består av selskaper som fokuserer på nye, store og mer økonomisk risikofylte prosjekter og selskaper som har fokus på mindre prosjekter med lavere økonomisk risiko.

Regjeringen ønsker å opprettholde leteaktiviteten og vil tildele utvinningstillatelser i modne og umodne områder for å begrense fallet i petroleumsproduksjonen. Følgende rammer vil bli lagt til grunn for letepolitikken framover:

- I områder med etablert forvaltningsplan, legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra den relevante forvaltningsplanen i nye utvinningstillatelser. Det vil ikke bli stilt ytterligere miljø- og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i området.
- Innenfor rammene av forvaltningsplanene, legge petroleumsfaglige vurderinger til grunn for hvilke områder som inngår i TFO-området og hvilke områder som utlyses gjennom nummererte konsesjonsrunder.
- Gjennomføre TFO-ordningen som en årlig konsesjonsrunde i alt modent areal på norsk sokkel for å bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon.
- Gjennomføre nummererte konsesjonsrunder, normalt hvert annet år, på norsk sokkel for å bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon.
- Innføre offentlig høring ved TFO-runder. For områder med forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt.
- Gjennomføre offentlig høring ved utlysning av areal i nummererte konsesjonsrunder. For områder med forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt.

- Offentliggjøre arbeidsprogrammene fra og med 21. konsesjonsrunde og i TFO-tillatelser for å sikre åpenhet om petroleumsaktiviteten og likebehandling i konsesjonsrundene.
- Legge til rette for at nye kompetente selskaper skal kunne etablere seg på norsk sokkel, herunder aktivt oppsøke interessante oljeselskaper for å informere om forretningsmulighetene på norsk sokkel.
- Hindre brakke tillatelser ved å følge opp aktiviteten i modne områder og bruke arealavgiften for å oppnå god arealforvaltning.

1.4.3 Forvaltning av uåpnede områder

Den norske kontinentalsokkelen er gjennom de siste 40 årene blitt kartlagt gjennom stegvis utforskning. Dette betyr at vi i dag har best kunnskap om geologien i de åpnede områdene, men også at mulighetene for å gjøre nye, store funn framover er størst i de lite utforskede delene av norsk sokkel. Forrige gang et nytt område ble åpnet for petroleumsvirksomhet var i 1994. Det foreløpige siste store funnet på norsk sokkel, Ormen Lange, ble gjort på dette arealet i 1997.

I de nummererte konsesjonsrundene som gjennomføres i dag har alt areal vært tilgjengelig for nomineringer fra selskaper i flere omganger. De mest attraktive delene av dette arealet er tildels godt utforsket. Åpning av nye områder er nødvendig for å gjøre nye betydelige funn og opprettholde en betydelig petroleumsproduksjon, verdiskaping, investeringer, sysselsetting og statlige inntekter i årene etter 2020. Regjeringen vil derfor:

- Gjennomføre en åpningsprosess i havområdet ved Jan Mayen, herunder foreta miljø- og ressurskartlegginger, inkludert seismikkinn-samling og grunne borer. Ivareta norske interesser i samarbeidsområdet med Island.
- Gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet og brukes som grunnlag for neste oppdatering av forvaltningsplanen. Styrke kunnskapen om petroleumsressursene i uåpnede deler av Nordland IV og V gjennom seismikkundersøkelser og andre geologiske datainnsamlinger i regi av Oljedi- rektoratet og i dialog med fiskerinæring og fiskerimyndigheter. Legge ut for salg datapakker med relevant seismikk fra Nordland VI, VII og Troms II.

- Når overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet er trådt i kraft, igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsløven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser og en datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør.
- Legge til rette for ny petroleumsvirksomhet i området fra 35–50 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland og i Eggakanten gjennom å inkludere disse områdene i framtidige konsesjonsrunder.
- Vurdere det framtidige behovet for ny kunnskap om petroleumsressursene i Skagerrak.

1.4.4 Sysselsetting, ringvirkninger og forskning

Et viktig fundament i norsk petroleumspolitik er å utnytte kompetansen til petroleumsnæringen for å få høyest mulig verdiskaping og sikre et kvalitativt bedre samfunn. Ressursinnsatsen på norsk sokkel er på et svært høyt nivå. Dette ser ut til å fortsette i de kommende årene. Aktivitetsnivået i petroleumsvirksomheten over tid er avhengig av hvor stor del av de gjenværende ressursene som blir utnyttet. En satsing på eksisterende felt, på nye, lønnsomme feltutbygginger og leting vil gi grunnlag for et høyt og stabilt aktivitetsnivå også framover i tid. I et tidsperspektiv utover 2020 vil tilgang på nye leteområder være avgjørende for aktivitetsnivået.

Nye funn gir grunnlag for nye utbygginger og tilhørende ringvirkninger. Størst potensial for å gjøre store og nye funn er i havområdene utenfor Nord-Norge. Gjennom en utvidet aktivitet i åpnet areal og gjennom kartlegging og åpning av nytt areal legges det til rette for ny aktivitet og ringvirkninger i nord. Utbyggingene av Snøhvit, Goliat og Skarv illustrerer at petroleumsvirksomhet gir betydelig verdiskaping og sysselsetting lokalt og regionalt.

Ved lønnsom utnyttelse av ressurspotensialet på norsk sokkel, vil olje- og gassnæringen også kunne legge grunnlag for betydelig aktivitet i fastlandsøkonomien i tiår framover, med tilhørende arbeidsplasser og positive ringvirkninger i store deler av landet. Utnyttelse av ressurspotensialet vil bidra til forskningsaktivitet og kompetansebygging. Forskning og utvikling er viktig for å oppnå økt ressursuttak og sikre industrien internasjonal konkurransekraft. Næringen er og må være en pådriver innen forskning og utvikling. Myndighetene har en viktig rolle som tilrettelegger, og på

utvalgte områder hvor næringens innsats ikke er tilstrekkelig, er det behov for offentlige midler.

For å opprettholde en slagkraftig petroleumsindustri i Norge over tid vil regjeringen legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Videre vil regjeringen:

- Arbeide for å styrke norsk olje- og gassindustri internasjonale markedsadgang og at industrien kan konkurrere på jevnbyrdige betingelser som sine konkurrenter. Sammen med INTSOK å bidra til at norskbaserte virksomheter vinner arbeid og kontrakter også utenfor norsk sokkel.
- Føre en aktiv energidialog med Russland. Legge til rette for partnerskap mellom russiske og norske bedrifter, blant annet gjennom INTSOK og Innovasjon Norge. Stimulere til økt samarbeid med Russland som følge av overenskomsten om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet.
- Legge til rette for økt industriell bruk av gass i Norge, herunder bidra til industriarenaen som møteplass for industrielle aktører og oljeselskaper.
- Sikre petroleumsforskningen gode vilkår.
 - Prioritere forskning innenfor økt utvinning fra eksisterende felt på norsk sokkel, herunder vurdere å opprette et forskningssenter innenfor økt utvinning.
 - Vurdere å opprette et forskningssenter innenfor utfordringer for petroleumsvirksomhet i arktiske strøk.
 - Fortsette arbeidet med å få kvalifisert og testet ny teknologi.
- Bidra med å styrke rekrutteringen til naturvitenskapelige og teknologiske fag i skole og høyere utdanning for å sikre arbeidskraft til petroleumssektoren.

1.4.5 Muligheter i nord

Nordområdene er regjeringens viktigste strategiske satsingsområde i utenrikspolitikken. Regjeringen vil bidra til en positiv utvikling i de nordligste områdene. Den overordnede målsetting for regjeringens politikk er å trygge fred og stabilitet i regionen. Videre er målet å sikre en bærekraftig og miljømessig forsvarlig forvaltning og utnyttelse av ressursene for framtida. Som en del av denne innsatsen vil departementet vurdere å opprette et forskningssenter innenfor utfordringer for petroleumsvirksomhet i arktiske strøk.

Regjeringen ønsker, og kommer til å legge til rette for, at lønnsom aktivitet til havs også kan gi grunnlag for ringvirkninger på fastlandet. Depar-

tementet vil styrke kapasiteten ved Oljedirektoratets kontor i Harstad gradvis fra situasjonen i mai 2011. Dette vil skje i takt med næringens vekst forøvrig. Nye funn gir grunnlag for nye utbygginger og tilhørende muligheter for ringvirkninger. Havområdene utenfor Nord-Norge er de mest interessante i forhold til å gjøre nye store funn. Disse områdene har vært sentrale i de siste nummererte konsesjonsrundene.

Nordnorsk næringsliv skal ha muligheter til å delta som konkurransedyktige leverandører til petroleumsaktiviteten i regionen. Selv om utgangspunktet for nordnorsk petroleumsvirksomhet er meget forskjellig fra hvordan det var i Nordsjøen for 40 år siden, er de samme fundamentale driverne for utvikling til stede.

Regjeringen vil legge til rette for ytterligere funn utenfor Nord-Norge gjennom å føre en aktiv konsesjonspolitik. Regjeringen vil inkludere området fra 35–50 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland og Eggakanten i framtidige konsesjonsrunder. Videre vil regjeringen igangsette konsekvensutredning og datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensingslinjen i Barentshavet sør når avtalen med Russland er trådt i kraft. Regjeringen vil gjennomføre en kunnskapsinnhenting i det nordøstlige Norskehavet.

Det er et mål for regjeringen at utbygging av nye funn skal skape størst mulig verdier for samfunnet, som også kan gi grunnlag for lønnsomme ringvirkninger lokalt og regionalt. Dette gjelder for funn på hele sokkelen. Den sentrale forutsetningen for å oppnå ringvirkninger er videre utvikling av lønnsom aktivitet. Ved utbygging av funn er det viktig å finne samfunnsøkonomisk gode utbyggings- og driftsløsninger. Erfaringene fra utbygginger som Skarv, Ormen Lange, Snøhvit og Goliat viser at nye, større utbygginger gir betydelige ringvirkninger lokalt og regionalt uavhengig av utbyggingsløsning. Dialogen og samspillet mellom lokale og regionale myndigheter og næringsliv er viktig ved utarbeidelse av plan for utbygging og drift. I veilederen for utarbeidelse av utbyggingsplaner (PUD/PAD-veileder) framgår det hvilke forventninger myndighetene har ved utbygginger som kan gi ringvirkninger lokalt og regionalt.

Regjeringen vil føre følgende politikk knyttet til nye utbygginger:

- Sikre at nye funn skaper størst mulig verdier for samfunnet og legge til rette for positive, lokale og regionale ringvirkninger.

- Sikre tidlig kontakt mellom operatør og lokalt/regionalt næringsliv og relevante myndigheter.
- Stille krav om at samfunnsmessige forhold blir utredet i forbindelse med planer for utbygging og drift, herunder regionale og lokale ringvirkninger.
- Legge til rette for kvalifisering av relevante lokale/regionale leverandører i utbyggings- og driftsfasen.
- Legge til rette for at det ved nye utbygginger etableres anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen hvor utbyggingen er kan delta.
- Sørge for en effektiv base- og driftsstruktur, noe som bidrar til lokal og regional nærings- og kompetanseutvikling.
- Operatører for nye, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

1.4.6 Inntekter til staten

Ressursene på norsk sokkel er fellesskapets eiendom og gir viktige bidrag til finansiering av velferdssamfunnet. Meravkastningen i næringen er hovedårsaken til at staten tar en betydelig andel av inntektene fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen.

Petoro ivaretar, på vegne av staten, interessene til SDØE. Statoil ASA forestår, som en del av statens felles eierskapsstrategi, avsetningen av statens petroleum sammen med sin egen. Departementet har definert følgende hovedoppgaver for Petoro:

- Ivaretagelse av statens direkte deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- Overvåking av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.
- Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

Regjeringen vil føre følgende politikk for statens direkte økonomiske engasjement:

- Sikre størst mulig verdiskaping gjennom effektiv ivaretagelse av SDØE-porteføljen.
- Styrke Petoros kompetanse i oppfølging av modne felt.
- Forbeholde seg andeler ved tildeling av nye utvinningstillatelser.

1.4.7 Det ytre miljø, beredskap og sikkerhet

Hensyn til andre næringer og ivaretagelse av det ytre miljø har fra starten vært en integrert del av forvaltningen av petroleumsvirksomheten. Det er gjennom 40 år utviklet et omfattende virkemiddelapparat som ivaretar hensynet til andre næringer og det ytre miljø i alle faser av virksomheten – fra åpning av nye områder, via tildelinger av konsesjoner, leting, utbygging og drift og fram til avslutningen av et felt. Som følge av dette er norsk sokkel blant de fremste i verden når det gjelder å ivareta disse hensynene innenfor petroleumsvirksomhet til havs. Regjeringen vil videreutvikle høye krav til sikkerhetsnivå og ivaretagelse av det ytre miljø på norsk sokkel også for felt i senfasen.

Forvaltningsansvaret for petroleumssektoren er fordelt på flere departementer og direktorater. Arbeidsdepartementet har ansvaret for helse,

arbeidsmiljø og sikkerhet. Disse forholdene vil bli nærmere behandlet i en kommende stortingsmelding om arbeidsmiljø, arbeidsforhold og sikkerhet i norsk arbeidsliv. Fiskeri- og kystdepartementet har ansvar for statens beredskap mot akutt forurensning og for å koordinere private, kommunale og statlige aktører i et nasjonalt beredskapssystem. Miljøverndepartementet og Klima- og forurensningsdirektoratet har ansvar for regulering av utslipp til luft og sjø gjennom utslippstillatelser, samt stille krav til beredskap mot akutt forurensning i petroleumsvirksomheten. Miljøverndepartementet vil i en kommende stortingsmelding om norsk klimapolitikk legge fram en bred gjennomgang av status og mål for klimapolitikken. I petroleumsmeldingen er hovedoppmerksomheten rettet mot Olje- og energidepartementets ansvarsområde.



Figur 1.3 Oceanic Vega, skipet representerer en ny generasjon norskbygde seismiskskip.

Kilde: Eidesvik.

2 Norsk sokkel i endring

Petroleumsvirksomheten er Norges største næring, målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Næringen bidrar i dag med om lag en femtedel av total verdiskaping og en fjerdedel av statens inntekter. Halvparten av Norges totale eksportverdi er olje og gass. Petroleumsnæringen sysselsetter i dag om lag 43 000 personer, men over 200 000 arbeidsplasser kan direkte eller indirekte knyttet til etterspørselen fra aktivitetene på sokkelen.

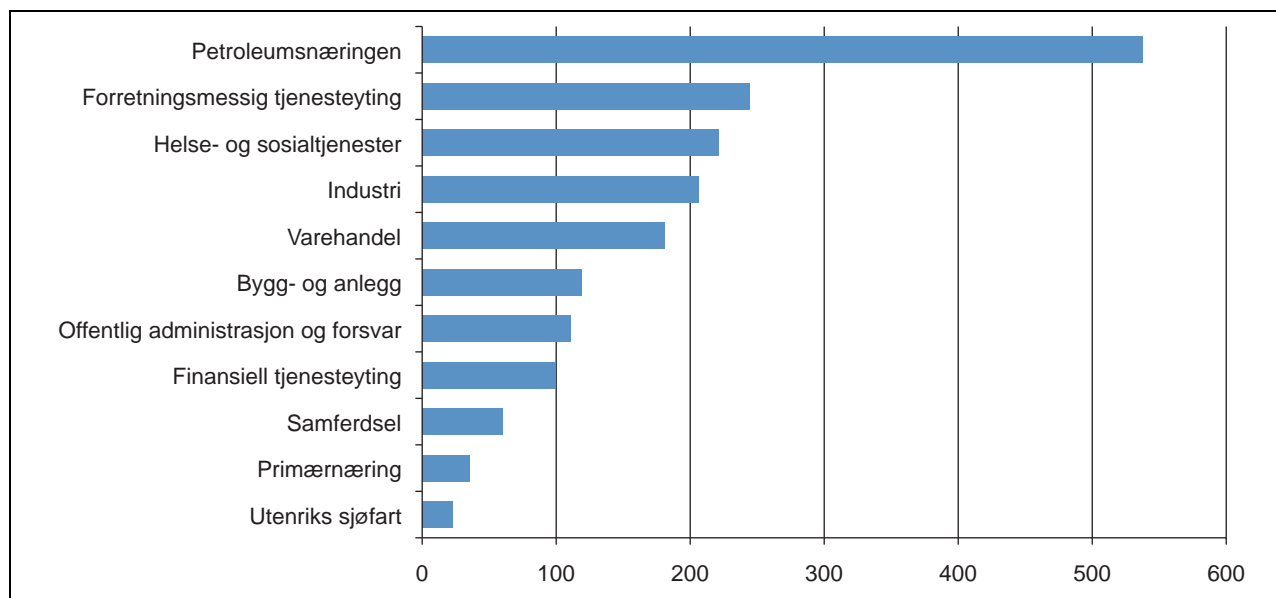
Olje- og gassindustrien har siden oppstarten for snart 50 år siden, skapt verdier, uttrykt i dagens pengeverdi, for rundt 9000 mrd. kroner. Ingen annen norsk industri eller næring kan måles med petroleumsvirksomheten når det gjelder verdiskaping, inntekter til staten eller eksportverdi. Verdiskapingen i olje- og gassindustrien er to og en halv ganger den i landbasert industri, og om lag 15 ganger samlet verdiskaping i primærnæringene, jf. figur 2.1. En stor del av verdiskapingen i petroleumsnæringen knyttes til grunnrenten fra petroleumsforekomstene.

Olje og gass er ikke-fornybare ressurser. Etter 40 år med produksjon er ressurspotensialet på

norsk sokkel fortsatt stort. De gjenværende ressursene legger grunnlag for høy aktivitet på norsk sokkel i tiår framover.

Petroleumsressursene eies av staten. Derfor skal en stor andel av inntektene fra virksomheten gå til fellesskapet. Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten overføres til Statens pensjonsfond utland. Markedsverdien av fondet var ved utgangen av 2010 om lag 3000 mrd. kroner.

Noen prosjekter i olje- og gassindustrien er av formidabel størrelse, eksempler i nyere tid er Snøhvit, Ormen Lange og Langeled. Videreutviklingen av Ekofiskområdet, som ble godkjent av Stortinget våren 2011, har alene et planlagt investeringsomfang på 65 mrd. kroner. Denne typen prosjekter får mye oppmerksomhet og skygger delvis over de mange mindre prosjektene på norsk sokkel. Selv disse mindre og lite kjente utbyggingsprosjektene på sokkelen er meget store i norsk industrisammenheng. Svært få industriprosjekter på fastlandet kan måle seg med de mindre prosjektene til havs når det gjelder verdiskaping, inn-



Figur 2.1 Verdiskaping for utvalgte næringer i 2010, mrd. kroner. Det er meget stor verdiskaping i petroleumssektoren fordi ressursene som påvises og utvinnes har høy verdi, også kalt grunnrente.

Kilde: Nasjonalregnskapet, Statistisk sentralbyrå.

tekter til staten eller eksportverdi. Marulk og Gaupe er eksempler på slike mindre utbygginger.

Olje- og gassvirksomheten er i dag i en annen fase enn for ti år siden. I løpet av den siste tiårsperioden har leteaktiviteten økt, de åpnede områdene på sokkelen blitt mer modne og produserende felt har blitt eldre. Kostnadsnivå og oljepris har økt betydelig. Aktørbildet har blitt mye bredere.

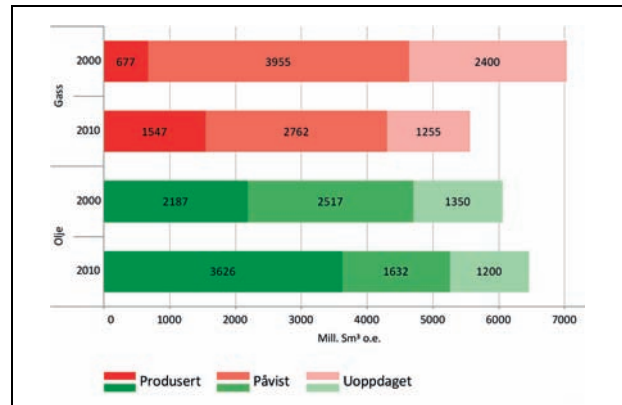
Deler av sokkelen er veletablert som petroleumsprovinns. Dette gjelder store deler av Nordsjøen, deler av Norskehavet samt området i nærheten av Snøhvit i Barentshavet. I Nordsjøen og i deler av Norskehavet er det flere felt som har produsert lenge, og hvor det fortsatt er store gjenværende ressurser. Det antas også at det er betydelige uoppdagede ressurser i nærområdene til disse feltene. God kontroll på kostnader samt større fokus på nye boremetoder, ny boreteknologi og nye produksjonsløsninger kan muliggjøre at en større del av ressursbasen hentes opp. I så tilfelle, vil fallet i de gamle feltenes oljeproduksjon begrenses og feltenes levetid forlenges.

Andre deler av sokkelen er, med tanke på petroleumsforekomster, ikke eller i liten grad undersøkt. De siste års utforskning i mindre modne områder har ikke svart til forventningene. Funnet på Skrugard i Barentshavet er et nylig unntak. For å bidra til å opprettholde produksjon og verdiskaping på norsk sokkel etter 2020 er det behov for nye leteområder. Departementet har igangsatt åpningsprosess for havområdene ved Jan Mayen, og vil igangsette en åpningsprosess for den sørlige delen av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningsslinjen i Barentshavet. Dette vil berede grunnen for tilgang til nye leteområder. I tillegg skal departementet gjennomføre en kunnskapsinnhenting i det nordøstlige Norskehavet.

Potensialet på norsk sokkel er fremdeles stort, særlig dersom en klarer å hente mer ut av de tilstedeværende ressursene ved å gjennomføre tiltak som kan gi økt utvinning fra eksisterende felt, bygge ut funn og påvise mer av uoppdagede ressurser.

2.1 Ressursbasen

Hvor mye olje og gass som kan bli produsert fra norsk kontinentalsokkel er ikke mulig å fastslå nøyaktig. Det er betydelig usikkerhet knyttet til blant annet geologi, reservoarforhold, teknologi- og kunnskapsutvikling, kostnader og råvarepriser.



Figur 2.2 Utviklingen av forventningsverdien for utvinnbare ressurser, status per 31.12.2000 og 31.12.2010. Olje inkluderer ikke kondensat og NGL.

Kilde: Oljedirektoratet.

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de forventede totale utvinnbare petroleumsressursene, inkludert uoppdagede ressurser. Ressursregnskapet bygger på data som operatørene innrapporterer og direktoratets egne data.

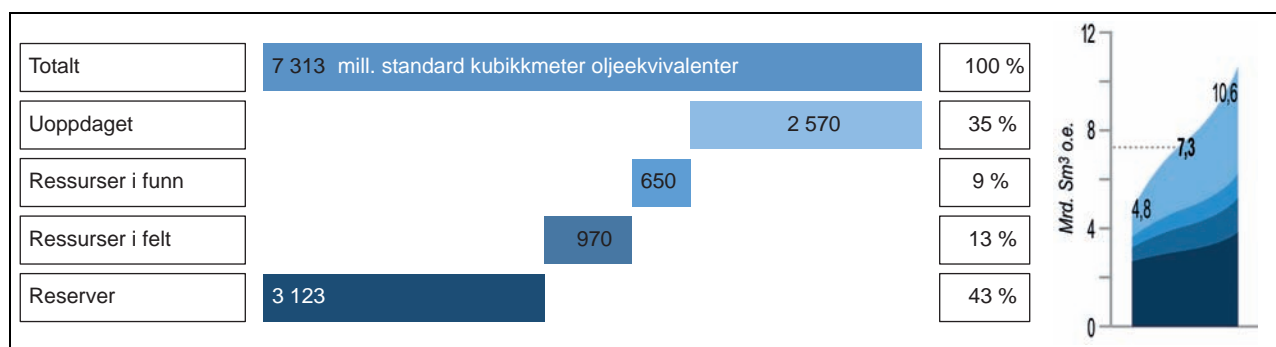
Ressursregnskapet omfatter alle områder på norsk kontinentalsokkel, med unntak av områder hvor det ikke foreligger gode nok data. Dette gjelder den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningsslinjen med Russland og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen. Øvrige områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet er inkludert i ressursregnskapet.

Ressursbasen og vurderinger av ressursbasen endres over tid. Ressurser modnes fram gjennom flere faser og blir til slutt produsert. Ny kunnskap om geologi og reservoarforhold endrer vurderinger av ressursbasen. Dagens bilde av ressursbasen er vesentlig forskjellig fra bildet fra ti år tilbake, jf. figur 2.2. Anslaget for uoppdagede ressurser, og da særlig gass, ble nedjustert i 2011.

Ved utgangen av 2010 er de totale utvinnbare ressursene anslått til å være mellom 10 og 16 mrd. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.)¹, med 13 mrd. Sm³ o.e. som forventningsverdi. Det er produsert 5,5 mrd. Sm³ o.e. som betyr at omtrent 40 pst. av de forventede, utvinnbare ressursene er produsert fram til i dag.

Usikkerheten knyttet til estimatene er stor. Legges tallene i nedre eller øvre del av usikkerhetsspennet til grunn har vi til nå produsert henholdsvis om lag 50 pst. eller 30 pst. av de totale

¹ Oljeekvivalenter (o.e.) brukes når volumer av olje, gass, NGL og kondensat skal summeres.



Figur 2.3 Totale gjenværende petroleumsressurser (væske og gass) fordelt på ressurskategorier (t.v.). Figuren til høyre viser usikkerheten knyttet til gjenværende volumer.

Kilde: Oljedirektoratet.

utvinnbare ressursene. Det er da ikke tatt høyde for ressurser i den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningslinjen med Russland eller i havområdet rundt Jan Mayen.

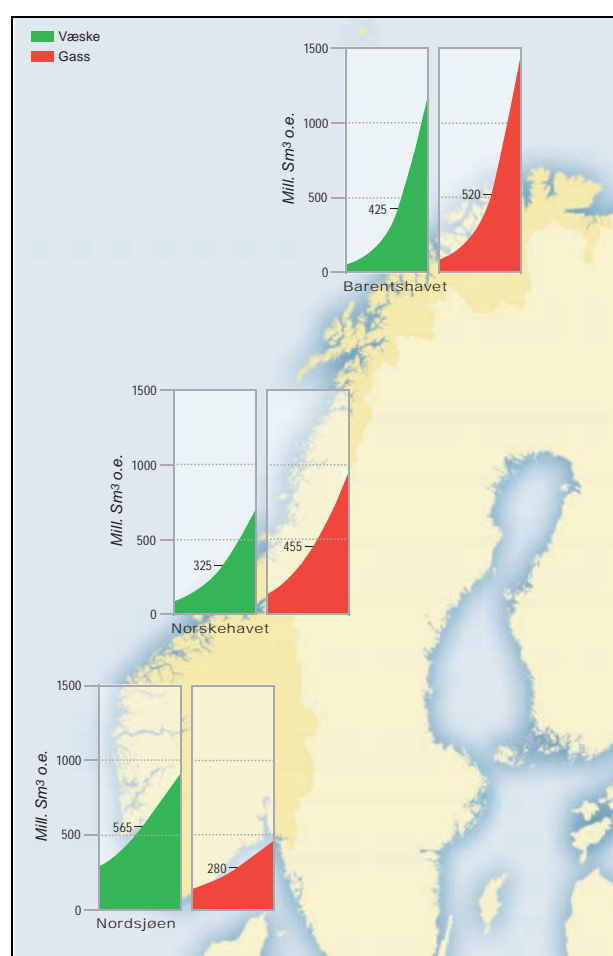
Grunnlaget for framtidig aktivitet ligger i felt, i funn og i uoppdagede ressurser. Oljedirektoratets anslag viser at det er nesten like store påviste ressurser som det hittil er produsert. Det aller meste av de påviste ressursene finnes i eksisterende felt, men en del er også knyttet til funn som ennå ikke er bygget ut.

Av forventede gjenværende utvinnbare ressurser, ligger om lag 55 pst. i eksisterende felt, 35 pst. gjenstår å påvise og 10 pst. i ikke utbygde funn, jf. figur 2.3.

Dagens vedtatte planer tilsier at mer enn halvparten av den opprinnelige oljen på norsk sokkel vil bli liggende igjen i bakken etter nedstengning. Potensialet i ytterligere utvinning fra dagens felt er således meget stort. Dette er knyttet både til å hente ut de ressurser man har planlagt gjennom eksisterende prosjekter (reserver) samt nye tiltak på feltene (ressurser i felt). Samtidig er det på flere felt krevende å nå de årlige produksjonsambisjonene. Hvordan potensialet i feltene kan bli realisert er et viktig tema i denne meldingen.

Ved begynnelsen av 2011 var 100 funn på norsk sokkel ikke bygget ut. Det er stor spredning i størrelsen, fra svært små funn, til større funn med opptil 40 mill. Sm³ o.e. Analyser viser at lønnsomme funn blir bygget ut, men at det kan ta tid. Viktige årsaker til dette er usikkerhet i lønnsomhet (særlig knyttet til ressursgrunnlag og kostnader), tekniske utfordringer og mangel på gassavsetning. Mer enn halvparten av ressursene i funnene er gass.

Om lag en tredel av forventede, gjenværende utvinnbare ressurser, er ennå ikke påvist. Anslagene for uoppdagede ressurser bygger på analyse



Figur 2.4 Uoppdagede ressurser fordelt på område. Tallet i hver søyle viser forventet utvinnbart volum, mens usikkerheten i estimatet er vist ved den skrå linjen.

Kilde: Oljedirektoratet

av letemodeller. Disse modellene er definert ut fra geologisk kunnskap. Usikkerheten i anslagene er store, særlig i områder med begrenset kunnskap om undergrunnen. Leteboring er nødvendig for å

Boks 2.1 Samråd

Regjeringen varslet i regjeringserklæringen at den vil gjennomgå petroleumpolitikken i en egen stortingsmelding. Daværende olje- og energiminister Terje Riis-Johansen markerte 30. november 2009 starten på arbeidet med stortingsmeldingen. Dette skjedde gjennom et samråd i Stavanger og et besøk på Bergen Group Rosenberg.

Samrådet i Stavanger var det første i rekken av tolv. Disse ble avholdt over hele landet; Stavanger, Kristiansund, Grenland, Arendal, Sandnessjøen, Harstad, Kongsberg, Sogn og Fjordane, Bergen, Hammerfest, Trondheim og Oslo. Formålet med samrådene har vært å få innspill til stortingsmeldingen. På arrangementene møtte statsråden, øvrig politisk ledelse og embedsverket representanter for leverandørindustri, oljeselskaper, ansatte i oljenæringen, lokale og regionale politikere og organisasjoner. Viktige tema som ble tatt opp på samrådene var blant annet framtidsutsikter for Barentshavet, behov for nye løsninger på norsk sokkel, økt utvinning, viktigheten av forskning og utvikling, ringvirkninger og utvikling av petroleumsklynger. Innspillene som kom på arrangementene er søkt dekket i meldingen.



Figur 2.5 Samråd.

Kilde: Olje- og energidepartementet.

avklare både potensialet for petroleumsforekomstene i et område og for å gjøre nye funn.

I Barentshavet er det store områder med lite data og ingen letebrønner. Dermed er usikkerheten ekstra stor. Basert på dagens kunnskap er det anslått at det med 90 pst. sannsynlighet finnes mellom 175 og 2460 mill. Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter i Barentshavet.

I Norskehavet varierer kunnskapsgrunnlaget fra godt til begrenset. Ressursestimatene for Norskehavet tilsier at det med 90 pst. sannsynlighet finnes mellom 260 og 1580 mill. Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter.

Kunnskapsgrunnlaget på norsk sokkel er best i Nordsjøen. Der er det boret mange brønner og geologien er godt kjent. Det er derfor knyttet mindre usikkerhet til estimatene for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen. Selv om området er godt utforsket og det er gjort mange store funn så har Nordsjøen fortsatt et betydelig potensial. Ressurs-

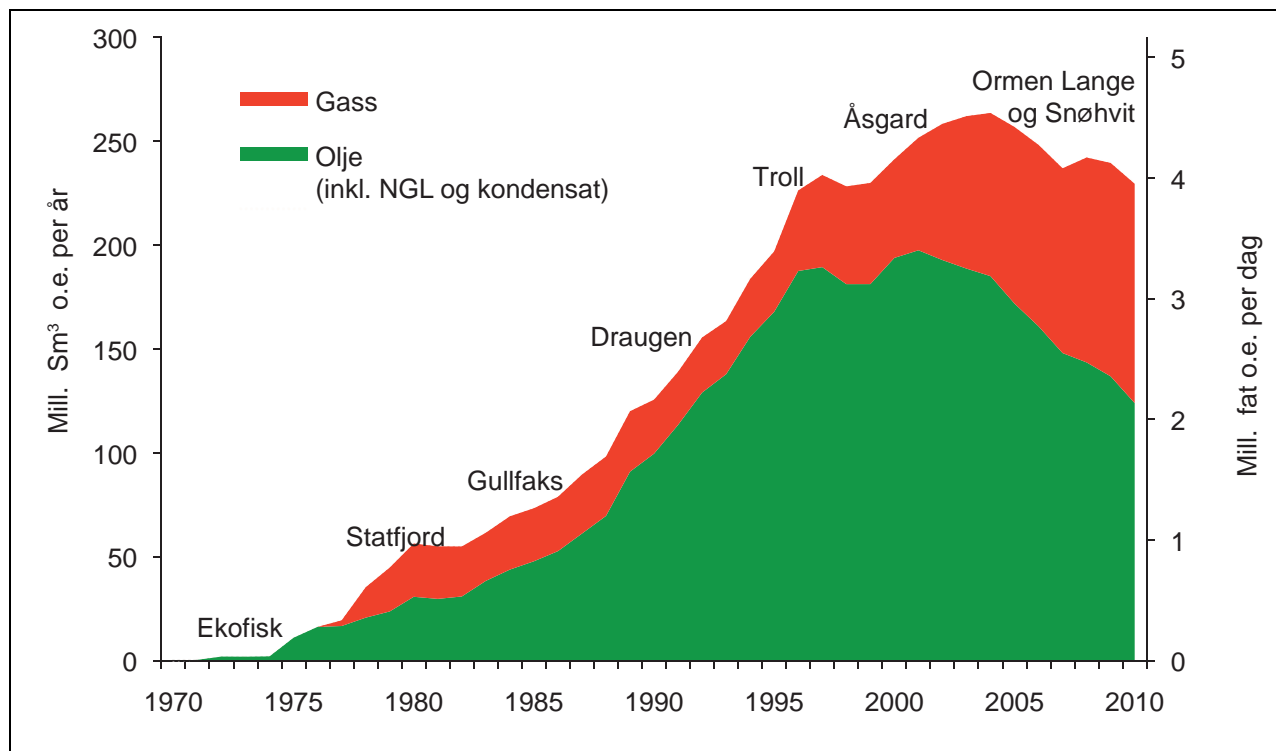
estimatene for Nordsjøen tilsier at det med 90 pst. sannsynlighet finnes mellom 470 og 1305 mill. Sm³ uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter.

2.2 Aktivitetsnivå

2.2.1 Produksjon

Siden oppstarten av petroleumsvirksomheten for snart 50 år siden har næringen opplevd økonomiske svingninger og skiftende oljepriser. Selv om det har vært konjunkturer har sektoren i det store og hele vært preget av vekst og økende produksjon.

Den første innsamlingen av seismikk startet i 1962 og den første letebrønner ble boret i 1966. Funnet av Ekofisk i 1969 viste at det fantes store oljeforekomster på norsk sokkel. Utover på 1970-tallet ble det gjort flere store drivverdige funn. Fundamentet for norsk petroleumsindustri ble etablert på 1970-tallet. På 1980-tallet ble det også

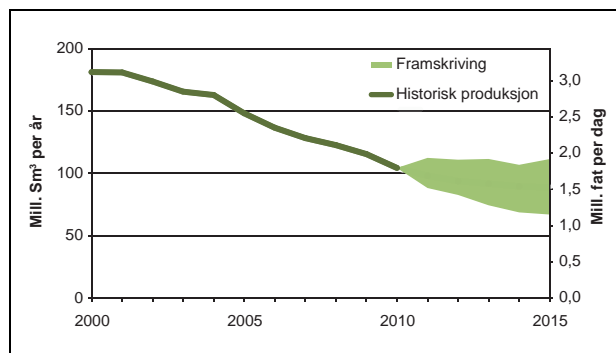


Figur 2.6 Produksjonsutvikling for norsk sokkel.

Kilde: Oljedirektoratet.

gjort mange store funn, samtidig som flere funn gjort på 1970-tallet ble bygd ut. Produksjonen mer enn doblet seg i denne perioden. Siste del av 1990-tallet var preget av utflating i oljeproduksjon sammen med en kraftig vekst i gasssekporten. Oljeproduksjonen nådde sin topp i 2001 mens totalproduksjonen var på sitt høyeste i 2004, jf. figur 2.6.

Siden 2001 har oljeproduksjonen avtatt og det gradvise fallet i oljeproduksjonen anslås å fortsette jf. figur 2.7. Gjennom styrket innsats for mer utvinning fra eksisterende felt og utbygging av eksisterende og nye funn, vil en kunne begrense fallet på kort og mellomlang sikt. På lang sikt er



Figur 2.7 Oljeproduksjon fra norsk sokkel.

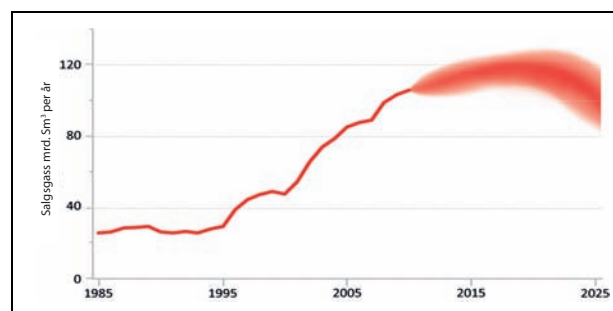
Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

antallet og størrelsen på nye funn avgjørende for produksjonsnivået.

Gassproduksjonen anslås å nå sitt toppnivå rundt 2020, jf. figur 2.8. Den årlige gassproduksjonen anslås da å være mellom 105 og 130 mrd. Sm³. Produksjonsnivået etter 2020 vil i stor grad bestemmes av hvilke nye funn som gjøres i årene framover.

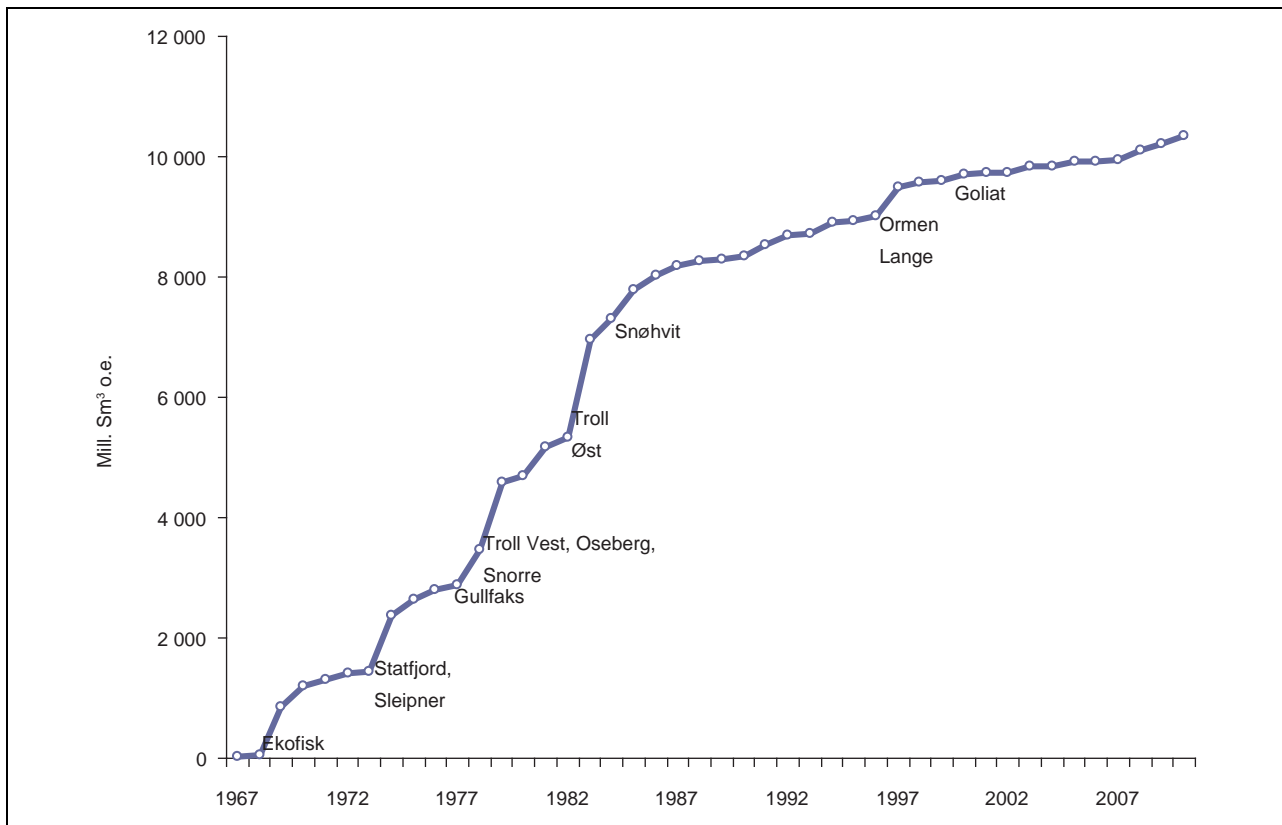
2.2.2 Leteaktivitet

Fram til midten av 1980-tallet ble det gjort en rekke store funn på norsk sokkel. Ormen Lange – som ble funnet i 1997, er det siste store funnet som er gjort. Dette gjenspeiler seg i ressurstilveksten over tid, jf. figur 2.9. Siden det er vanlig å lete i de antatt mest prospektive områdene først, blir



Figur 2.8 Gassproduksjon fra norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.



Figur 2.9 Ressurstilvekst over tid.

Kilde: Oljedirektoratet.

de største funnene vanligvis påvist tidlig etter at et område åpnes. En rask oppbygging etterfulgt av utflatning er en normal utvikling for ressurstilveksten i petroleumsprovinser.

De nummererte konsesjonsrundene er utformet med henblikk på områder der en har begrenset geologisk kunnskap og der det er hensiktsmessig med stegvis utforskning. Den første konsesjonsrunden ble gjennomført i 1965. Det er tildelt areal gjennom 21 nummererte konsesjonsrunder. Tildelinger i forbindelse med 21. konsesjonsrunde ble gjennomført våren 2011.

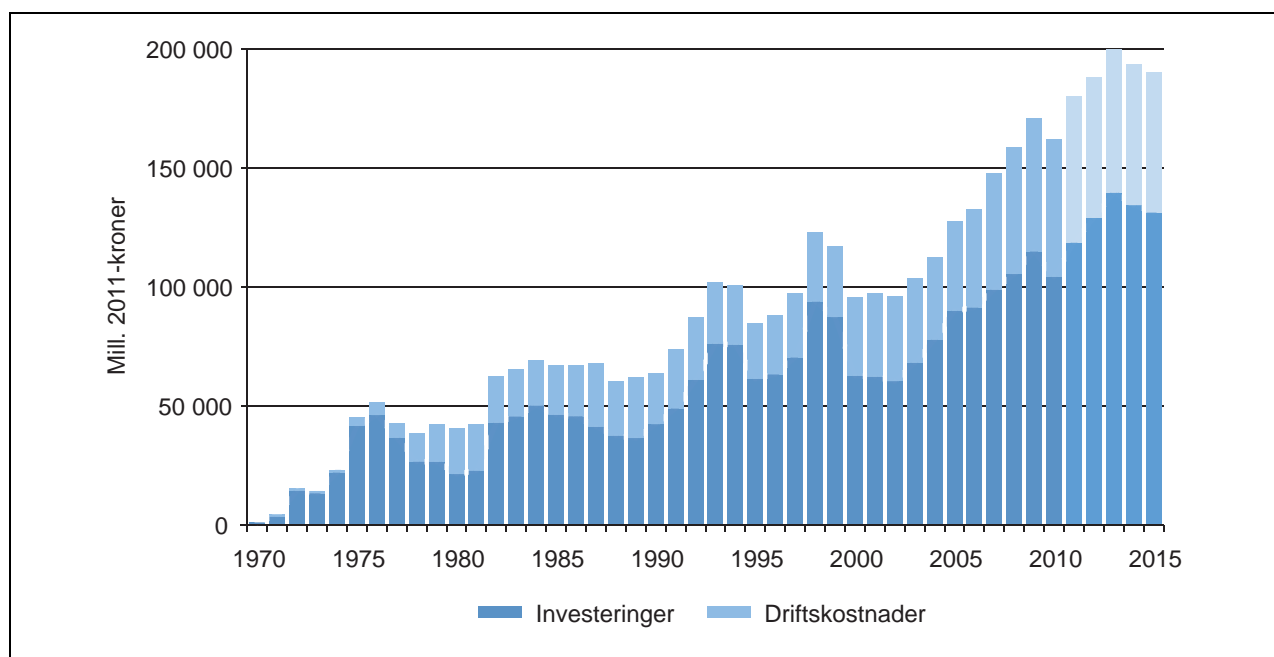
De siste års utforskning i mindre modne områder i Norskehavet har ikke svart til forventningene. Skrugardfunnet har imidlertid skapt ny optimisme i umodne områder i Barentshavet. Funnet åpner en ny oljeprovins som kan gi ytterligere ressurstilvekst. Oljedirektoratets analyser viser at det er gode muligheter for å gjøre funn i umodne områder både i Norskehavet og i Barentshavet. Interessen for disse områdene har vært stor i de siste konsesjonsrundene.

For modne områder, der kunnskapsnivået er større, er stegvis utforskning mindre viktig. For å legge til rette for økt leteaktivitet i modne områder ble det derfor fra tusenårsskiftet gjort endrin-

ger i letepolitikken. Endringene gikk langs tre hovedlinjer, å øke tilgangen til areal i modne områder, å legge opp til en mer effektiv utforskning av arealet blant annet gjennom strengere arbeidsforpliktelser, samt å få inn nye aktører.

Ordningen med tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO) ble innført i 2003 og var et viktig tiltak. TFO-ordningen bygger på erfaringene fra de nummererte rundene. Hovedforskjellen er at det ble etablert faste, forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av sokkelen. Disse områdene er gjenstand for en årlig konsesjonsrunde. Dette legger grunnlag for bedre forutsigbarhet og lønnsomhet i leteaktiviteten i modne områder. I 2005 ble det foretatt tilpasninger i skattesystemet som gjorde at selskaper i og utenfor skatteposisjon likebehandles skattemessig. Dette har bidratt til å lette finansieringen av leteaktivitet for nye aktører.

Tiltakene som ble iverksatt har gitt resultater. Interessen for modent areal har vært stor og det har vært en betydelig økning i antall tildelte utvinningstillatelser. Antall letebrønner har gått markant opp og det har blitt gjort svært mange funn. Aktiviteten har vært lønnsom og netto nåverdi av påviste funn i perioden 2000–2010 er beregnet til drøyt 700 mrd. kroner. Dette illustrerer at endrin-



Figur 2.10 Historiske investeringer og driftskostnader fra 1971 til 2010 og prognose til 2015.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

gene i letepolitikken på 2000-tallet var vellykket selv om ressurstilveksten har vært relativ lav sett i et historisk perspektiv, jf. figur 2.9.

Det har ikke blitt åpnet nytt areal på norsk sokkel siden 1994. Det er behov for å åpne nye områder snart for å bidra til å opprettholde produksjonen på norsk sokkel etter 2020. Derfor har regjeringen besluttet å igangsette en åpningsprosess for havområdene rundt Jan Mayen og den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensninglinjen i Barentshavet sør.

2.2.3 Investeringer og sysselsetting

Investeringsnivået på norsk sokkel har økt kraftig de siste årene, jf. figur 2.10. Petroleumssektoren står for omtrent en fjerdedel av investeringene i Norge. Veksten i investeringene skyldes delvis et høyt aktivitetsnivå og delvis en kraftig kostnadsvekst. Investeringer knyttet til modifikasjoner og vedlikehold på felt i drift utgjør en stadig større andel av de samlede investeringene.

Kostnadsveksten bremses opp i 2009. Finanskrisen, fallende råvarepriser og derigjennom utsettelse av prosjekter var viktige årsaker til dette. I dag er det igjen tegn til økning i kostnadsnivået. Dette er bekymringsfullt. Kostnadsvekst i petroleumsnæringen kan få konsekvenser for ressursutnyttelsen både fra dagens felt og funn og for påvisning av foreløpige uoppdagede ressurser.

Petroleumsvirksomheten skaper arbeidsplasser over hele landet gjennom oljeselskaper, leverandørindustri, forsknings- og utdanningsinstitusjoner og annen relatert virksomhet. Sysselsettingen i bedrifter som har hoveddelen av produksjonen rettet mot varer og tjenester i petroleumsnæringen er på om lag 43 000². I følge en rapport fra Statistisk sentralbyrå³ kan rundt 8 pst. av norsk sysselsetting, tilsvarende over 200 000 arbeidsplasser, direkte eller indirekte knyttes til etterspørselen fra petroleumsnæringen.

Sysselsettingen i petroleumssektoren er i dag spredt over hele landet, men tyngden av aktiviteten har tilhørighet på sørvestlandet. Aktiviteten på land har i stor grad fulgt aktiviteten til havs. For å sikre sysselsetting i petroleumsnæringen framover er aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen avgjørende. Ved en bred satsing for å utnytte hele ressursbasen, herunder tiltak som øker utvinningsgraden på felt, utbygging av funn og tilrettelegging for nye funn ved en effektiv lete- og konsesjonspolitikk, vil en kunne oppnå et høyt sysselsettingsnivå i tiår framover. Nye områder av landet, blant annet i Nord-Norge, kan få en ny vekstimpuls ved en slik bred satsing.

² SSB rapport 55/2010.

³ Økonomisk analyse 3/2010; Etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Betydningen for produksjon og sysselsetting i Norge; SSB.

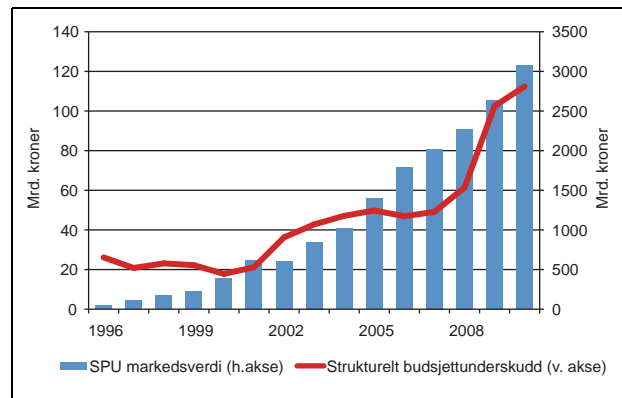
Mange ansatte i petroleumsvirksomheten arbeider i leverandørindustrien. Denne industrien vokste fram som følge av leveranser til aktiviteten på sokkelen. Den består i dag av en lang rekke spesialiserte bedrifter med stor variasjon når det gjelder geografisk plassering, bedriftsstørrelse og type leveranser. Olje- og gassektoren har alltid vært avhengig av en kompetent og innovativ leverandørindustri. Framtidas utbyggingsløsninger og teknologi vil være annerledes enn dagens. Et utviklingstrekk er at mange av de mindre funn som gjøres i dag krever mindre kostnadsintensive og mer standardiserte løsninger for å bli lønnsomme. Videre trengs det nye løsninger for å gjøre en større del av ressursene i eksisterende felt lønnsomme. Leverandørindustrien spiller en viktig rolle for å få til dette.

2.2.4 Inntekter til staten

Statens inntekter fra petroleumssektoren utgjør om lag en fjerdedel av statens totale inntekter. Kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten går i sin helhet inn på Statens pensjonsfond utland. I henhold til handlingsregelen for finanspolitikken skal bruken av oljeinntektene over tid tilsvare forventet realavkastning av Statens pensjonsfond utland. Handlingsregelen innebærer således en gradvis økning i bruken av oljeinntekter opp til et nivå som kan opprettholdes på lang sikt. Statens pensjonsfond utland plasseres i finansielle aktiva utenfor Norge. Handlingsregelen og forvaltningen av Statens pensjonsfond utland er nærmere redegjort for i de årlige nasjonalbudsjettene og i melding til Stortinget om Statens pensjonsfond. Figur 2.11 viser bruken av oljepenger og markedsverdien av Statens pensjonsfond utland.

Inntektsgrunnlaget fra petroleumspanneringen er i sterk endring, fra salg av olje til gass. Siden 2001 har oljeproduksjonen på norsk sokkel blitt gradvis redusert, mens gassproduksjonen har økt. For første gang, ble det i 2010, solgt mer gass enn olje.

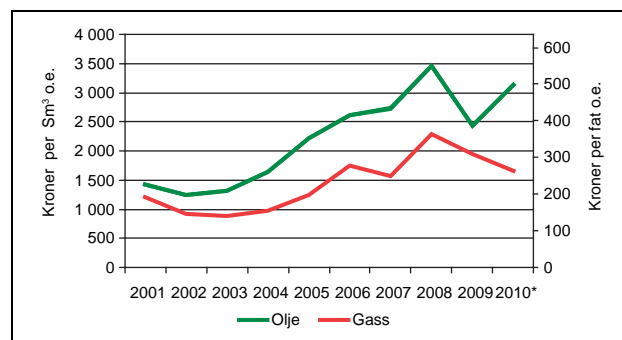
Oppnådde priser på olje har historisk vært høyere enn for gass jf. figur 2.12. Kombinasjonen av redusert oljeproduksjon, økt gassproduksjon og lavere relativ salgsværdi på gass, vil ha betydning for kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten. Inntektene fra sektoren vil falle sterkere enn totalproduksjonen isolert sett tilsier. Økt oljeutvinning vil dempe denne effekten på kort og mellomlang sikt mens leting og funn i nye områder på sokkelen vil kunne bidra til å opprettholde betydelige inntekter også på lang sikt.



Figur 2.11 Strukturelt, oljekorrigert budsjettunderskudd¹ og markedsverdi for Statens pensjonsfond – utland over tid.

¹ Strukturelt, oljekorrigert budsjettunderskudd er et mål for bruken av oljeinntekter over statsbudsjettet. Statens inntekter fordeler seg på skatt, særskatt, produksjons-, areal- og miljøavgifter, kontantstrøm fra statens direkte økonomiske engasjement og utbytte fra Statoil.

Kilde: Finansdepartementet.



Figur 2.12 Gjennomsnittlige salgspriser for olje og gass produsert på norsk sokkel. Løpende kroner.

Kilde: SSB.

2.3 Utslipp til sjø og luft

Norsk petroleumsvirksomhet er blant de fremste i verden når det gjelder miljøvennlig petroleumspannering. Norges ledende posisjon skyldes blant annet en sterk regulering fra myndighetene over mange år.

I forbindelse med petroleumsvirksomhet genereres det avfallsprodukter som utboret steinmasse (borekaks) og formasjonsvann (produsert vann). Slike utslipp krever tillatelse fra myndighetene. I 1997⁴ ble det etablert et nullutslippsmål for petroleumsvirksomheten. Hovedregelen er at det ikke

⁴ St.meld. nr. 58 (1996–1997), *Miljøpolitikk for en bærekraftig utvikling*.

skal slippes ut miljøfarlige stoffer, verken tilsatte kjemikalier eller kjemiske stoffer som finnes naturlig, som kan føre til miljøskade. I 2009 ble radioaktive stoffer også inkludert i nullutslippsmålet. Nullutslippsmålet anses for å være nådd for tilsatte miljøfarlige kjemikalier⁵.

Utvinning og transport av olje og gass er energikrevende aktiviteter. Naturgass dekker størstedelen av energibehovet i sektoren. I tillegg dekkes anslagsvis 5 TWh per år gjennom elektrisitet fra land til terminaler og felt. Utslipp til luft fra petroleumssektoren er stort sett avgasser fra forbrenning av gass i turbiner, brenning av gass over fakkell og dieselbruk.

Det kreves avsetningsløsning for assosiert gass på norsk sokkel. Fakling er kun tillatt av sikkerhetsmessige årsaker. Petroleumssektoren er underlagt strenge reguleringer av utslipp til luft. Sektoren ble tidlig stilt overfor CO₂-regulering gjennom innføring av CO₂-avgift i 1991. Siden 2008 har sektoren, i tillegg til å betale CO₂-avgift, også vært en del av kvotesystemet for klimagasser. Strenge virkemidler har utløst både billige og relativt kostbare tiltak. De har bidratt til betydelige utslippsreduksjoner. Disse reguleringene er en av hovedårsakene til at norsk sokkel anses som en av verdens reneste petroleumsprovinser. Kostnadseffektive virkemidler er viktige for å balansere ressursutnyttelse, verdiskaping og miljøhensyn fornuftig.

CO₂-utslippene fra norsk sokkel har økt fra 10,8 til 12,6 mill tonn fra 2000 til 2010, jf. figur 2.14. Da samlet produksjon er lavere i 2010 enn i 2000 har CO₂-utslipp per produsert enhet også økt.

⁵ St.meld. nr. 26 (2006–2007), *Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand*.

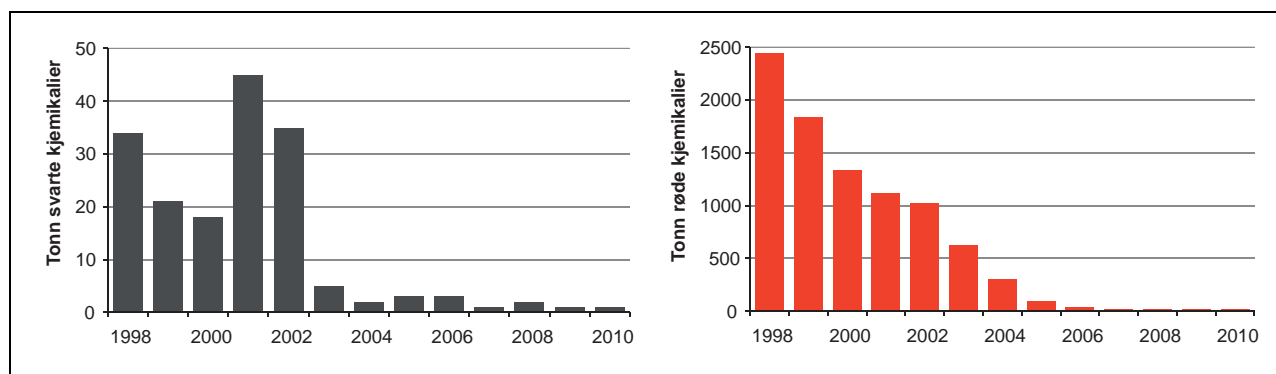
Dette skyldes flere forhold. For det første er petroleumsproduksjonen fallende på felt i senfase samtidig som energibehovet er nokså stabilt. For det andre har norsk petroleumsproduksjon blitt mer gassintensiv og gasstransport over lange avstander er energikrevende.

Utslippene av NO_x er redusert fra 52 300 til 49 900 tonn fra 2000 til 2010. Dette er blant annet oppnådd ved å ta i bruk såkalte lav-NO_x brennere på enkelte felt. Utslippene av nmVOC er redusert fra 222 000 til 37 000 tonn i samme periode. Dette har man oppnådd gjennom å utvikle og ta i bruk oppsamlingsteknologi i tilknytning til lastning og lagring av olje.

2.4 Kostnadsnivå og lønnsomhet

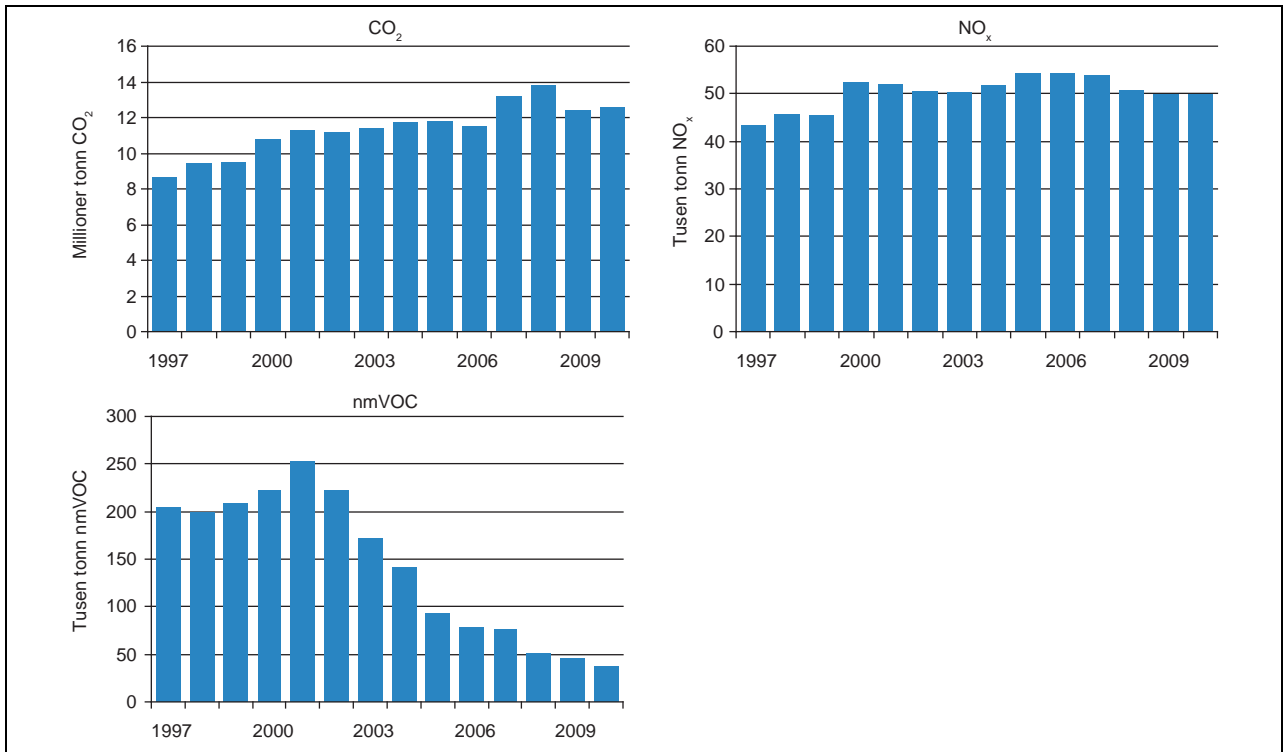
Petroleumsindustrien har det siste tiåret stått ovenfor en sterk kostnadsvekst. Veksten har vært enda større i Norge enn i sammenlignbare land. Høye oljepriser og dertil rekordhøye investeringer og kapasitetsutnyttelse i forsyningskjeden har vært sentrale drivere.

Det internasjonale energibyrået (IEA) viser til en dobling av det internasjonale kostnadsnivået i perioden 2000–2008, jf. figur 2.15. Særlig etter 2004 akselererte økningen, med årlig vekst på opp mot 15 pst. Også analyser fra konsulentbyrået IHS CERA viser til en dobling av utbyggingskostnadene i perioden 2004–2008. Prisen på innsatsfaktorer som rigg, stål, arbeidskraft og utstyr er viktige forklaringsvariabler. IHS CERA viser også til en markert økning i driftskostnader i perioden 2004–2008, som følge av økte priser på innsatsfaktorer som arbeidskraft, energi og ulike forbruksvarer.



Figur 2.13 Utviklingen i utslipp av svarte og røde kjemikalier¹.

¹ Tilsatte produksjonskjemikalier er delt inn i klasser avhengig av potensiell miljøfarlighet, og det skilles mellom gule, grønne, røde og svarte kjemikalier. Kjemikalier i grønn kategori er naturlig forekommende stoffer og medfører ikke skade eller ulemper for det marine miljø, kjemikalier i gul kategori er vanligvis ikke definert som miljøfarlige, mens kjemikalier i rød og svart kategori kan ha alvorlige miljøeffekter.

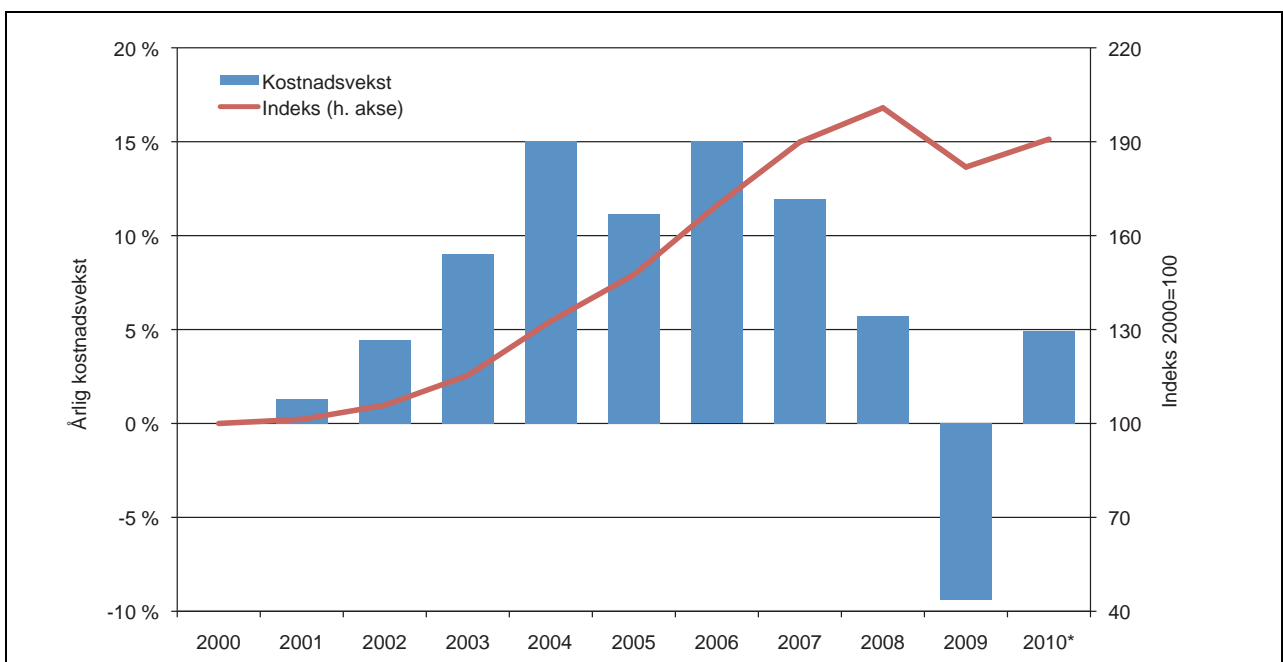


Figur 2.14 Utvikling i utslipp av CO₂ og NO_x og nmVOC.

Kilde: Oljedirektoratet.

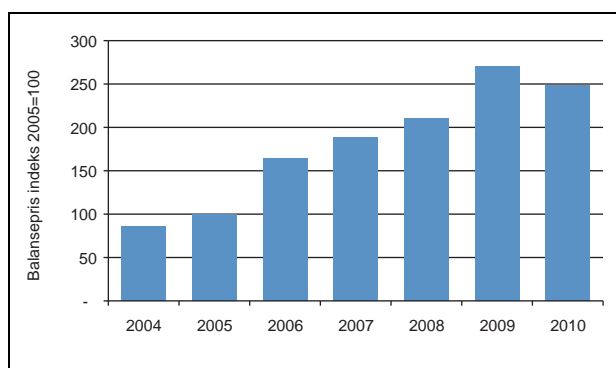
Kostnader er en viktig komponent når selskapene vurderer om nye prosjekter er lønnsomme og kan gjennomføres. Et mål for kostnadsutviklingen er derfor utviklingen over tid i den olje- og gasspris som er nødvendig for å gjøre nye utbygginger lønnsomme (balansepris). Balanseprisene

i leverte planer for utbygging og drift viser en klar tendens til økte utbyggingskostnader på norsk sokkel siden 2005, jf. figur 2.16. Mens balansepriser for nye feltutbygginger i 2004 lå på om lag 100 kroner per fat o.e., lå tilsvarende pris i 2009 på over 300 kroner per fat o.e. Altså en tredobling



Figur 2.15 Global utvikling i kapitalkostnader knyttet til leting og utbygging 2000–2010.

Kilde: IEA/WEO2010.

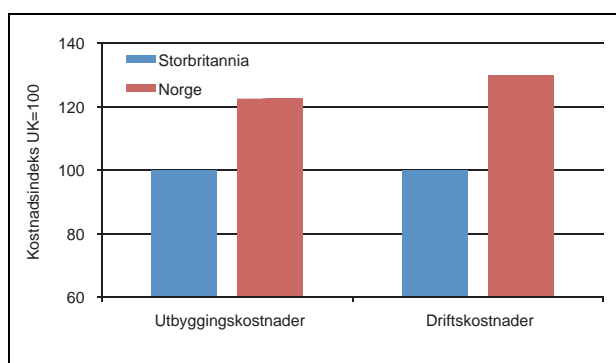


Figur 2.16 Volumveide balansepriser for leverte planer for utbygging og drift i perioden 2004–2010.

Kilde: Olje- og energidepartementet / Oljedirektoratet.

over en femårsperiode. Det var en svak positiv utvikling i balanseprisen for leverte utbyggingsplaner fra 2009 til 2010.

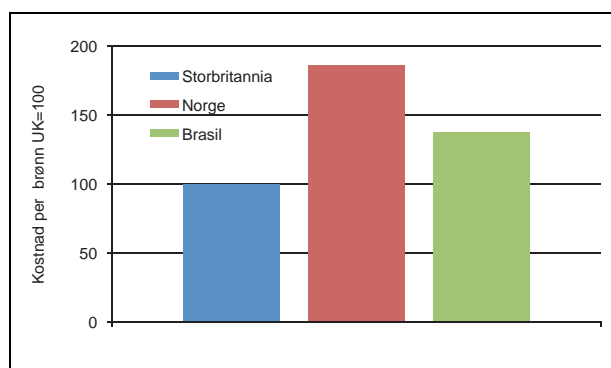
Konsulentselskapet Econ Pöyry har etablert en indeks for kostnadsutviklingen i feltutviklingsprosjekter på norsk sokkel. Den viser det samme bildet. Anslag for perioden 2004–2008 viser en gjennomsnittlig økning på 15 pst. per år. Denne utviklingen fortsatte gjennom 2009, hvor kostnaden ved å ferdigstille et utvalg prosjekter ble 12,5 pst. høyere enn fjoråret. Econ Pöyry peker på pris ved leie av rigg som en viktig driver i kostnadsøkningen med nærmere en tredobling av riggratene i perioden 2004–2008⁶. Det antas at denne utvik-



Figur 2.17 Utbyggingskostnader og driftskostnader for faste plattformar og FPSOer i Norge og Storbritannia¹. Gjelder prosjekter under utbygging eller felt satt i produksjon etter 2000.

¹ To felt i utvalget er dessuten bygget ut med halvt nedsenkbare produksjonsinnretninger. FPSO (Floating, production, storage and offloading) er en flytende produksjons-, lagrings- og lastingsenhet.

Kilde: Wood Mackenzie.



Figur 2.18 Letekostnad per brønn på havdyp under 400 meter. 2000–2009.

Kilde: Wood Mackenzie.

lingen hovedsakelig skyldes forhold i riggmarkedet.

På oppdrag fra departementet har konsulentselskapet Wood Mackenzie sammenlignet kostnadene på norsk sokkel med andre relevante petroleumsprowinsjer. Dette er gjort for lete-, utbyggings- og driftsfasen. Studien bekrefter et høyere kostnadsnivå i Norge enn i sammenlignbare land. Ved å sammenlikne norsk og britisk sokkel finner Wood Mackenzie at utbyggingskostnadene og driftskostnadene ligger mer enn 20 pst. høyere i Norge enn i Storbritannia, jf. 2.17. Forskjellen skyldes delvis aktivitet knyttet til produksjonsboring, herunder kostnaden ved leie av rigg og boreutstyr. Høyere priser på undervannstjenester og prosessanlegg bidrar også til dyrere utbygginger på norsk sokkel. I tillegg bidrar avgifter (CO₂ og NO_x) til høyere driftskostnader. Kostnader knyttet til transport av olje og gass har ikke vært en del av studien.

Også når det gjelder leteaktivitet framstår Norge som et høykostland, jf. figur 2.18. For boring av letebrønner på større havdyp enn 400 meter ligger kostnadene på norsk sokkel om lag 85 og 35 pst. høyere enn på henholdsvis britisk og brasiliansk sokkel. Leie av rigg og tilknyttet personell, feltevaluering og annen administrasjon er de viktigste forklaringene til kostnadsforskjellene.

Finanskrise og et kraftig oljeprisfall førte, ifølge IEA, til at de globale investeringene i petroleumsnæringen falt med 15 pst. i 2009. Oppstrømskostnadene falt med 9 pst. gjennom året. I første halvdel er 2011 er situasjonen en annen. Anslag fra både konsulentselskaper, oljeselskaper og myndigheter viser at næringen står foran en ny periode med rekordhøye investeringer og rekordhøyt aktivitetsnivå. Gitt dagens kostnadsnivå på norsk sokkel er det viktig at aktørene i næringen jobber

⁶ OLFs Konjunkturrapport 2011

sammen for å oppnå kostnadsbesparelser. Kostnadskontroll er avgjørende for å utnytte potensialet på norsk sokkel. Marginale prosjekter og prosjekter i felts senfase trues av høye kostnader. Det har blitt tatt mange gode initiativ i næringen for å holde kostnadsutviklingen under kontroll. Men enda større grep må tas for at vi skal kunne realisere det betydelige ressurspotensialet som fortsatt finnes på norsk sokkel. Smartere og mer effektiv organisering, innenfor dagens regelverk, kan gi betydelige kostnadsbesparelser innen alle typer petroleumsaktiviteter, og derigjennom skape store merverdier for både samfunnet og aktørene selv. Myndighetene skal også bidra med å holde kostnadene under kontroll. Regjeringen iverksetter flere tiltak. Disse gjennomgås i kapittel 4.

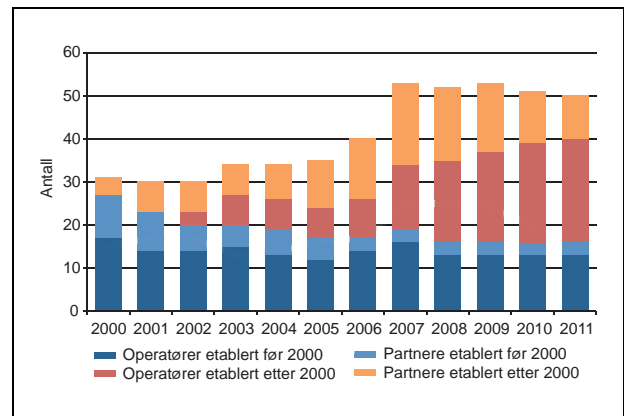
2.5 Et mangfold av aktører

Et overordnet mål for petroleumsvirksomheten er å legge til rette for lønnsom utnyttelse av olje- og gassressursene. Et mangfold av aktører og sunn konkurranse i alle ledd er viktige bidrag i dette. Regjeringen vil legge til rette for det.

Aktørbildet på norsk kontinentalsokkel var fram til år 2000 dominert av Statoil, Norsk Hydro og de store internasjonale oljeselskapene. Dette aktørbildet gjenspeilte de tekniske og finansielt krevende oppgavene næringen stod overfor i Norge i de første tiårene. Dette bildet har endret seg betydelig de siste 10–15 år. Mot slutten av 1990-tallet lå oljeprisen rundt ti dollar per fat og bransjen var preget av konsolidering. Internasjonalt fusjonerte selskaper som Conoco og Phillips; BP, Amoco og Arco; Total, Fina og ELF; Chevron og Texaco; Exxon og Mobil. I Norge fusjonerte blant annet Hydro og Saga. Shell tok over Enterprisen.

Konsolideringen ga direkte effekter for aktørbildet på kontinentalsokkelen. De internasjonale selskapene ble færre og enda større. Dette skjedde samtidig som norsk sokkel, og da særlig Nordsjøen, hadde blitt en veletablert petroleumsprovinns med andre muligheter og utfordringer enn tidligere. Dette var forretningsmuligheter som mange av de eksisterende aktørene på kontinentalsokkelen i begrenset grad ønsket å forfølge.

Norske myndigheter gjennomførte derfor flere tiltak for å øke verdiskapingen fra modne områder. Et sentralt tiltak var å åpne opp for at andre selskaper kunne bli rettighetshavere. Mindre og mellomstore olje- og gasselskaper og utenlandske nedstrømselskaper etablerte seg på kon-



Figur 2.19 Antall operatører og rettighetshavere fordelt på selskaper etablert før og etter år 2000.

Kilde: Oljedirektoratet.

tinentalssokkelen. Det samme gjorde flere nye norske selskaper, jf. figur 2.19.

Det er positivt at aktørbildet endrer seg med utviklingen på sokkelen. Departementet er opptatt av at aktørbildet gjenspeiler de utfordringene virksomheten på norsk sokkel står ovenfor både i modne og mindre modne områder.

Tilstedeværelse av alle de store internasjonale oljeselskapene er unikt for norsk sokkel. Disse selskapene har stor erfaring fra petroleumsvirksomhet og en unik kompetanse. De har forretninger over hele kloden og har gjerne hovedfokus på å lete etter og utvikle store prosjekter. Dette, i tillegg til å videreutvikle sine sentrale felt og funn. Tilgang til nye områder på norsk sokkel med muligheter for å gjøre store funn vil være viktig for at det fortsatt vil være attraktivt for disse selskapene å delta på norsk sokkel over tid.

Konkurranse og samarbeid mellom selskap med ulik kompetanse, ulike erfaringer og ulike vurderinger av leting, utbygging og drift er viktig for å få realisert størst mulige verdier fra olje- og gassressursene. Blant annet derfor er aktiviteten på sokkelen organisert i utvinningstillatelser der flere rettighetshavere arbeider sammen. De rettighetshavere som ikke er operatør har et lovpålagt ansvar om å påse at operatøren planlegger og driver virksomheten forsvarlig, og skal bidra til at de beste løsningene blir valgt i hele feltets levetid. De skal bidra til å gjøre operatøren god gjennom å utfordre på alle sentrale valg som gjøres i utvinningstillatelsen.

Det stilles strengere krav til en operatør enn til de øvrige rettighetshaverne. En operatør må kunne ivareta alle fasene av petroleumsvirksomheten. Det kan ta lengre tid å modne fram operatø-

rer enn andre rettighetshavere. Tilveksten av flere kompetente selskaper med operatørambisjoner er en ønsket utvikling.

Utviklingen i aktørmangfoldet på norsk sokkel varierer i de ulike faser av virksomheten. Rettighetshavere settes sammen ved tildeling av nye tillatelser. Dagens eierskap reflekterer den historiske tildelingen samt eventuelle transaksjoner av eierandeler som har skjedd i etterkant.

2.5.1 Letefasen

Det er spesielt viktig med mangfold i letefasen for å få et rikt tilfang av geologiske vurderinger. Det finnes flere eksempler på at selskaper har gjort funn i tilbakelevert areal. Dette viser at areal som et selskap ikke vurderer som interessant, kan vurderes som en god forretningsmulighet av andre selskaper. Et rikt tilfang av geologiske vurderinger er nødvendig for å påvise mest mulig av ressursene på sokkelen. Mangfold er ekstra viktig i modne områder hvor innfasing av tilleggsressurser og små funn kan være tidskritiske.

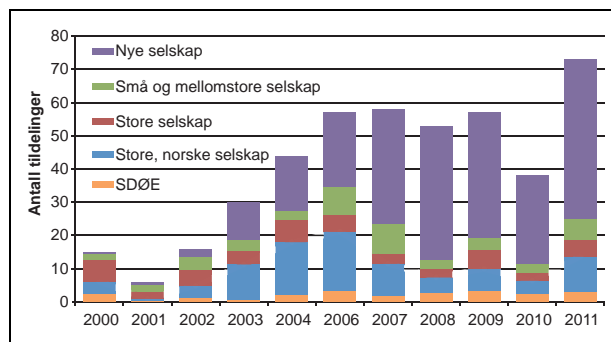
Siden årtusenskiftet har en rekke nye selskaper blitt tildelt utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel. De nye selskapene har vært aktive søkere og har blitt tildelt mange tillatelser, jf. figur 2.20. Disse selskapene har vært særlig aktiv i tildelingene av de modne områdene av sokkelen. Gjennom konsesjonstildelinger og transaksjoner besitter de nye aktørene i dag over 55 pst. av tilgjengelig areal, jf. figur 2.21. Disse selskapene har fått tildelt mange tillatelser i de modne områdene av sokkelen.

I de nummererte konsesjonsrundene spiller de store selskapene fortsatt en nøkkelrolle. De store etablerte selskapene er viktige når det gjelder å lete etter og utvikle nye funn i umodne områder og på dypt vann. Skal en beholde en aktiv tilstedeværelse fra disse kompetansetunge selskapene over tid, er det nødvendig med en aktiv letepolitikk i områder hvor det er potensial for å gjøre store funn. Åpning av nye leteområder er viktig i så måte.

Utviklingen i aktørbildet viser at ulike selskapstyper har ulike fokusområder og at selskapene utfyller hverandre på en god måte som gjør at vi får utforsket både areal i modne og i umodne områder.

2.5.2 Utbyggingsfasen

Det er lange ledetider i olje- og gassindustrien. For et selskap som satser på organisk vekst tar



Figur 2.20 Tildeling av andeler i utvinningstillatelser, antall fordelt på selskapstyper 2000–2011^{1,2}.

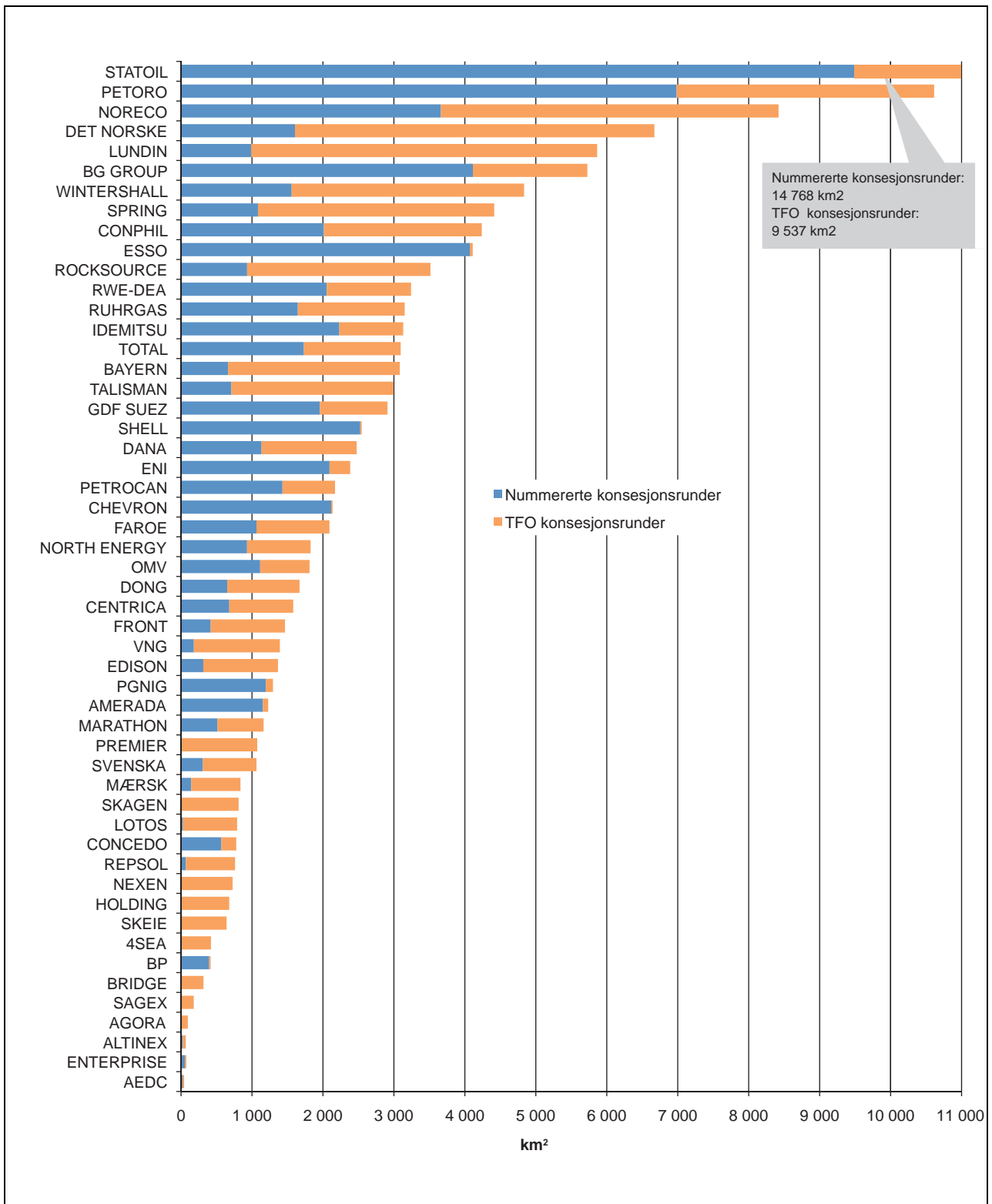
¹ Det var ingen tildeling i 2005.

² Nye selskap siden 2000 (4Sea Energy, Aker Exploration, Bayerngas Norge, BG Norge, Bridge Energy, Centrica, Concedo, Dana, Det Norske, Discover, DONG, Edison, Endeavour, Faroe, GDF SUEZ, Genesis, Lotos, Lundin, Mærsk, Marathon, Nexen, Noreco, North Energy, PGNIG, Premier, Repsol, Rocksourc, E.ON Ruhrgas, Sagex, Skagen 44, Skeie, Spring, Talisman, VNG, Wintershall, Agora Oil & Gas), Små- og mellomstore selskap (AEDC, Hess Norge, Idemitsu, OMV, Petro-Canada, RWE-DEA, Svenska Petroleum), Store utenlandske selskap (BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total), Store, norske selskap (Petro, Statoil).

Kilde: Oljedirektoratet.

det år fra tildeling av areal, til drivverdige funn blir gjort og til produksjonstart. Dette er likt for både operatører og partnere. En alternativ strategi for selskaper som raskere ønsker å bygge en portefølje, inklusive eventuelle operatørskap, er å overta andeler på eksisterende funn eller felt. Det kreves større og andre ressurser for å utvikle funn til produserende felt enn det kreves for kun å være aktiv innen leting. For et nyetablert selskap kan det ta lang tid før det tar steget til produksjonsfasen. Mange av de nye selskapene har som strategi å selge sin andel i utvinningstillatelser når funn gjøres til selskap med bedre kompetanse på utbygging og drift og med større finansiell styrke. Dette er hovedårsakene til at det på norsk sokkel i dag er færre selskap i utbyggingsfasen enn i letefasen.

Trenden i utbyggingsfasen er flere selskaper og større mangfold. En ser nå resultater av omleggingen som ble gjennomført i letepolitikken ved tusenårsskiftet. Det er i dag et mangfold av selskaper som har prosjekter under utbygging eller i sen planleggingsfase, jf. figur 2.22. Operatørskap av nye, selvstendige utbygginger er fordelt på åtte forskjellige operatører. Dette er gjerne de største utbyggingsene som krever mest fra operatørens side. Statoil opererer flest satellittutbygginger. Det er et naturlig resultat av at Statoil er operatør av mange av de store feltene som er i drift. Det er også gevinster å hente i utbyggings- og driftsfasen

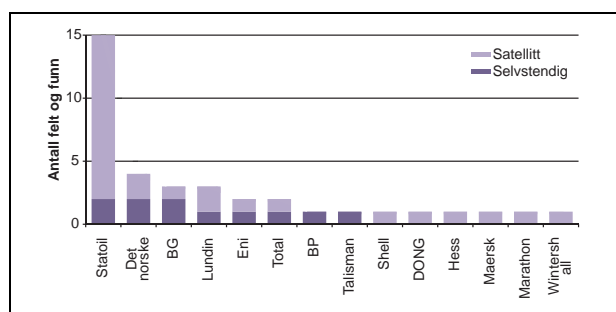


Figur 2.21 Konsesjonsbelagt areal per 01.05.2011 som er tildelt etter år 2000.

Kilde: Oljedirektoratet.

ved operere både satellitt- og vertsfelt. Fem av operatørene av felt under utbygging eller som er i planleggingsfasen er nyetablerte siden 2000. Seks

av de 14 selskapene som har prosjekter under utbygging eller i sen planleggingsfase, er operatø-



Figur 2.22 Operatørskap for funn under utbygging eller i sen planleggingsfase per 2010.

Kilde: Oljedirektoratet.

rer for felt i dag, åtte er således nye operatører på felt i Norge.

2.5.3 Driftsfasen

Operatøren har et særskilt ansvar for utviklingen av det enkelte felt. Samtidig har de øvrige rettighetshavere, blant annet gjennom den lovpålagte påseplikten, en særskilt plikt til å følge opp operatøren og bidra med sin kompetanse slik at feltene utvikles og produseres optimalt og at virksomheten foregår på en forsvarlig måte. At partnerne bidrar aktivt i rettighetshavergruppene er en viktig del av den kontrakten de har inngått gjennom utvinningstillatelsen.

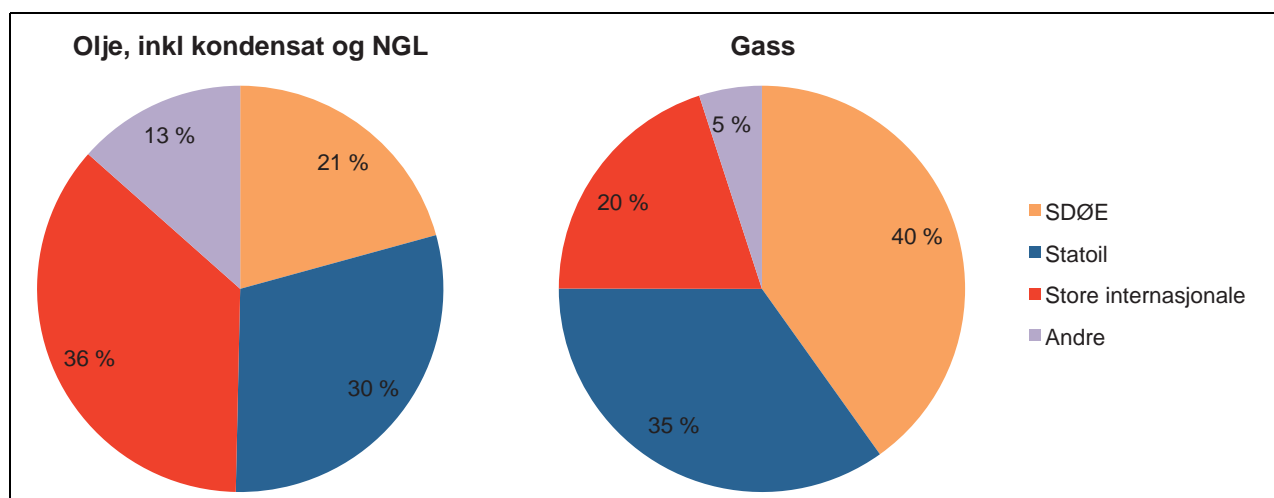
Eierskapet i reservene på sokkelen fordeler seg på et bredt spekter av selskaper, jf. figur 2.23. På oljesiden utgjør Statoil og SDØE om lag halvparten av eierskapet med henholdsvis 30 pst. og 21 pst. Deretter følger de store internasjonale oljeselskapene Total, ExxonMobil, ConocoPhillips,

Eni og BP som hver eier mellom fire og ti pst. Samlet eier denne gruppen av selskaper mer enn en tredjedel av oljereservene. Den siste gruppen utgjør om lag 30 forskjellige selskaper som til sammen eier 13 pst. av oljereservene.

Eierskapet i gassreservene er noe mer konsentrert, men følger det samme mønster som eierskapet i oljereservene. SDØE står for 40 pst. av eierskapet i gassreservene, mens Statoil eier 35 pst. En gruppe store internasjonale oljeselskap bestående av Shell, Total, ExxonMobil, ConocoPhillips, GDF Suez og Eni eier alle mer enn én pst. hver og eier samlet 20 pst. av gassreservene. De resterende gassreservene eies av en gruppe på over 20 selskaper som til sammen eier 5 pst.

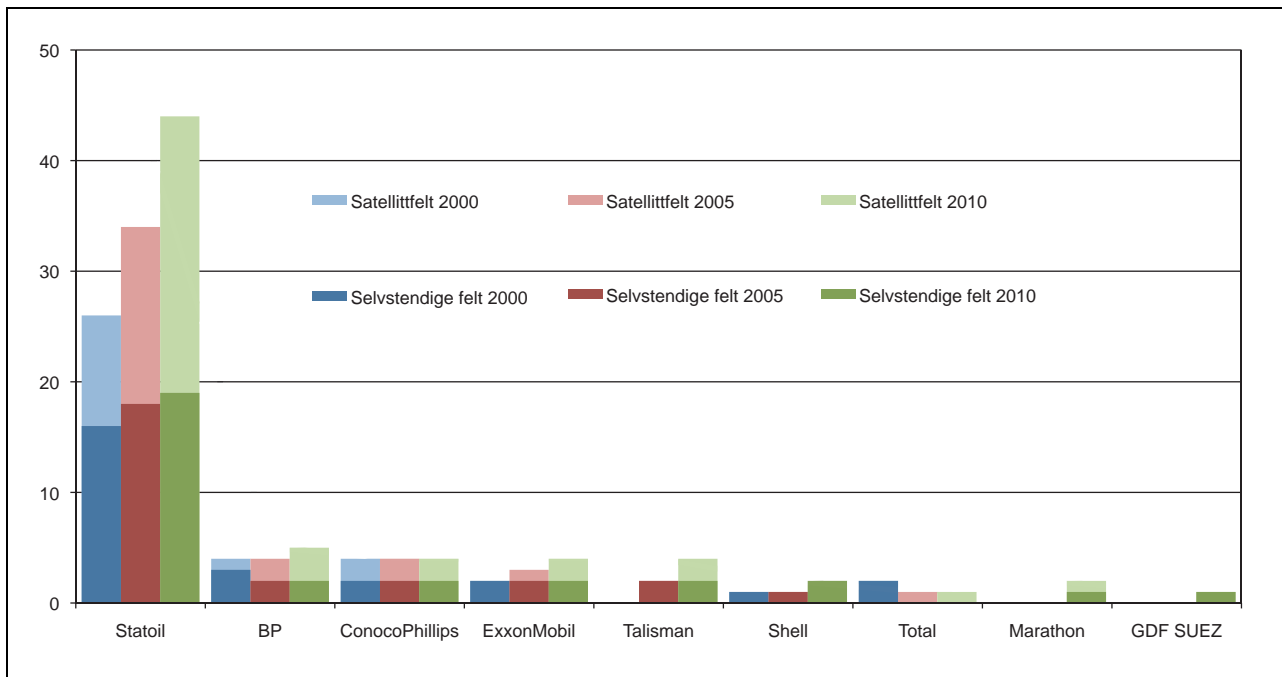
Statoil er i dag den største operatøren av felt i drift på norsk sokkel, jf. figur 2.24. Dette er en konsekvens av at mange operatørskap i virksomhetens begynnelse ble gitt til selskapet. Dette gjelder mange av de store feltene på sokkelen. Samtidig har Statoil vært aktiv i utforskning av sine nærområder og til å modne fram ressurser. Dette har bidratt til mange nye feltutbygginger, særlig satellittfelt, de siste årene.

Statoil er en sentral aktør i driftsfasen, men antall operatørskap alene gir ikke et fullstendig bilde. Det er stor forskjell på å operere en liten undervannstilknytning og for eksempel et stort felt med mange innretninger som Ekofisk. ConocoPhillips har relativt få operatørskap på felt, men er likevel ledende i utviklingen av den sørlige delen av Nordsjøen gjennom sin rolle i Ekofiskområdet. Ulike operatører har sentrale oppgaver på forskjellige områder på sokkelen. I sør er ConocoPhillips som nevnt ledende, men også BP



Figur 2.23 Eierskap i petroleumsreservene fordelt på væske og gass per 31.12.2010.

Kilde: Oljedirektoratet.



Figur 2.24 Operatørskap på felt i drift per 1. januar 2000, 2005 og 2010. Det er tatt hensyn til sammenlåinger, for eksempel er feltene som Hydro opererte i 2000 og 2005 vist i figuren som Statoil.

Kilde: Oljedirektoratet.

og Talisman har operatørskap i området. I midtre del av Nordsjøen er Marathon, Statoil og Exxon-Mobil operatører for felt. I den nordlige delen av Nordsjøen har Statoil en dominerende rolle. I Norskehavet har Shell viktige operatørskap på Ormen Lange og Draugen. Statoil er operatør for mange felt i Norskehavet, men også Eni og BP opererer felt i området. I Barentshavet er Statoil operatør for Snøhvit mens Eni er operatør for Goliat.

Norsk sokkel er avhengig av at også store, kompetente selskaper finner attraktive forretningsmuligheter innen virksomheten. Dette er selskaper som har finansiell styrke til å lete i lite kjente områder, utvikle ny teknologi og igangsette og gjennomføre store og krevende utbygginger. Dette er nødvendig for å realisere potensialet på norsk sokkel.

Selskap med sterkt operatør- og eierskap i feltklynger har ansvar for og en egeninteresse i å utløse stordriftsfordeler. Kostnadseffektiv drift og utbygging er en forutsetning for å realisere potensialet på modne deler av norsk sokkel. De fleste prosjektene i modne områder er små og må knyttes opp mot eksisterende infrastruktur. Rask prosjektframdrift og standardiserte utbyggingsløsninger vil ofte være nødvendig for å få lønnsomhet i slike prosjekter.

En felles operatør for flere felt som står overfor de samme utfordringene, kan gjøre det enklere å få realisert prosjekter som krever samarbeid på tvers av flere utvinningstillatelser. En stor operatør forenkler også erfaringsoverføring mellom felt. En slik struktur legger godt til rette for at lærdommer fra et felt også kommer andre felt til gode.

En stor operatør har en sterk egeninteresse av å opprettholde konkurrerende miljøer på leverandørsiden. Dette bidrar til å sikre gode, rimelige og trygge leveranser over tid. Leverandørindustrien er også tjent med konkurranse. Norsk leverandørindustri er i dag i verdensklasse. Den har utviklet seg til å bli dette blant annet gjennom å vinne fram i hard konkurranse i Norge og internasjonalt.

Sammenslåingen av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet medførte at to sterke miljøer ble samlet i ett selskap. Departementet la i 2009, gjennom arbeidet med rapporten «Strukturendringer i petroleumsvirksomheten», et grunnlag for å følge hvilke konsekvenser sammenslåingen vil ha for strukturen i norsk petroleumsvirksomhet, herunder hvordan den påvirker mangfoldet blant oljeselskaper, leverandører og forskningsmiljøer.

Det er metodisk krevende å foreta denne type analyser. Særlig krevende vil det være for en næring og en bransje som har vært gjennom store

endringer som ikke er knyttet til den begivenheten en ønsker å måle effekten av. For å være relevant må en slik analyse makte å isolere effektene av forhold som finanskrisen, strukturendringene i bransjen og svingningene i olje- og gassprisene. Departementet vil vurdere om en ny gjennomgang av effekter av sammenslåingen er hensiktsmessig å gjennomføre.

Departementet har ikke grunnlag for å si at samlingen av operatørskap, som sammenslåingen mellom Statoil og Hydro, har bidratt til en svekket utførelse av operatørrollen på de berørte feltene. De to selskapene hadde imidlertid begge en unik bredde og en kompetanse om norsk sokkel. Denne ble aktivt brukt av de to selskapene til å utfordre hverandre. Nå er disse to miljøene samlet i ett selskap. Sammenslåingen har derfor, i enkelte partnerskap, skapt et tomrom som de øvrige gjenværende rettighetshavere må fylle. Mangfoldet av rettighetshavere på sokkelen er stort. At ulike selskaper gjør selvstendige vurderinger og utfordrer operatøren i de ulike utvinningstillatelsene er positivt for ressursutnyttelsen. Eierskap i felt reflekterer selskapers økonomiske eksponering og gjennom partnerskapet skal alle rettighetshavere bidra til god ressursforvaltning, herunder god feltdrift. Departementet har en klar forventning til rettighetshavere om å bidra aktivt der de er rettighetshavere og vil styrke sin oppfølging av at denne rollen blir fylt.

Dagens struktur for felt i drift, med en rekke rettighetshavere som skal bidra til å utfordre og drive operatøren framover, kombinert med områder med samme operatør for flere sentrale felt, har mange gode egenskaper. Dette gjelder både det å generere og iverksette gode ideer samt å ta ut samarbeidsgevinster og skalafordeler mellom ulike felt.

2.5.4 Leverandørindustrien

Fra den spede begynnelse for om lag 40 år siden har Norge lyktes med oppbyggingen av en konkurransedyktig petroleumsrettet leverandørindustri. I dag er dette en stor næring. Selskapene leverer avanserte teknologiske produkter og tjenester til nasjonale og internasjonale markeder. Næringen består av et stort antall store, mellomstore og små selskaper som er lokalisert i alle landets fylker. Det er stor dynamikk i leverandørindustrien. De enkelte bedrifter posisjonerer seg gjennom interne reorganiseringer, sammenslåinger og oppkjøp. Leverandørindustrien har alltid hatt et betydelig innslag av utenlandsk eierskap.

Verdikjeden i olje- og gassvirksomheten kan grovt deles inn i leting, utbygging, drift/modifikasjoner samt fjerning. Innenfor hver av disse finnes markedssegmenter der norsk leverandørindustri har gode posisjoner. Eksempelvis vil leting innbefatte seismiske undersøkelser og boring som er et stort marked for rederier og bedrifter som samler inn og tolker geologiske data. Utbygging/feltutvikling omfatter prosjektering, bygging av plattform og innretninger samt installasjonsarbeider. Drift omfatter blant annet boring og brønnservice samt drifts- og vedlikeholdsoppgaver og av og til større modifikasjoner.

Innenfor utbygging/feltutvikling har det skjedd en konsolidering i leverandørindustrien. Flere konkurrerende miljøer i Norge er viktig for at bedrifter lokalisert i Norge skal nå opp i konkurransen om slike oppdrag. Med oppkjøpet av Kværner ble Aker Solutions (ASA) den største norske hovedkontraktør for totalentrepriser innenfor feltutvikling. Det er besluttet at store deler av Aker Solutions ASAs feltutviklingsvirksomhet skal skilles ut som et eget børsnotert selskap, Kværner ASA, fra sommeren 2011. Aibel kan også gjennomføre relativt store utbyggingsprosjekt og har en velutviklet leverandørkjede for å gjennomføre slike utbyggingsprosjekter. Det finnes også andre leverandører som har kapasitet til å være hovedkontraktør, men disse vil normalt gå for mellomstore og mindre prosjekter eller gjerne inngå i en allianse med andre. Eksempler på slike leverandører innenfor feltutbygging er Bergen Group, Grenland Group, Apply Group, Reinertsen, Fabricom og Nymo.

I produksjonsfasen er drifts- og vedlikeholds-markedet sentralt. Her har oljeselskapene behov for en stor bredde av leveranser. Også her er hovedkontraktørene viktige aktører. Med stadig flere felt i produksjon og mange felt i moden fase med fallende produksjon er dette markedet blitt stort. Gjennom mindre og mer spesialiserte rammeavtaler har flere leverandører fått et direkte kundeforhold til oljeselskapene. Drifts- og vedlikeholdssegmentet har flest leverandørbedrifter av alle og har hatt høyest tilvekst av nyetableringer.

Nivået under hovedkontraktør, kalles ofte systemleverandører. Disse leverer større komponenter som krever prosjektering og integrering av ulike komponenter. Eksempler på dette er FMC Technologies, Aker Subsea Production Systems og GE Oil&Gas som er verdensledende innenfor leveranser av undervanns produksjonssystemer. Kongsberg Maritime som leverer kontrollsystemer, Bjørge som leverer systemløsninger for ventiler og Dresser Rand som leverer generator- og

kompressorpakker er andre systemleverandører. Disse bedriftene kjøper gjerne inn enkeltkomponenter fra underleverandører og setter de sammen til «produktpakker» eller systemer. Slike leveranser består ikke bare av et fysisk produkt, men kan også omfatte flere tjenestekomponenter, som for eksempel opplæring i bruk av utstyr, installasjon og testing.

De større leverandørene trekker også veksler på interne underleveranser, men benytter også skreddersydde leveranser fra eksterne underleverandører. I en forsyningskjede kan flere hundre bedrifter inngå. FMC Kongsberg og National Oil Well Varco har eksempelvis over 1000 underleverandører.

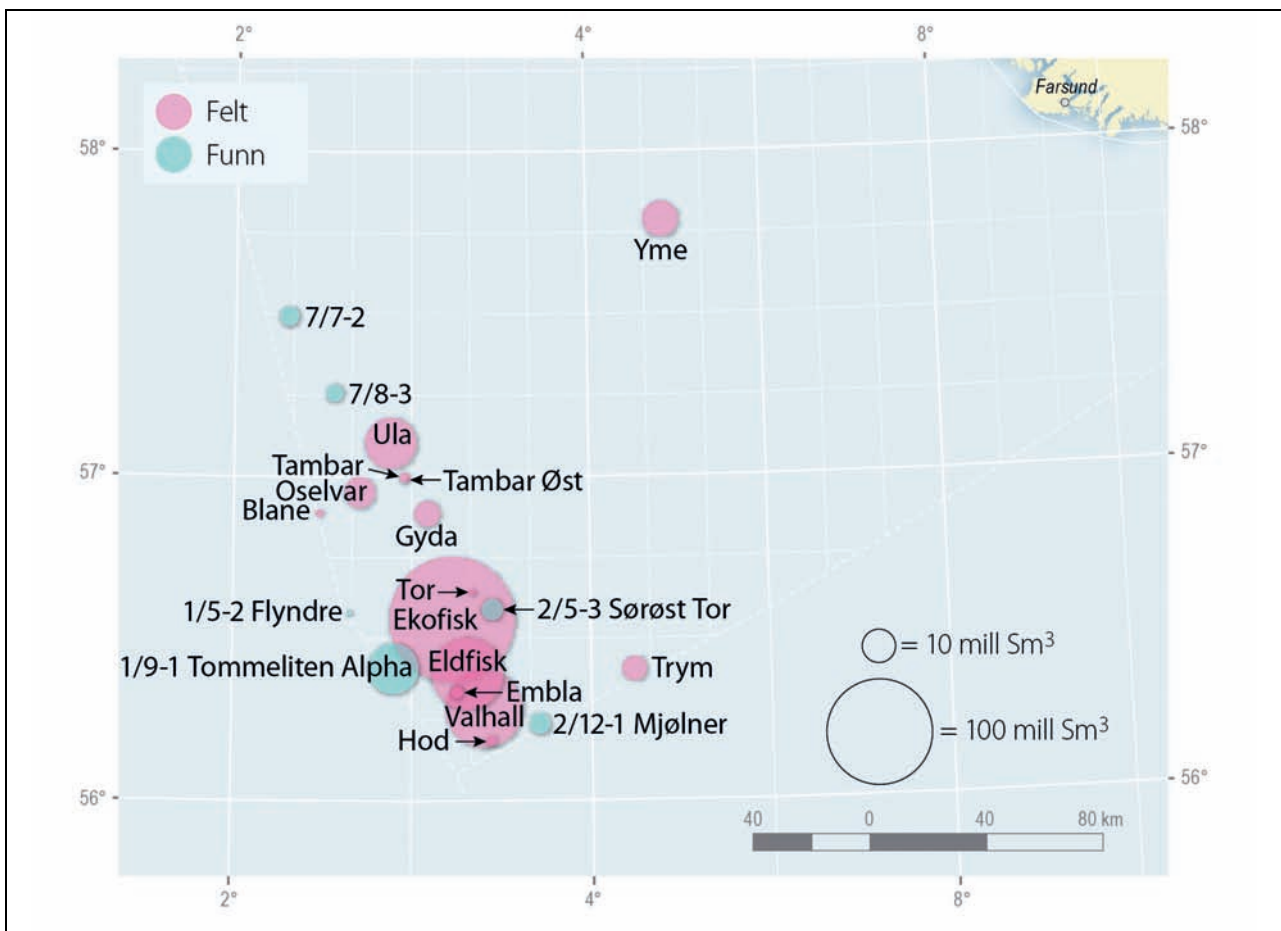
Et framtidig trekk ved leverandørindustrien er at forsyningskjedene er blitt mer internasjonale. For å utnytte enkeltbedrifters spisskompetanse, øke egen kapasitet og redusere kostnader utføres både fabrikasjon og engineering i mange tilfeller utenfor Norge. Dette stiller nye krav til prosjektledelse og håndtering av kommersiell risiko.

2.6 Muligheter i de ulike områdene på kontinentalsokkelen

Bildet av norsk sokkel er mer sammensatt enn noen gang. Muligheter og utfordringer varierer mellom områdene på kontinentalsokkelen. I dette avsnittet gis det en gjennomgang av noen utviklingstrekk, utfordringer og muligheter for ulike deler av norsk sokkel.

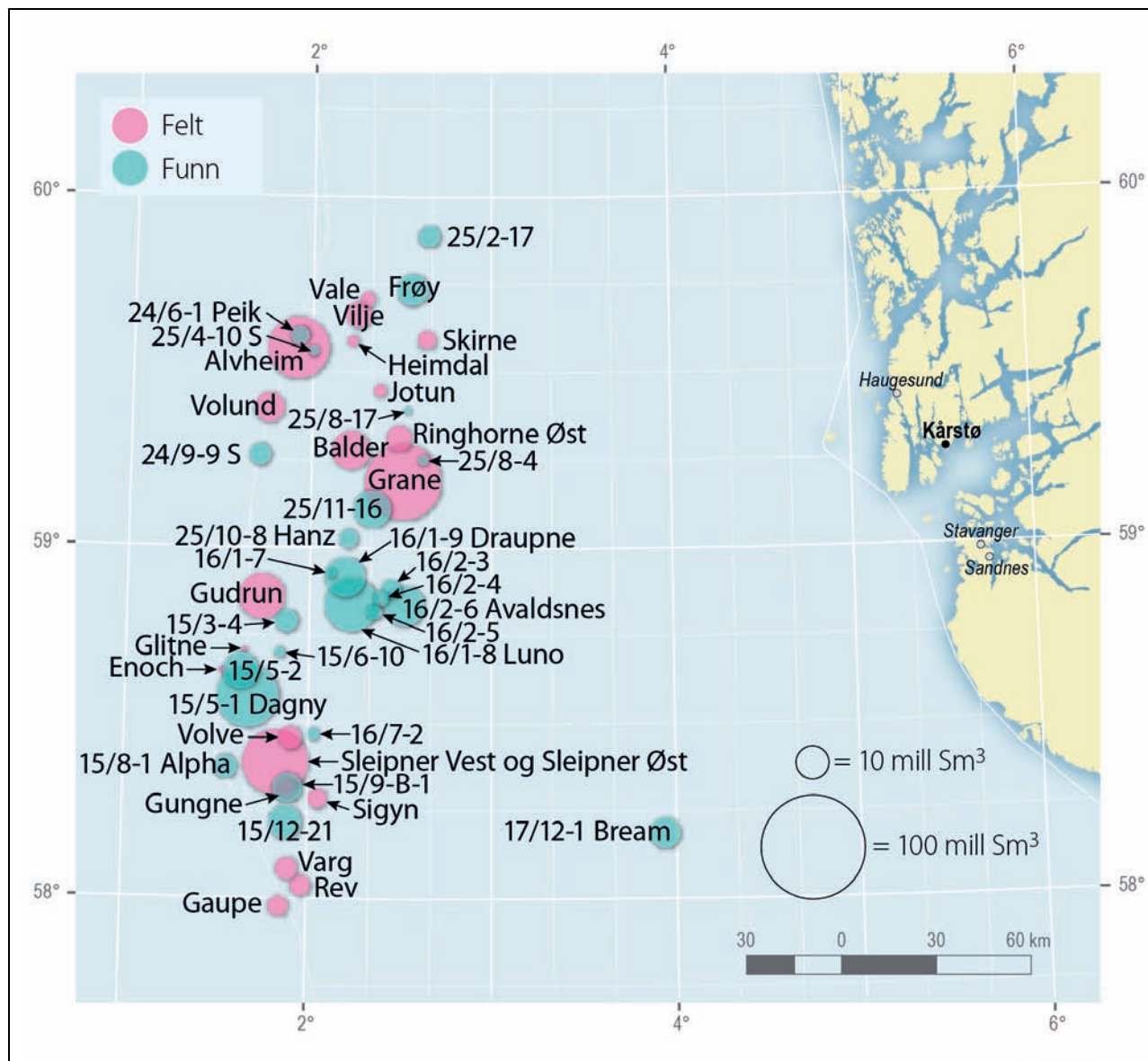
2.6.1 Den sørlige Nordsjøen

I sørlige del av Nordsjøen er produksjonen i dag, og de framtidige mulighetene, knyttet til krittreservoarene i området. Typisk for disse er at det tar lang tid å produsere oljen og gassen. Ekofisk kom i produksjon i 1971 som første felt på norsk kontinentalsokkel, og har fortsatt lang gjenværende levetid. Området er en moden petroleumsprovinc med begrensede uoppdagede ressurser. Sannsynligheten for å gjøre større funn som kan utløse ny infrastruktur i området anses for å være liten.



Figur 2.25 Felt og funn i sørlige del av Nordsjøen. Størrelsen av sirkelen angir totalt gjenværende ressursvolum.

Kilde: Oljedirektoratet.



Figur 2.26 Felt og funn i midtre del av Nordsjøen. Størrelsen av sirkelen angir totalt gjenværende ressursvolum.

Kilde: Oljedirektoratet.

Størstedelen av dagens produksjon kommer fra krittfeltene Ekofisk, Eldfisk, Tor, Valhall og Hod. Til sammen vil disse feltene inneholde svært store gjenværende oljevolumer etter at produksjonen er avsluttet, om dagens planer følges. Det er flere nedstengte krittfelt i området med lav utviningsgrad. I tillegg er det funn som ikke er bygd ut. Dette innebærer at det er store gjenværende, påviste ressurser i området. Dette utgjør et potensial for videre produksjon og verdiskaping i tiår framover. Det investeres i nye innretninger både på Valhall og Ekofisk. Dette vil muliggjøre drift og produksjon fra området de neste 40 årene. Det er nylig godkjent planer om omfattende videreutbyg-

ging av Eldfisk og Ekofisk Sør. Dette medfører store investeringer i området i de nærmeste årene.

Det vil ta tid å få realisert alle mulighetene. Behandlingskapasiteten for gass kan være en begrensende faktor for utviklingen av området. For noen av prosjektene er det hensiktsmessig å avvente utbygging til det blir ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur, framfor å investere i ny kapasitet. Ekofisk er et knutepunkt for petroleumsvirksomheten i området, og mange felt er knyttet til infrastrukturen på Ekofisk for videre transport i Norpipe-systemet.

Valhall forsynes med kraft fra land. Kabelen til feltet fra Lista har begrenset kapasitet utover behovet på Valhall og Hod. Videre elektrifisering av området har vært studert en rekke ganger, senest i Klimakur 2020 og i forbindelse med videreutviklingen av Ekofisk og Eldfisk.

De største krittfeltene produseres i dag ved bruk av vanninjeksjon. Dette gjøres for å holde trykket oppe og presse ut oljen. Det er en øvre grense for hvor mye av oljen en kan få ut ved denne metoden. Andre metoder blir derfor vurdert for implementering i en senere fase av feltenes levetid. Hvis denne type metoder blir brukt på ett eller flere av de store krittfeltene vil det kunne gi forlenget drift, videre verdiskaping og sysselsetting i området. En metode som kan være aktuell på lang sikt er CO₂-injeksjon. Det er reservoarmessige, tekniske, regulatoriske og kostnadsmessige utfordringer knyttet til disse metodene. For CO₂-injeksjon er det en tilleggsproblemstilling å skaffe nok slik gass ute på feltet.

På Ulafeltet har det vært sterk fokus på økt utvinning ved bruk av alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). Dette har vist seg vellykket. Flere satellittfelt er knyttet opp mot Ula og har tilført feltet gass til injeksjon. Feltet har behov for mer gass for å realisere potensialet for økt utvinning. På Gydafeltet vurderes også slik injeksjon. Feltet trenger da tilgang på mer gass enn det har i dag.

Samlet er potensialet for økt oljeutvinning i sørlige del av Nordsjøen betydelig. Selv om potensialet er størst i de store feltene er det interessante volumer også i mindre felt. Yme er et slikt eksempel. Feltet ble stengt ned etter seks års produksjon i 2001. Dette skyldtes lave oljepriser og produksjonsproblemer. Det var da utvinnbar olje igjen i feltet og nye eiere besluttet derfor i 2006 å bygge ut feltet på nytt. Yme vil være det første nedstengte feltet som blir gjenåpnet på norsk sokkel.

2.6.2 Den midtre del av Nordsjøen

Den midtre delen av Nordsjøen (mellom 58. og 60. breddegrad) har en lang petroleumshistorie. Balder som ble påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, selv om feltet ikke ble bygd ut før 30 år senere. Den første utbyggingen i området var gassfeltet Frigg som produserte i nær 30 år før det ble stengt ned i 2004.

Alvheim og Grane er blant de største oljeprodusentene på norsk sokkel. De ventes fortsatt å produsere i mange år. Produksjonen foregår fra Grane ved hjelp av gassinjeksjon med planlagt

vanninjeksjon senere. Alvheim produseres ved hjelp av vanninjeksjon. Feltene er også aktuelle tilknytningspunkt for nye funn i området. Eksempel på dette er Vilje og Volund som produserer til Alvheim.

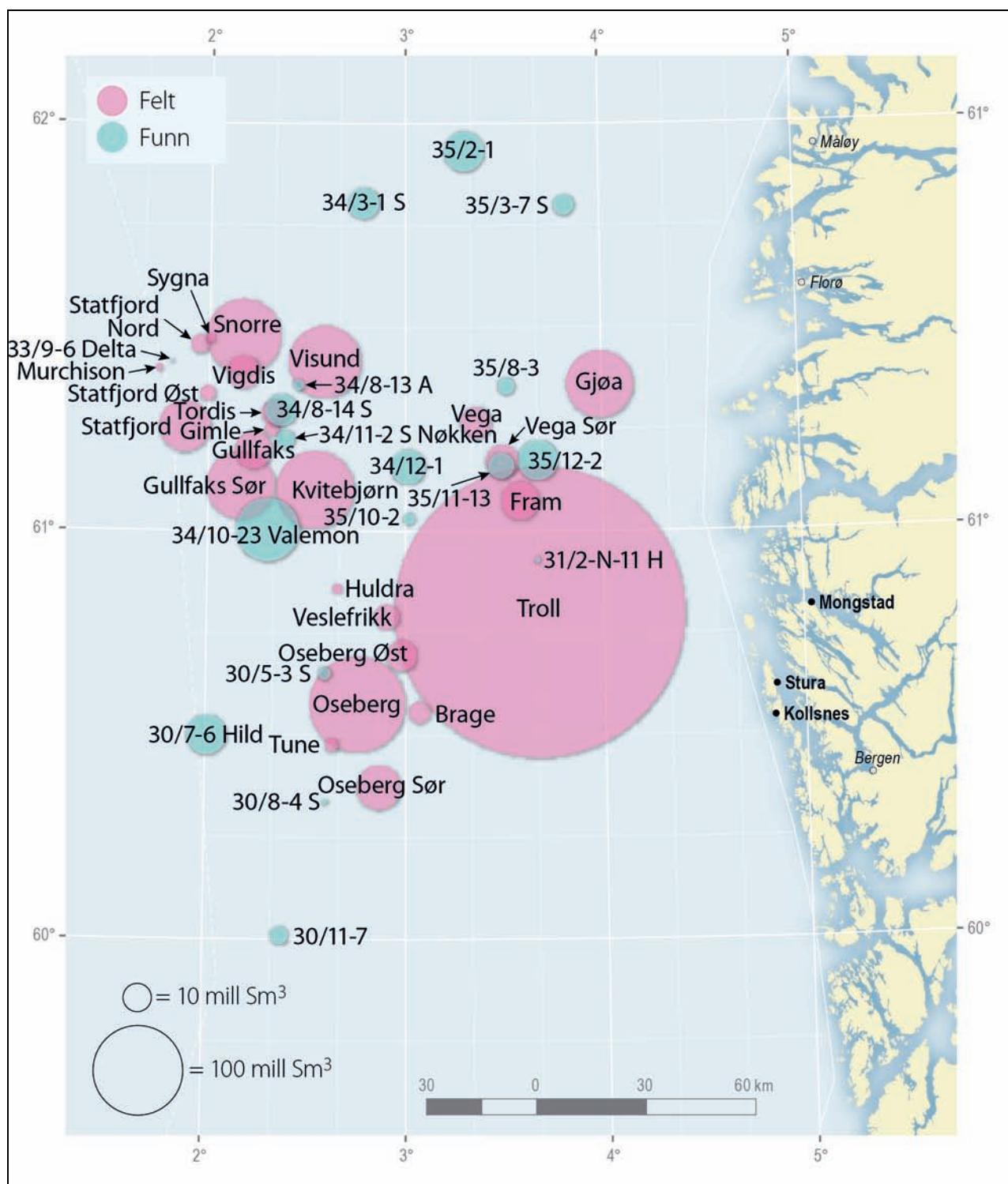
Sleipner kan, til tross for avtagende egenproduksjon, opprettholde god kapasitetsutnyttelse og få forlenget levetid som følge av at funn i området blir knyttet opp mot feltet. Dette bidrar også til bedre utnyttelse av Kårstøanleggene. Utbygging av felt og funn som Gudrun, Sigrun og Dagny er gode eksempler på dette. Sleipner er også et viktig knutepunkt for det norske gasstransportssystemet. En kan herfra nå både det britiske markedet og kontinentet. I tillegg har Sleipner et anlegg for å redusere CO₂-innholdet i gassen. Den CO₂ som hentes ut fra brønnstrømmen har i nærmere 15 år blitt lagret under havbunnen. Dette har gitt viktig erfaring og kunnskap om slik underjordisk lagring.

Det er gjort flere funn i Heimdalområdet. Funnene er for små til å forsvare selvstendige utbygginger. Gassen i funnene må enten kobles opp mot en oljeutbygging i området eller undervannsløsning til Heimdal eller til felt på britisk sokkel for videre prosessering. Kostnadene ved å opprettholde prosessvirksomheten på Heimdal er relativt høy. Gassco vurderer løsninger for anlegget som kan gi lavere driftskostnader.

Området har en variert geologi, med funn i mange forskjellige typer petroleumsreservoarer. Et annet interessant område i den midtre del av Nordsjøen er Utsirahøyden. I området finner man hovedsakelig olje. Det har pågått leteaktivitet siden 1967 og geologien er kjent. I likhet med den sørlige delen av Nordsjøen regnes sannsynligheten for å gjøre nye, veldig store funn som liten. Selv om sørlige Utsirahøyden regnes som et modent område, har en de siste fem år funnet nye typer reservoarer. Det er boret 32 lete- og avgrensningsbrønner i området og boreaktiviteten er fortsatt høy. Det er planer om å bore om lag 20 lete- og avgrensningsbrønner de neste fire årene. Det er gjort interessante funn som Luno, Draupne og Avaldsnes.

2.6.3 Den nordlige del av Nordsjøen

I den nordlige delen av Nordsjøen (mellom 60. og 62. breddegrad) er det produsert olje og gass siden slutten av 1970-tallet. Det er betydelige gjenværende reserver og ressurser, både i felt og funn i området. Mange felt i senfase, kombinert med aldrende infrastruktur, gjør det viktig å ta beslutninger for å hente ut det store ressurspotensialet i



Figur 2.27 Felt og funn i nordlige del av Nordsjøen. Størrelsen av sirkelen angir totalt gjenværende ressursvolum.

Kilde: Oljedirektoratet.

området tidlig nok. Samtidig er det viktig at forutsetningene om forsvarlig virksomhet og sikker levetidsforlengelse ligger til grunn for slik aktivitet.

Den nordlige Nordsjøen består av to hovedområder, Tampen og Oseberg/Troll. Olje og gass fra

feltene i den nordlige delen av Nordsjøen blir transportert delvis med skip og delvis i rørledninger til landanlegg i Norge og Storbritannia. Statfjord er nå i senfase med produksjon av gjenværende gass som eksporteres til Storbritannia. Troll har en svært viktig funksjon for gassforsy-

ningen fra norsk kontinentalsokkel, og vil være hovedkilden til norsk gasseksport også framover. I Osebergområdet faller oljeproduksjonen, men feltene her vil fortsatt produsere i mange år. Den siste utbyggingen, Gjøa med sine satellitter, bidrar til å holde produksjonen i området oppe.

Det er viktig med tilstrekkelig fleksibilitet for å kunne ivareta størst mulig verdiskaping i nye funn. Ved å se flere felt og områder under ett kan løsninger samordnes slik at kostnadene per produsert enhet blir lavest mulig. Samordning på tvers av felt og utvinningstillatelser kan gi betydelige gevinster. Det er behov for fornyelse og forenkling av den omfattende infrastrukturen for å legge til rette for ressursutnyttelse og verdiskaping i et langt tidsperspektiv. Arbeidet som gjøres i prosjektet «Snorre 2040» er viktig for den videre utvikling av Tampenområdet. Bruk av eksisterende/nye innretninger, framtidig oljeeksportløsning, fleksible løsninger for gasseksport/-import, effektive energiløsninger og sikker levetidsforlengelse er viktige tema i arbeidet.

En utfordring for flere av feltene i området er forholdet mellom gassuttak og oljeproduksjon. Dette er spesielt viktig i Troll-Osebergområdet hvor det er behov for flere brønner. For å oppnå dette må de generelle utfordringene i området relatert til trykkavlastning i reservoaret ivaretas på en god måte, og at det blir utviklet gode løsninger for å håndtere overtrykket i Shetlandformasjonen som vanskeliggjør ferdigstilling av nye brønner på Gullfaksfeltet. Pågående og planlagte boreriggoppgraderingsprosjekter, blant annet på Snorre, Gullfaks og Oseberg er nødvendige tiltak. En annen problemstilling i området er injeksjon av gass for å utvinne mer olje. Dette benyttes allerede på flere felt og studier indikerer at gassinjeksjon kan være en god løsning for flere felt. Også for felt uten egen gass.

2.6.4 Norskehavet

Norskehavet ble åpnet for leteaktivitet i 1980. Det første feltet som kom i produksjon i området var Draugen i 1993. Draugen er den eneste bunnfaste innretningen i området. Senere er det etablert flere flytende innretninger, deriblant Åsgard og Norne. Flere mindre felt rundt eksisterende infrastruktur er satt i produksjon i løpet av de siste årene.

Haltenbanken og Ormen Lange er i dag modne områder med stor olje- og gassproduksjon og velutviklet infrastruktur. Det er også områder i Norskehavet som ennå ikke er utbygd eller åpnet for leteaktivitet. Oljeproduksjonen fra de store fel-

tene i området er fallende. Gasseksportkapasiteten fra Haltenbanken, gjennom Åsgard transport-system (ÅTS), er fullt utnyttet for flere år framover. Dette vil kunne påvirke tidspunktet for innfasing av nye funn på Haltenbanken. Tidspunkt for produksjon av gass som til nå er brukt til trykkstøtte i oljeproduksjonen, vil påvirke hvor lenge dagens kapasitet er fullt utnyttet. For Åsgardfeltene har gassinjeksjon blitt benyttet, og vil fortsatt stå sentralt for å opprettholde trykket i reservoaret og oljeproduksjonen.

Norskehavet har vist seg å inneholde mye gass. Produsert gass fra feltene blir transportert i rørledningen ÅTS til Kårstø i Rogaland, og i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen fra Ormen Lange går i rørledning til Nyhamna og derfra til Storbritannia. For flere av de produserende feltene i området er CO₂-innholdet i gassen relativt høyt. Dette er også tilfelle for flere funn i området. Gass fra feltene blandes derfor ut med annen gass med lavere CO₂-innhold for å nå kravene til gasskvalitet. Utblandingen kan skje fra felt i Norskehavet eller fra felt lengre sør. Dette skaper avhengighet mellom feltene i Norskehavet og påvirker hvordan det enkelte felt blir produsert.

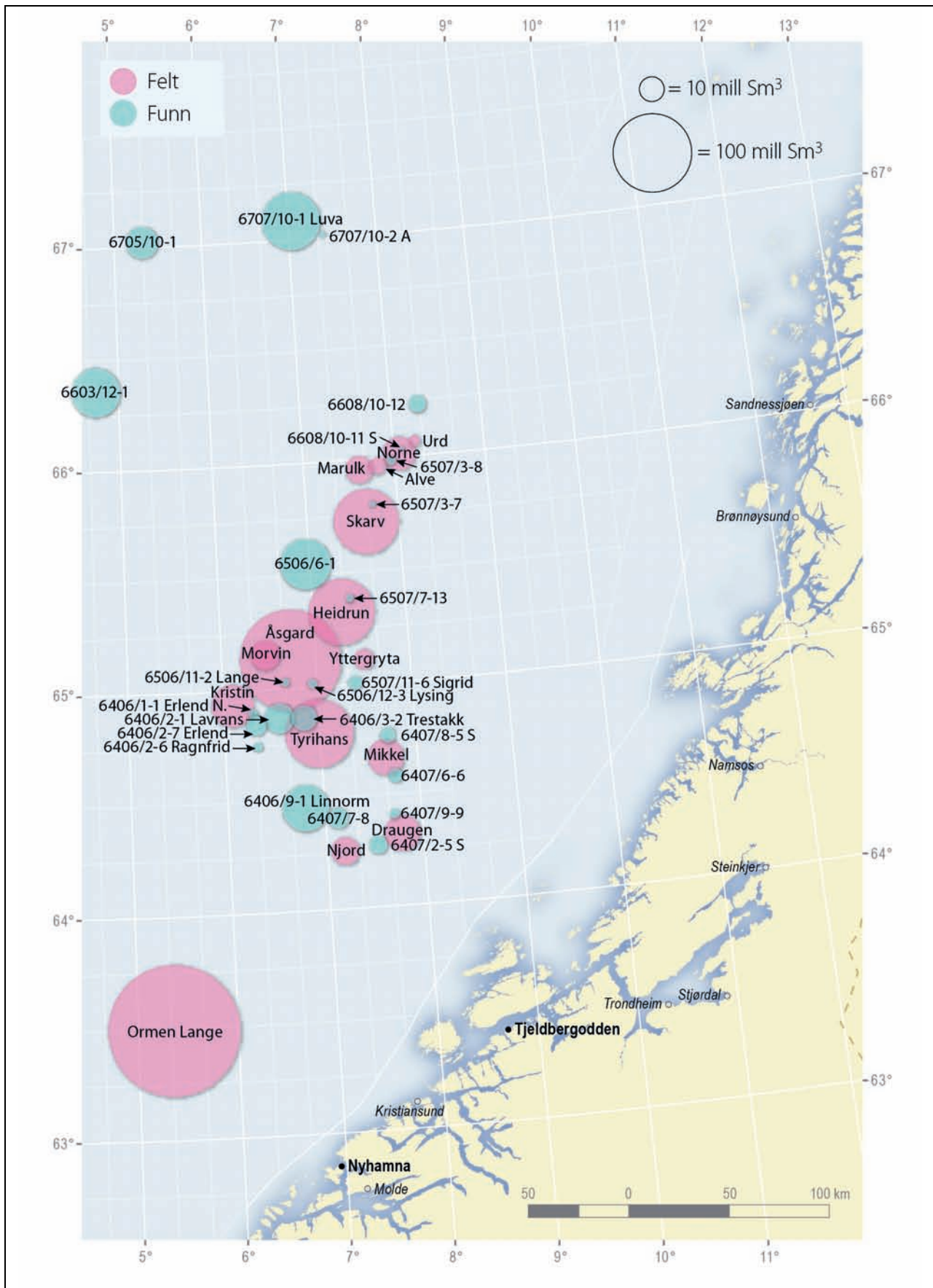
To felt er under utbygging, Marulk som skal knyttes til Norne og Skarv som bygges ut med eget prosessanlegg. Det arbeides med en videreutvikling av Ormen Lange. Vøringområdet er et område i Norskehavet hvor det i dag ikke finnes infrastruktur. Det er gjort flere gassfunn i området. Den planlagte utbyggingen av Luva vil kunne skape grunnlag for ytterligere leteaktivitet og nye utbygginger i området. Operatøren planlegger at gass fra funnene skal transporteres til Nyhamna hvor gassen fra Ormen Lange allerede prosesseres.

2.6.5 Barentshavet

Barentshavet er i dag den minst utforskede delen av norsk kontinentalsokkel. Sammen med områdene på dypt vann i Norskehavet, vurderes Barentshavet som det området der det er størst sannsynlighet for å gjøre nye, store funn. I 2011 er det planlagt 11 letebrønner i Barentshavet.

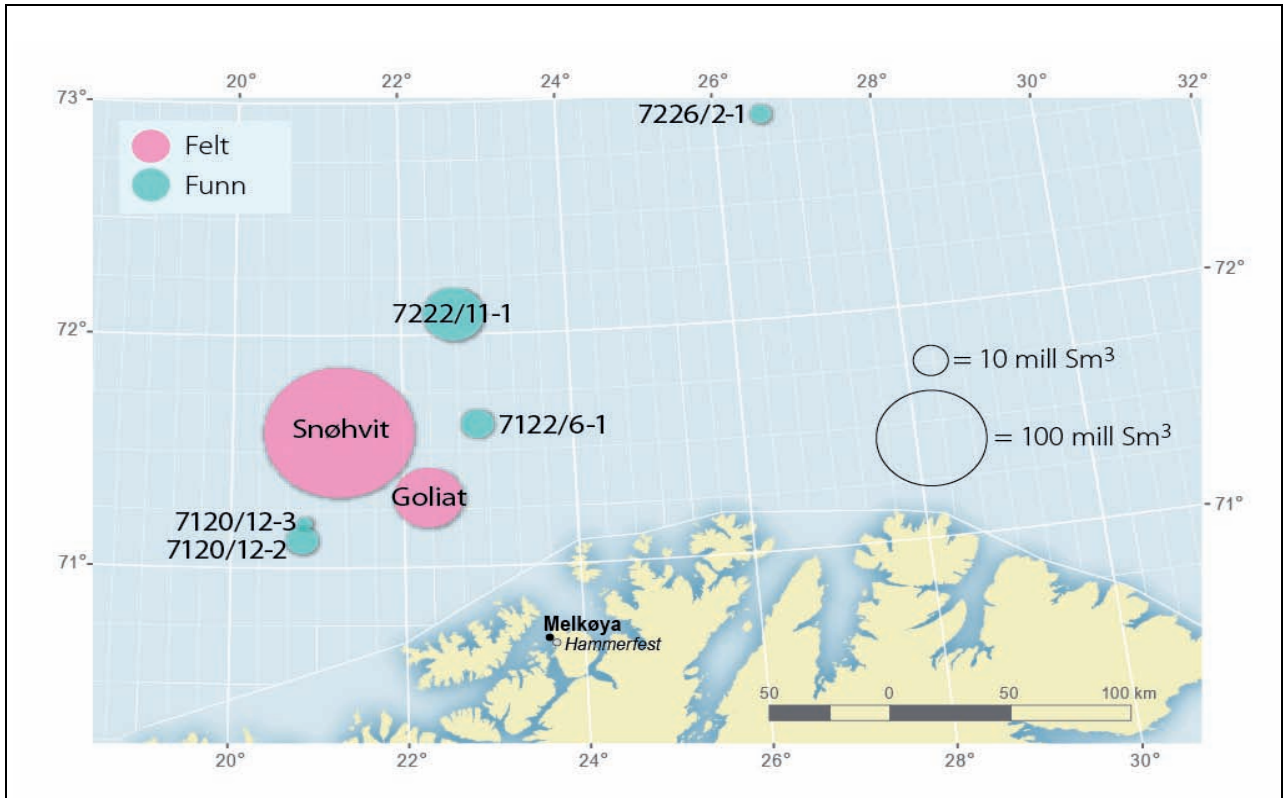
Den første letebrønnen i den norske delen av Barentshavet ble boret i 1980, og det første gassfunnet, Askeladd, ble gjort året etter. Snøhvit startet produksjonen i 2007 og produseres over LNG-anlegget på Melkøya. I utbyggingen inngår gassfunnene Snøhvit, Albatross og Askeladd.

Oljefeltet Goliat ble påvist i 2000 og fikk myndighetenes godkjennelse til utbygging og drift i



Figur 2.28 Felt og funn i Norskehavet. Størrelsen av sirkelen angir totalt gjenværende ressursvolum.

Kilde: Oljedirektoratet.



Figur 2.29 Felt og funn i Barentshavet. Størrelsen av sirkelen angir totalt gjenværende ressursvolum.

Kilde: Oljedirektoratet.

2009. Gass fra Goliat er planlagt reinjisert, men løsninger for gasseskport blir også studert. Med utgangspunkt i Goliats gassvakueringsbehov har Gassco igangsatt en områdestudie der målsettingen er å kartlegge framtidig behov og alternativer for gasstransport fra området. Studien vil omfatte både gasseskport med rør og skip, samt innlands bruk av gass fra området.

Våren 2011 gjorde Statoil et betydelig oljefunn på Skrugard-prospektet i Barentshavet. Funnet er et gjennombrudd i dette utforskede området og en viktig letehendelse for norsk sokkel og Barentshavet. Funnet ligger om lag 100 kilometer nord for Snøhvitfeltet og ressursanslaget er så positivt at det vil kunne gi mulighet for en ny, selvstendig utbygging. Funnet åpner nye muligheter for videre aktivitet i Barentshavet.

Boks 2.2 Landanleggene

Kårstø – større gassvolumer er nødvendig innen 2020

Gassprosesseringsanlegget på Kårstø er et sentralt anlegg for prosessering av gassvolumer fra Nordsjøen og fra Norskehavet. Anslagene for gassprosesseringsanlegget på Kårstø viser en betydelig redusert fødetilgang fra 2020. Disse prognosene er basert på gassprodusentenes innmeldte kapasitetsbehov på anlegget.

Anlegget på Kårstø er tett integrert og har avhengigheter som gjør at ved nedbygging av kapasitet må de nyeste delene av anlegget stenges først. Dette medfører at vedlikehold og robustgjøring av de eldste delene av anlegget fremdeles vil være nødvendig når anleggets kapasitet nedjusteres. Da den petrokjemiske industrien i Grenlandsområdet benytter etan fra Kårstø som et av sine viktigste råstoff, vil framtiden til denne industrien henge sammen med den framtidige fødesituasjonen på Kårstø.

Kollsnes – vil opprettholde to tredjedels kapasitetsutnyttelse til 2030

Naturgass fra feltene Troll, Kvitebjørn, Visund og Fram leveres til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Nær 40 pst. av all norsk gasseksport går over dette anlegget og total kapasitet er 143 mill. Sm³ tørrgass mot Europa per dag. Gass fra Kollsnes er i tillegg viktig blandegass på grunn av det lave CO₂-innholdet. Mot 2020 vil fødetilgangen på Kollsnes bli redusert. Kapasitetsutnyttelse vil kunne opprettholdes på om lag to tredjedeler helt til 2030, selv om ikke nye funn knyttes opp mot gassprosesseringsanlegget.

Kollsnesanlegget er bygget med seks uavhengige gassprosesseringslinjer som muliggjør stegvis nedbygging når det blir nødvendig å redusere prosesseringskapasiteten på anlegget.

Nyhamna – trenger ny tilgang på naturgass fra Norskehavet

Ormen Lange feltet leverer naturgass til Nyhamna, og det prosesseres om lag 70 mill. Sm³ tørrgass per dag. Denne gassen transporteres i hovedsak til Storbritannia. Uten beslutning om utbygging av pågående feltmodninger i Norskehavet (som Luva og Linnorm) med oppknytting til Nyhamna, vil kapasitetsutnyttelsen falle betydelig rundt 2020. Gassprosesseringsanlegget er bygget for Ormen Lange feltet og vil stenge om ikke nye felt knyttes opp mot Nyhamna i løpet av feltets levetid.

Tjeldbergodden – Heidruns gassinjeksjonsbehov er viktig

Tjeldbergodden mottar gass fra Heidrunfeltet via Haltenpipe. Gassvolumer i Haltenpipe går ene og alene til industriell bruk på Tjeldbergodden. I dag utnytter Tjeldbergodden mindre enn en tredel av den tilgjengelige kapasiteten i Haltenpipe, men det er flere andre felt som potensielt kan levere gass via denne rørledningen dersom forholdene legges til rette for det. Heidrun kan levere gass til Tjeldbergodden i lang tid, men gassinjeksjonsbehovet på feltet vil kunne begrense gassuttaket og dermed mulig gasstransport til Tjeldbergodden.

3 Olje- og gasspriser understøtter lønnsom aktivitet

Prisene på olje og gass er sentrale elementer for at målene i petroleumspolitikken skal nås. Salgsverdien på olje og gass danner grunnlaget for nivået på verdiskaping og statlige inntekter fra næringen. I dette kapitlet gjennomgås utsiktene for olje- og gassmarkedet.

Verden vil trenge mer energi i framtida. Økonomisk vekst og bedring i levestandard, befolkningsøkning, økt urbanisering samt energi- og miljøpolitikk vil drive utviklingen i energibruken. Veksten vil være særlig stor i de framvoksende økonomiene og i utviklingslandene hvor energibruken per innbygger er lav og energifattigdommen omfattende.

Verden trenger ikke bare mer energi, men også renere energi. Fossile energikilder utgjør i dag 80 pst. av den totale energitilgangen og vil dekke mesteparten av energibruken i tiår framover. Overgang fra karbonintensivt kull til renere gass i energiforsyningen kan i mange land gi store klimagassreduksjoner. For verden blir det en stor utfordring å skaffe både mer og renere energi. Utviklingen i energiforbruket vil blant annet påvirkes av hvilken klimapolitikk som føres globalt og regionalt.

I tillegg til renere og mer energi er også energisikkerhet et viktig mål i energipolitikken. Produsent- og forbrukslandene har en felles interesse i sikker energiforsyning. Effektive og velfungerende olje- og gassmarkeder og god energidialog mellom produsent- og konsumentland er viktig for å oppnå dette.

Sikker tilgang på energi er en nøkkelfaktor for utviklingen i verdensøkonomien og henger nært sammen med velstandsnivå og -utvikling. Tilgang på energi kan frigjøre arbeidskraft som i dag brukes i lavproduktivt manuelt arbeid. Resultatet blir økt produksjon, høyere lønninger og en mindre fysisk krevende arbeidssituasjon. Store deler av verdens befolkning bruker lite energi. 1,5 mrd. mennesker har ikke tilgang til elektrisitet. Bedre tilgang på moderne energiformer er nødvendig for at disse menneskene skal løftes ut av fattigdom. Den tid som i dag brukes på å skaffe brensel kan frigjøres. Tid, krefter og ressurser kan i ste-

det brukes på å produsere, skaffe og lage mat. Lys vil gjøre bedre skolegang mulig.

3.1 Oljemarkedet

3.1.1 Utviklingstrekk

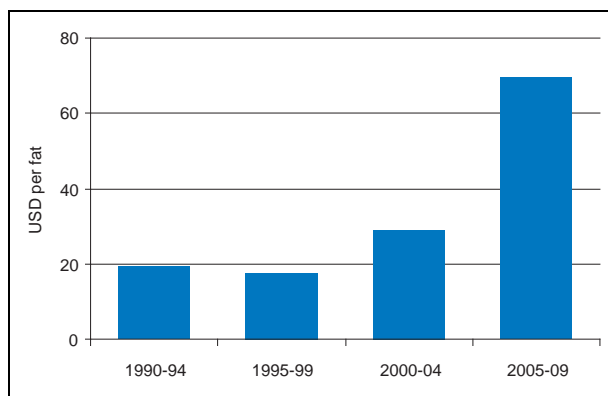
Utviklingen i oljemarkedet påvirkes av en rekke ulike forhold: økonomisk vekst, energi- og miljøpolitikk, geopolitiske forhold og utviklingen i Midtøsten, teknologisk utvikling, endringer i konsumentadferd mv. Markedet er i kontinuerlig utvikling og faktorene som driver utviklingen vil kunne variere over tid. Ser en på oljemarkedet de siste fem årene kan noen utviklingstrekk framheves:

Høye, stigende og svingende oljepriser

Gjennomsnittsprisen i siste femårsperiode er 70 USD per fat, mens prisen i 1990-årene var under 20 USD per fat, jf. figur 3.1. Samtidig med at prisene har ligget høyere, har det også vært unormalt store svingninger. Oljeprisen har variert mellom 30 og 140 USD per fat i perioden.

OPEC har spilt en viktig rolle for prisutviklingen

Gjennom produksjonsreguleringer har OPEC helt siden grunnleggelsen for 50 år siden søkt å



Figur 3.1 Oljepris, 5 års gjennomsnitt.

Kilde: PIRA.

påvirke prisen på olje. Fra 2000 søkte OPEC å holde prisen innenfor et prisbånd på 22–28 USD per fat. Dette ble oppgitt i 2005. Etter den tid har OPEC ikke hatt et offisielt prismål, men har i praksis søkt å opprettholde en oljepris på 70–90 USD per fat.

Finansmarkedets betydning

Finansmarkedene har fått større betydning for prisdannelsen. Handelen med terminkontrakter og andre finansielle instrumenter har økt betydelig de siste årene, både på de regulerte råvarebørsene og i OTC¹-markedene. I økende grad plasseres kapital i olje ut fra finansielle investeringsformål. Denne utviklingen har påvirket prisdannelsen i markedet. Olje prises i amerikanske dollar i det internasjonale markedet. En ser at oljeprisen i større grad korrelerer med dollarkursen og aksjeindekser og at utviklingen i finansmarkedene har større betydning for den kortsiktige utviklingen i råoljeprisen enn tidligere.

Veksten skjer utenfor OECD

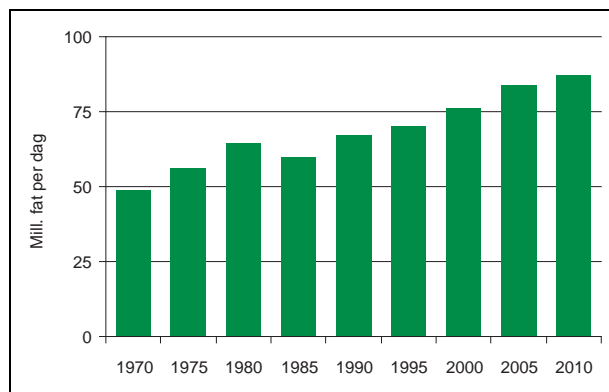
Veksten i oljeetterspørselen har i sin helhet skjedd i utviklingsland og framvoksende økonomier. Særlig har Kina vært viktig.

Økte utvinningskostnader

Kostnadene innen oljeutvinning har økt mye. Kostnadene er nesten blitt fordoblet de siste fem årene. Finanskrisen i 2008 bidro til et forbigående fall i kostnadene, men fra 2010 er det igjen en stigende tendens i kostnadsutviklingen. Kostnadsøkningen henger dels sammen med at gjenværende ressurser gradvis blir teknisk vanskeligere å utvinne. Men dels skyldes kostnadsøkningen at det har vært et høyt aktivitetsnivå i petroleumsnæringen internasjonalt og stigende priser på innsatsfaktorene i olje- og gassvirksomheten.

3.1.2 Etterspørselen

Olje har gjennom lang tid vært en av de viktigste råvarene i verdensøkonomien, og etterspørselen etter olje har økt jevnt og trutt de siste årtiene, drevet fram særlig av vekst i global produksjon, befolkningsøkning, økt transportvirksomhet og urbanisering.



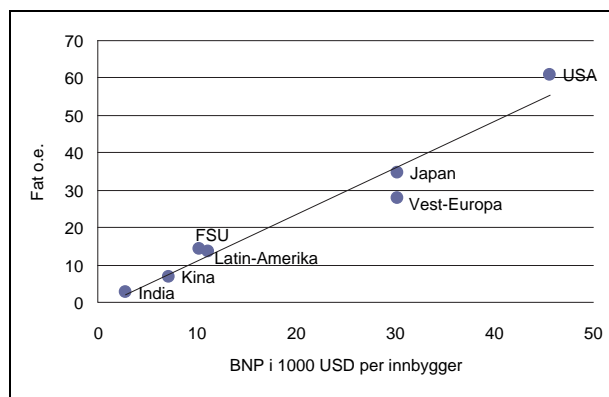
Figur 3.2 Historisk oljeforbruk.

Kilde: PIRA.

Det har også vært perioder med fallende etterspørsel, som i første del av 1980-årene, da realprisene på råolje ble flerdoblet i løpet av kort tid. Finanskrisen i 2008–09 førte til et kraftig fall i oljeetterspørselen. I 2010 vokste etterspørselen igjen.

Det er sannsynlig at forbruket av olje vil fortsette å øke, både på kort og lengre sikt. Særlig vil oljeanvendelsen kunne øke i framvoksende økonomier og i transportsektoren. Det er et behov for olje i Kina, India og andre framvoksende økonomier. Der oljeforbruket per innbygger bare er en brøkdel av forbruket i OECD-landene, jf. figur 3.3. Både total verdiskaping og inntekt per innbygger vokser raskt i disse landene. Med høyere inntektsnivå ser man gjerne ikke bare økt energibruk, men også en overgang fra tradisjonelle energiformer som biomasse til «moderne» energiformer som elektrisitet og oljeprodukter.

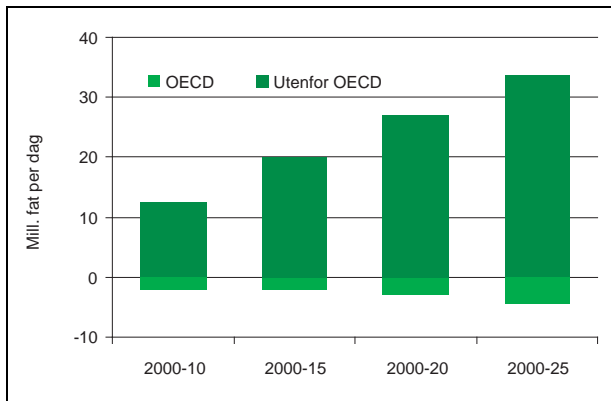
I det tradisjonelle OECD-området kan oljeforbruket ha passert toppen. Forbruket i dag er om lag ti pst. lavere enn for fem år siden. Dette skyldes delvis den økonomiske nedgangskonjunkturu-



Figur 3.3 Oljeforbruk og brutto nasjonalprodukt per innbygger.

Kilde: PIRA.

¹ OTC – over the counter, handel direkte mellom to parter utenfor børs/markeds plass.



Figur 3.4 Akkumulert vekst i oljeetterspørselen (basisår 2000).

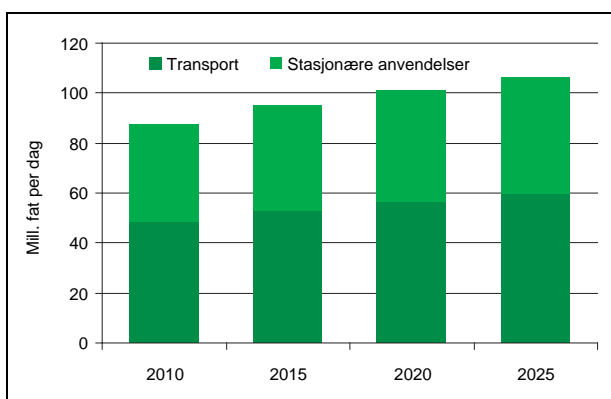
Kilde: PIRA.

ren i 2008–09. I årene som kommer vil oljeforbruket mest sannsynlig begrenses ytterligere som følge av tiltak som er iverksatt for å minske CO₂-utslippene og fremme fornybare drivstoffer; dette gjelder for eksempel i USA og i EU-landene.

Analyser fra blant annet IEA og konsulentsekskapet PIRA indikerer at all vekst i oljeetterspørselen de neste 10–20 årene vil komme i utviklingslandene og framvoksende økonomier, jf. figur 3.4.

Forbruksveksten vil variere mye etter hvilken anvendelse det er tale om. For oljemarkedet er transportsektoren viktigst. Mer enn halvparten av oljeforbruket finner sted i sektoren og olje står for nesten all energibruken der. Det er grunn til å forvente at mesteparten av energibruken i transportsektoren i lang tid ennå vil være oljebaserte drivstoffer. Øvrig oljebruk omfatter stasjonære anvendelser slik som kraftproduksjon, petrokjemisk industri og olje til oppvarmingsformål jf. figur 3.5.

Samtidig kan andre energikilder som biodrivstoffer og elektrisitet få større innpass i transportsektoren, drevet fram av energisikkerhets-, klima-



Figur 3.5 Etterspørselsutvikling fordelt på bruksområde.

Kilde: PIRA.

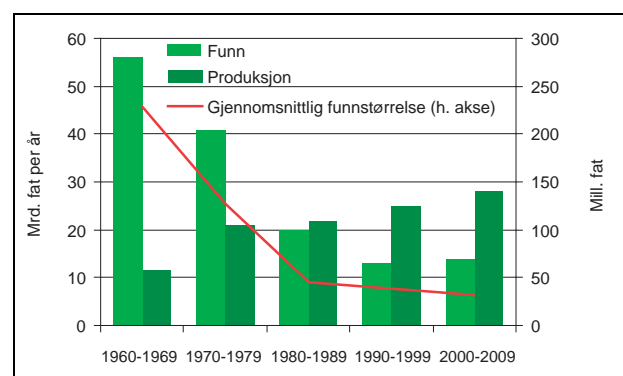
og miljøhensyn. Både EU og USA har mål om større anvendelse av biodrivstoffer, i første rekke i veitransport, som står for mesteparten av energibruken i transportsektoren. Det er også forventninger om økt bruk av elektrisitet i transportsektoren, gjennom utviklingen av mer effektive batterier i elektriske biler og plug-in hybrid biler. Det tar tid å skifte ut kjøretøyparken noe som påvirker når nye teknologier slår ut i redusert oljekonsum.

Etterspørselen etter olje kan komme til å øke med drøyt 1 mill. fat per dag i året og nå 100 mill. fat per dag i 2020, jf. figur 3.5. Store, nye oljeresurser må bygges ut, ikke bare for å møte en forventet vekst i etterspørselen, men også for å erstatte nedgangen i produksjonen fra felt som allerede er i drift. I følge anslag fra IEA vil produksjonen fra felt som i dag er i drift kunne falle med om lag 3/4 de neste 25 årene. Det tilsvarer et årlig produksjonstap på 2 mill fat per dag eller nesten hele Norges oljeproduksjon.

3.1.3 Tilbudet

Det har vært en tilbakevendende problemstilling hvorvidt verdens oljeresurser er tilstrekkelige for å møte økte behov for olje i framtida. Anslagene over verdens oljeresurser er usikre og det er ikke mulig nøyaktig si hvor store oljeresursene er og hvor mye av disse som er teknisk og økonomisk mulig å utvinne. Det vil også blant annet avhenge av oljeprisutviklingen, ettersom økonomisk tilgjengelige ressurser vil øke med høyere priser.

En pessimistisk ressursvurdering kan vise til at forbruket av olje i mer enn 30 år har vært større enn reservetilveksten gjennom leting, jf. figur 3.6. Men dette kan dels skyldes at letingen etter olje i deler av verden av ulike årsaker har vært lav. Det gjelder for eksempel i Midtøsten, til tross for at



Figur 3.6 Oljefunn og oljeproduksjon.

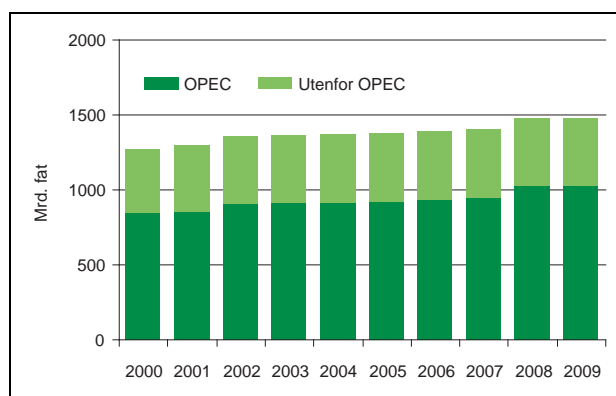
Kilde: IEA, WEO 2010.

det eksisterer et betydelig potensial for nye funn i denne regionen.

Selv om forbruket av olje har vært større enn det man har kunnet påvise gjennom leting, har gjenværende reserver vært økende. Mer effektive utvinningsmetoder som gir høyere utvinningsgrad er en årsak til dette. Gjenværende, påviste reserver anslås til nesten 1500 mrd. fat. Dette er mer enn all olje som hittil er produsert og som med dagens uttak vil vare i over 40 år. Verdens totale utvinnbare oljemengder kan være over 6000 mrd. fat i henhold til anslag fra blant annet IEA.

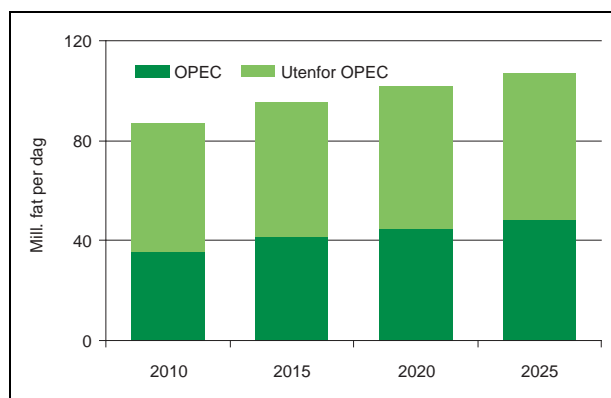
Et mer sentralt spørsmål enn hvor store verdens oljeressurser er, er om oljeprodusentene vil makte å øke produksjonen i takt med veksten i etterspørselen, og hvilket nivå på oljeprisene dette forutsetter. Mange av produsentene utenfor OPEC er i tilbakegang. Det gjelder for eksempel Norge, Mexico og Storbritannia. For de to største produsentene Russland og USA er produksjonen ventet å være stabil eller svakt økende framover. Betydelig produksjonsøkning kan finne sted i Brasil, der en rekke store oljefunn er gjort de siste årene. Også Canada kan øke produksjonen mye, dersom oljesandressursene bygges ut videre. Anslag tyder på at produksjonen utenfor OPEC vil kunne øke i årene som kommer, men ikke på langt nær så mye som forventet etterspørselsvekst.

OPEC-landene vil da måtte dekke mesteparten av etterspørselsveksten. 2/3 av verdens oljeressurser antas å befinne seg i land som er medlem i OPEC. Disse landene står i dag for om lag 40 pst. av oljeproduksjonen. Ressursbasen i landene gir grunnlag for en betydelig produksjonsøkning utover dagens nivå. Rikelig tilgang på ressurser er ingen garanti for stabil vekst i produksjonen. Flere av de store ressurslandene i OPEC har vært eller er politisk ustabile. Historisk har kriger og konflikter vært hyppige i Midtøsten og ført til periodevis ustabil og avtagende oljeproduksjon og



Figur 3.7 Påviste oljeresserver globalt.

Kilde: BP.



Figur 3.8 Utviklingen i oljetilbudet framover.

Kilde: PIRA.

påvirket landenes evne til å bygge opp ny produksjonskapasitet. Budsjetbegrensninger kan også påvirke landenes muligheter til å bygge ut ny kapasitet, ved at kapital til investeringer i oljeutvinning må konkurrere med andre behov i landene. De omfattende urolighetene i regionen i år har ført til stans i oljeeksporten fra Libya og kraftig oppgang i oljeprisene.

Irak er et eksempel på et OPEC-land som har store uutnyttede oljeressurser. Landet har nå inngått avtaler med den internasjonale oljeindustrien som kan resultere i raskt voksende produksjon de neste årene. Men politisk ustabilitet og mangelfull sikkerhet i landet kan tilsa at en slik utvikling ikke fullt ut blir realisert.

3.1.4 Oljeprisen

Prisen på olje er den enkeltfaktor som betyr mest for petroleumsvirksomheten i Norge. Historisk har oljeprisen variert mye fra år til år og det har vist seg vanskelig å gi treffsikre prognoser over prisutviklingen.

Spotprisen for olje lå i 2010 i intervallet 70–90 USD per fat (Brent Blend), som er et relativt høyt nivå historisk sett. Utover i 2011 har prisen steget til over 120 USD per fat på bakgrunn av uroligheter og minskede oljeleveranser fra Nord-Afrika og Midtøsten. Utviklingen i denne regionen utgjør nå et betydelig usikkerhetsmoment for oljemarkedet. En normalisering av situasjonen kan lede til et fall i oljeprisene. Men det er også en mulighet for at urolighetene for alvor sprer seg, noe som vil kunne gi enda høyere oljepriser.

Det er mange forhold i markedet som kan bidra til å opprettholde oljeprisen på et høyt nivå også i de kommende årene:

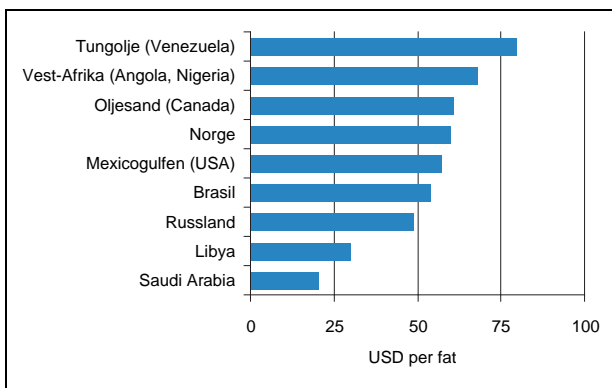
- Økende etterspørsel fra Kina, India og andre framvoksende land

- Svak vekst i oljeproduksjonen fra ikke-OPEC landene
- Høyere markedsandel for OPEC-landene
- OPEC sin markedsregulering
- Geopolitiske forhold, risiko og ustabilitet i store ressursland
- Høye utvinningskostnader i mange viktige produksjonsområder

Over tid vil en ikke forvente at oljeprisen vil ligge lavere enn kostnadene ved å bygge ut nye oljefelt eller øke uttaket fra eksisterende felt. Kostnadene har økt mye de siste 10 årene. Det er ikke rimelig å tro at kostnadene vil falle vesentlig på lengre sikt. Den marginale produksjonen av olje finner sted på stadig dypere vann og i større avstand fra markedene, hvilket bidrar til høyere kostnader. Det er heller ikke grunn til å tro at kostnadene for ukonvensjonell olje som oljesand, vil bli mye lavere enn i dag.

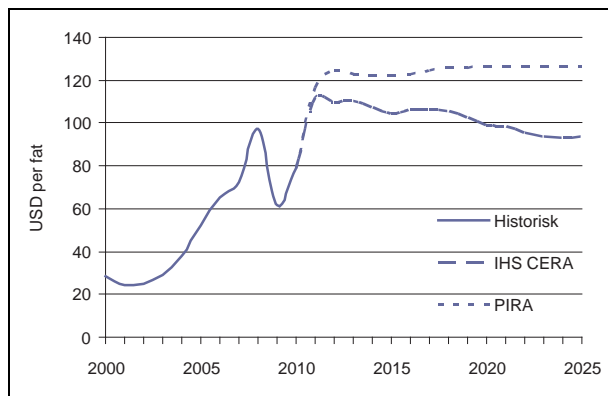
Kostnadsnivået – som illustrert i figur 3.9, tilsier at en oljepris på 60–80 USD per fat er nødvendig i mange områder for at det skal lønne seg å utnytte ressursbasen. Utvinningskostnadene i mange OPEC-land, som for eksempel Saudi Arabia, er mye lavere. Det er likevel ikke grunn til å tro at disse landene vil være interessert i eller i stand til å øke sin kapasitet så raskt at det ikke blir nødvendig å bygge ut nye ressurser i høykostnadsområder utenfor Midtøsten. OPEC-landene vil også ha en interesse i å motvirke at oljeprisen blir så høy at oljens langsiktige posisjon i energimarkedene undergraves. Ved å ha ubenyttet produksjonskapasitet i bakhånd, har OPEC et middel til å hindre at oljeprisen kommer for høyt.

Det er noe forskjell i syn mellom ulike analyse-miljøer når det gjelder oljeprisens utvikling framover, jf. figur 3.10. PIRA antar eksempelvis en gradvis stigende realpris på olje opp til om lag 125



Figur 3.9 Utvinningskostnader for olje.

Kilde: IHS CERA.



Figur 3.10 Oljeprisens utvikling, historisk og framover (faste dollar).

Kilde: IHS CERA, PIRA.

USD per fat i 2025, tilsvarende en nominell markedspris på ca 175 USD per fat. IHS CERA antar på sin side en realpris på olje på mellom 100 og 110 USD per fat fram til 2020, med en avtagende tendens fra 2015.

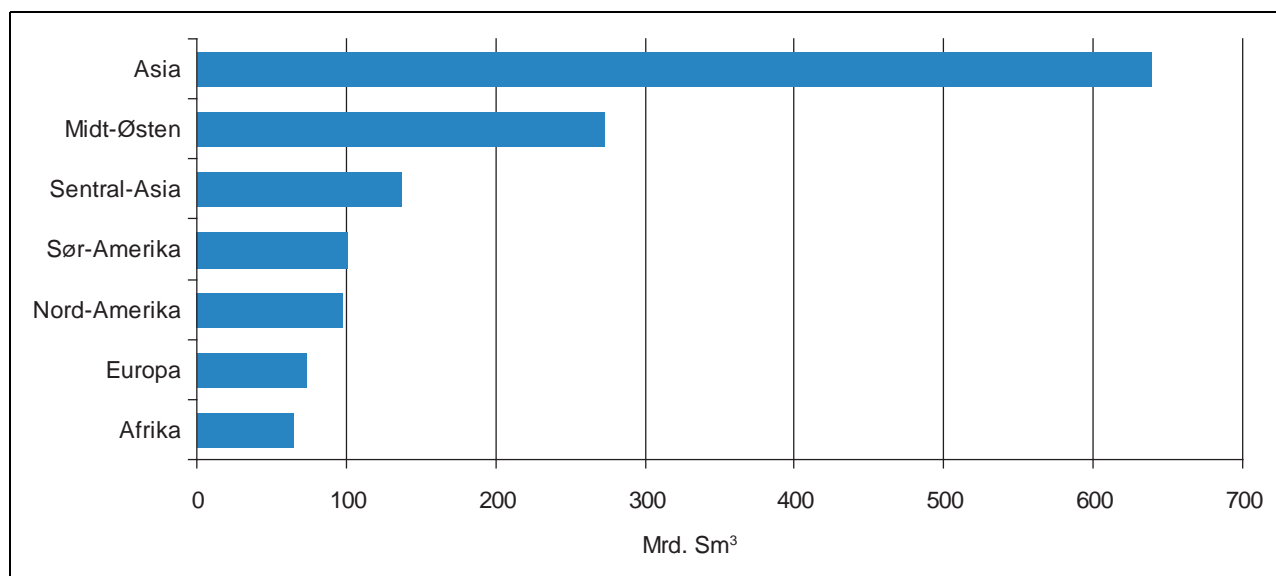
Departementet mener at en oljeprisutvikling på nivå med disse anslagene er mulig de neste 10–20 årene. Oljepriser på disse nivåene kan gjøre det lønnsomt å utvinne store deler av de norske petroleumsressursene, forutsatt at man klarer å holde kostnadsutviklingen under kontroll. Høye olje- og energipriser er også viktig for å bygge ut fornybar energiproduksjon og for å fremme energieffektivisering.

3.2 Gassmarkedene

Den globale veksten i fornybar energiproduksjon fra kilder som vind, sol og biomasse er stor. De vokser imidlertid fra et lavt nivå, og de antas å fortsatt utgjøre kun en mindre andel av verdens energikilder i lang tid framover. Det er viktig at verdens bruk av fossile energibærere vris i retning av de mest klimavennlige. Kull er den mest karbonintensive energikilden. Mange land kan kutte sine CO₂-utslipp betydelig ved å erstatte bruk av kull og olje med gass.

3.2.1 Utviklingen i gassmarkedet

Naturgass er, sammen med kull og olje, de viktigste energikildene verden har. I 2008 utgjorde etterspørselen etter gass over 20 pst. av verdens totale energietterspørsel. De viktigste markedene for gass er Nord-Amerika, Europa, Sentral-Asia og Asia. Gassetterspørselen forventes å øke kraftig framover, jf. figur 3.11. I Asia ventes gassetterspør-



Figur 3.11 Forventet etterspørselsvekst 2008–2035 (mrd. Sm³).

Kilde: IEA.

selen eksempelvis å vokse med 225 pst. fram til 2035. Økonomisk vekst og befolkningsøkning er de viktigste driverne bak denne utviklingen.

I løpet av det siste tiåret er noen sentrale utviklingstrekk:

Globalisering

Et sentralt utviklingstrekk i det siste tiåret er globaliseringen av gassmarkedet gjennom økt tilgang på skipstransportert gass (LNG – Liquefied Natural Gas). Den økte fleksibiliteten innen gasstransport har gjort at gass har nådd nye markeder. Antallet land som importerer LNG har tredoblet seg det siste tiåret. Brorparten av økningen i produksjon av gass basert på skipstransport har kommet fra Qatar. Basert på markedsutsiktene ved århundreskiftet gjennomførte landet et omfattende investeringsprogram med tanke på å forsyne det amerikanske og europeiske markedet med gass.

Ukonvensjonell produksjon

Et annet forhold som preget gassmarkedet var veksten i produksjon av ukonvensjonell gass i USA. Denne produksjonen har vokst kraftig siden midten av 1990-tallet blant annet som følge av reduserte utvinningskostnader og tilstrekkelig høye gasspriser.

Nedgangskonjunktur

Mot slutten av forrige tiår medførte den internasjonale nedgangskonjunktoren redusert etterspørsel etter gass både som innsatsfaktor i industrien og som følge av lavere energibruk.

Redusert etterspørsel i kombinasjon med økt tilbud, både i USA og gass i form av LNG, førte til ubalanse i den globale gassforsyningen. Den økte fleksibiliteten i gasstransport gjør at forholdene i ett regionalt marked i sterkere grad enn tidligere påvirkes av hendelser i andre regionale markeder. Konsekvensene av disse forholdene ble at spotprisene på gass falt, også i Europa.

I 2010 var gassetterspørselen nesten tilbake på samme nivå som før det økonomiske tilbakeslaget i 2008. Etterspørselen var drevet av kaldt vær, men også sterk underliggende vekst i gassetterspørselen. Veksten er forventet å fortsette i 2011. Det er ventet meget sterk etterspørsel etter gass i Kina og India de neste årene, grunnet sterk økonomisk vekst og et stort behov for energi.

Mulighetene til å utvinne ukonvensjonell gass har økt verdens gassreserver betydelig, og veksten i tilbudet av LNG har gjort gass tilgjengelig for nye markeder. Til sammen har dette styrket gassens posisjon som en sikker energikilde.

3.2.2 Gassetterspørselen i Europa

EU-landene bruker omtrent 500 mrd. Sm³ gass i året, eller om lag fem ganger norsk produksjon. I perioden 2000 og 2008 var den gjennomsnittlige årlige etterspørselsveksten i EU-landene to pst.

Den økonomiske tilbakegangen i 2008 og 2009 førte til at etterspørselen etter gass falt med omtrent seks pst. Det er ventet at gassetterspørselen kommer tilbake på 2008-nivå i løpet av de nærmeste årene.

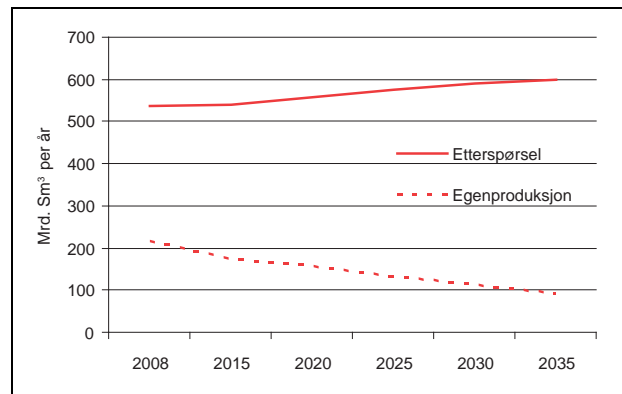
Gass brukes både i husholdningene, i næringslivet, i offentlig tjenesteyting og i kraftsektoren. I husholdningssektoren brukes gass til oppvarming og matlagning. I kommersiell sektor brukes gass primært til oppvarming. I industrien brukes gass til oppvarming, i industrielle prosesser og som råstoff i petrokjemisk industri. Det er flere faktorer som påvirker gassetterspørselen. De viktigste enkeltfaktorene er økonomisk vekst, prisen på gass relativt til andre energikilder, teknologiutvikling og energipolitikk.

Over 95 pst. av norsk gass selges i det europeiske markedet. Utviklingen i det europeiske energiforbruket er derfor av stor betydning for Norge. EU sin energipolitikk balanserer i hovedsak tre hensyn; miljø, forsyningssikkerhet og konkurransedyktige energipriser. I 2008 vedtok EU overordnede mål for klimapolitikken, som omtales som EU 20–20–20. Disse innebærer at fram mot 2020 skal CO₂-utslippene reduseres med 20 pst., andelen fornybar energi økes til 20 pst. og energieffektivisering skal bidra til en reduksjon i etterspørselen etter energi på 20 pst. I løpet av 2010 har de fleste land i EU lansert planer for hvordan målene skal oppnås. Gjennomføringen av disse planene har stor betydning for gassens framtidige rolle i det europeiske energibildet.

Energi fra fornybare kilder legger til rette for at EU-landene både kan redusere sine klimagassutslipp og sitt importbehov for energi. Innenfor fornybar energi regnes kraftproduksjon basert på vind og sol å være de to alternativene med størst vekstpotensial. På grunn av den forventede og naturlige variasjonen i vind og sol, og ettersom produsert kraft ikke kan lagres, må disse fornybare energikildene støttes av en betydelig kraftproduksjonskapasitet i reserve som kan erstatte kraftleveransene når det ikke blåser eller når solen ikke skinner. Reservekapasiteten forventes i hovedsak å komme fra gass eller kull på kort og mellomlang sikt.

Gassetterspørselen i EU er forventet å øke, samtidig som landene sin egenproduksjon av gass faller, jf. figur 3.12. Det betyr at EU vil ha behov for å øke sin import av naturgass de neste tiårene.

Hovedtyngden av veksten i gassetterspørselen forventes å komme i kraftsektoren. Dette skyldes kombinasjonen av økt etterspørsel etter elektrisitet, erstatning av gammel kraftproduksjonskapa-



Figur 3.12 EU's gassetterspørsel og egenproduksjon.

Kilde: IEA.

sitet som skal fases ut og behov for reservekapasitet til fornybar kraftproduksjon.

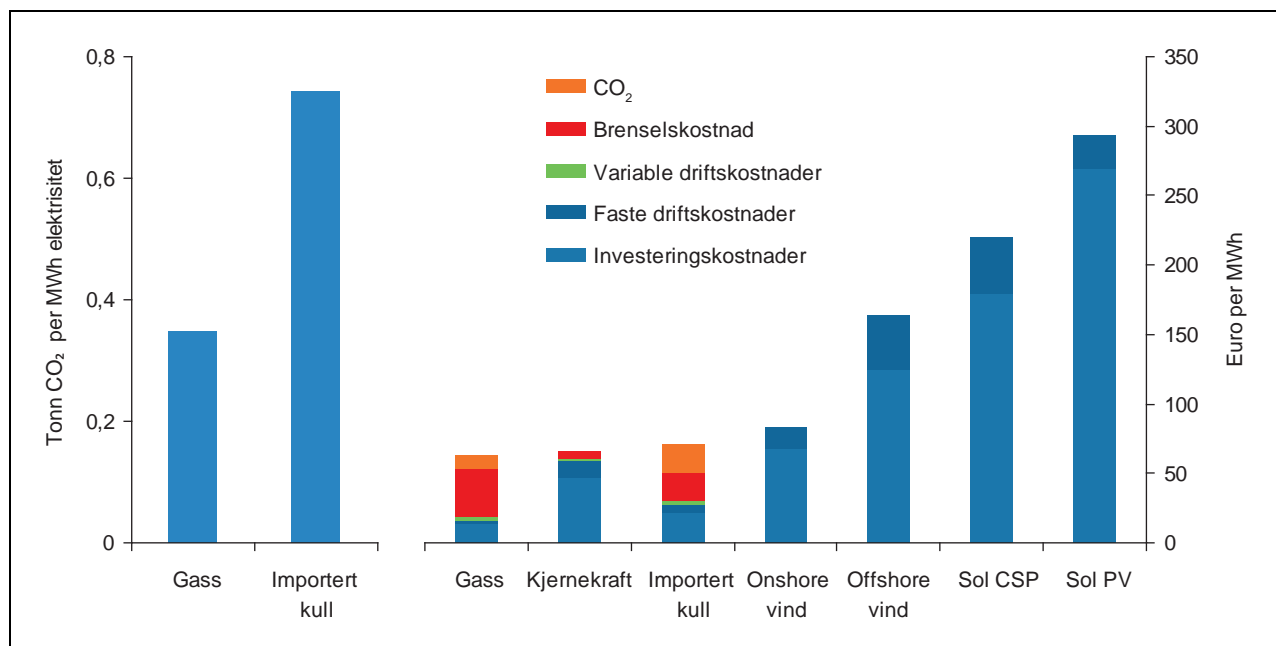
Gjennomsnittsalderen på europeiske kullkraftverk tilsier at en betydelig andel av disse må oppgraderes eller erstattes i de nærmeste år. Om en sammenligner kraftproduksjon basert på kull og på gass, har gass flere fordeler. Utslippene av CO₂ er opp til 70 pst. lavere fra et gasskraftverk enn fra et like stort, eksisterende kullkraftverk. Dersom kull blir erstattet med gass i elektrisitetsproduksjonen i Europa, vil det tiltaket alene vært nok til å oppfylle Europas CO₂-målsetninger for 2020. Investeringene ved å bygge et nytt gasskraftverk er lavere enn for et kullkraftverk. Det gir også mer fleksibel produksjon og tar kortere tid å bygge. Erstatning av gamle kullkraftverk med gasskraftverk, i tillegg til behov for reservekapasitet til fornybar kraftproduksjon, kan danne grunnlag for en betydelig vekst i gassetterspørselen i Europa de neste tiårene.

Energieffektivisering kan medføre lavere vekst i gassetterspørselen i husholdninger og næringslivet. I tillegg har den økonomiske tilbakegangen medført strukturelle endringer for deler av industrisektoren. En del av etterspørselen etter gass i Europa antas å være permanent borte som følge av industrinedleggelse.

3.2.3 Gasstilbudet i Europa

Gjenværende konvensjonelt utvinnbare gassreserver innenfor EU² er estimert til å være 2 500 mrd. Sm³. EU-landenes egenproduksjon av gass dekker i dag omtrent 40 pst. av deres forbruk. Andelen er fallende da ressursbasen er moden.

² BP, Statistical Review of World Energy 2010



Figur 3.13 CO₂-utslipp for gass- og kullbasert kraftgenerering(t.v.), langsiktig grensekostnad for kraftgenerering i Europa(t.h.)¹.

¹ Forutsetninger: Gasspris: 7,8\$/mmbtu, Brent: 84\$/fat, kull CIF ARA: 78\$/tonn, kull/lignitt: 2€/GJ, CO₂: 28€/tonn, USD/EUR=1,44.

Kilde: CERA.

De siste årene har produksjonen av ukonvensjonell gass i USA økt kraftig. Det finnes ukonvensjonelle gassressurser også i Europa, men størrelsen på disse er usikker. Det er også betydelige utfordringer knyttet til utvikling av disse gassressursene. Dette inkluderer høye kostnader relativt til konvensjonell gass, tilgang på areal, vilkår ved slik utvinning og aksept hos befolkning. I tillegg må det bygges et industrielt apparat for å gjøre utvinning mulig. De fleste markedsaktørene forventer ikke kommersiell utbygging av ukonvensjonell gass i Europa før 2020.

60 pst. av det europeiske forbruket importeres fra ulike kilder. EU har historisk sett importert gass via rørledninger fra tre kilder; Russland, Algerie og Norge. Siden 2000 har det vært en sterk økning i import av LNG, og dette har ført til at nye leverandører av gass til det europeiske markedet har kommet til. I 2010 dekket LNG 30 pst. av den totale gassimporten til Europa. Det faktiske nivået på import av LNG framover vil avhenge av forsyningsbalansen i det asiatiske og det amerikanske gassmarkedet, samt nivået på gassprisene i disse markedene relativt til Europa. En sterk etterspørsel etter gass utenfor det europeiske markedet vil begrense tilbudet av gass i Europa.

Det er store gassreserver nær det europeiske markedet. Utbygging av nye gassfelt og tilhø-

rende infrastruktur er kapitalkrevende. Beslutninger om nye gassutbyggingsprosjekter er avhengige av forventninger om en tilstrekkelig høy gasspris over tid.

Økt gassimport til Europa er mulig gjennom eksisterende rørledninger og mottaksterminaler for LNG. I tillegg kommer nye infrastrukturprosjekter. Gassrørledningen «Nord Stream» fra Russland til Tyskland er planlagt ferdigstilt i 2011–12. Den har en kapasitet på 55 mrd. Sm³ årlig. En ny rørledning fra Algerie til Spania («Medgas»), med årlig kapasitet på om lag 8 mrd. Sm³, ble ferdigstilt i 2010. Blant andre prosjekter som ulike aktører arbeider med, er en ny rørledning fra Algerie til Italia via Sardinia («Galsi»), en rørledning fra Russland til Europa gjennom Svartehavet, Bulgaria og Serbia («South Stream») og en rørledning fra Iran og Azerbaijan til Europa gjennom Tyrkia («Nabucco»).

De siste årene har mottakskapasiteten for LNG i Europa økt betydelig, spesielt i Storbritannia som har bygget opp sin kapasitet til om lag 45 mrd. Sm³. Det er flere pågående og planlagte prosjekter som vil øke kapasiteten ytterligere. Nye gasstransportørledninger og mottaksterminaler for LNG øker Europas muligheter til å importere gass, og samtidig diversifisere gassforsyningen.

3.2.4 Gasspriser

I motsetning til oljemarkedet, der prisen på oljen bestemmes i et globalt marked, er det forskjeller i måten gass prises på i de ulike regionale gassmarkedene. Den amerikanske gassprisen bestemmes av tilbuds- og etterspørselsbalansen for gass i regionen. Den asiatiske gassprisen er i hovedsak fastsatt i kontrakter som knytter gassprisen mot andre energikilder, typisk mot olje.

Det europeiske gassmarkedet karakteriseres av to ulike prisingssystemer. I Storbritannia er det et spotmarked for gass hvor prisdannelsen er basert på tilbuds- og etterspørselsbalansen for gass. På kontinentet blir fortsatt majoriteten av gassen solgt på langsiktige, oljeproduktrelaterte kontrakter.

Som en følge av de siste årenes endringer i gassmarkedet, og den sterke utviklingen i oljeprisen, har spotprisene på gass tidvis divergert kraftig fra prisnivået i oljerelaterte kontrakter. På bakgrunn av at gassetterspørselen er i ferd med å hente seg inn igjen etter krisen, og en fortsatt vekst i den globale gassetterspørselen, er det forventet at spotprisene på gass vil stige de nærmeste årene.

3.3 Oppsummering

Verden vil trenge mer energi i framtida. Økonomisk vekst og bedring i levestandard, befolkningsøkning, økt urbanisering samt energi- og miljøpolitikk vil drive utviklingen i energibruken. Veksten vil være særlig stor i de framvoksende økonomiene og i utviklingslandene hvor energibruken per innbygger er lav og energifattigdommen omfattende.

Verden trenger ikke bare mer energi, men også renere energi. Fossile energikilder utgjør i dag 80 pst. av den totale energitilgangen og vil dekke mesteparten av energibruken i tiår framover. Overgang fra karbonintensivt kull til renere gass i energiforsyningen kan i mange land gi store klimagassreduksjoner. For verden blir det en stor utfordring å skaffe både mer og renere energi. Utviklingen i energiforbruket vil blant annet påvirkes av hvilken klimapolitikk som føres globalt og regionalt.

I tillegg til renere og mer energi er også energisikkerhet et overordnet mål i energipolitikken. Produsent- og forbrukslandene har en felles interesse i sikker energiforsyning.

Økende behov for mer og renere energi, for olje og gass, og vektlegging av energisikkerhet, betyr at utsiktene for Norges olje- og gasseksport er gode. Norge har alltid vært og er en stabil og forutsigbar leverandør av olje og gass. Dette er et konkurransefortrinn for Norge som energileverandør.

Stigende etterspørsel, høyere kostnader innenfor oljeproduksjon og OPECs markedsregulering peker mot at oljeprisene vil kunne holde seg på historisk sett høye nivåer på lang sikt. De fleste prisprognoser peker mot at oljeprisen vil holde seg på nivåer som vil gjøre det lønnsomt å lete etter, bygge ut og produsere de gjenværende oljeresursene på norsk sokkel, hvis kostnadsutviklingen holdes under kontroll.

Gassmarkedet er i endring. Tilgangen på gass er rikelig og prisene har vært under press noen år, men etterspørselen forventes å øke og bidra til bedre balanse i gassmarkedet på noe sikt. Med tiltakende globalisering av gassmarkedene vil også gass etter hvert kunne nå nye land og nye markeder. Klimapolitikk vil kunne gi en ekstra stimulans

Boks 3.1 Ukonvensjonell gass

Gassressurser som tradisjonelt har blitt antatt å være for komplekse eller for dyre å produsere kalles gjerne for ukonvensjonelle gassressurser. De tre mest vanlige typene er gass i tett sandstein (tight sands), gass i kull (coalbed methane/CBM) og skifergass. Hver av disse gassressurstypene er godt representert over hele verden, men produksjonen er hittil begrenset til noen få land. Nord-Amerika er i dag den ledende produsentregionen.

Teknologiutvikling har bidratt til å øke produksjonen av ukonvensjonell gass samtidig som

kostnadene har blitt redusert. I USA utgjorde produksjonen av ukonvensjonell gass rundt 45 pst. av total gassproduksjon i 2009.

Det er knyttet usikkerhet til hvor store de ukonvensjonelle gassressursene er. IEA (WEO 2009) indikerer at de gjenværende, utvinnbare ressursene av ukonvensjonell gass er på nivå med de konvensjonelle. Med dagens nivå på gassetterspørselen tilsvarer dette en mulig fortsatt forsyning i 130 år for konvensjonell gass og om lag det samme for ukonvensjonell gass.

til gassetterspørselen, ettersom gass til erstatning for kull er et effektivt tiltak for å redusere utslipp av CO₂.

EU-landene sin egenproduksjon av gass faller. De vil derfor ha behov for å øke gassimporten de neste årene. Norsk gass vil være med å dekke den europeiske gassetterspørselen og vil være en attraktiv og verdsatt energikilde i mange tiår framover. Det gjør at det vil være grunnlag for lønnsom leting, utbygging og produksjon av gassressursene på norsk kontinentalsokkel.

Regjeringen vil:

- Arbeide for effektive og velfungerende olje- og gassmarkeder.
- Gjennom dialog med andre lands myndigheter og deltakelse i internasjonale fora, arbeide for at naturgassens fortrinn framfor bruk av kull tas i betraktning når rammene for Europas energistruktur legges.
- Arbeide for å utdype energidialogen mellom produsenter og konsumenter, blant annet innenfor rammen av IEA og Det internasjonale energiforumet (IEF).

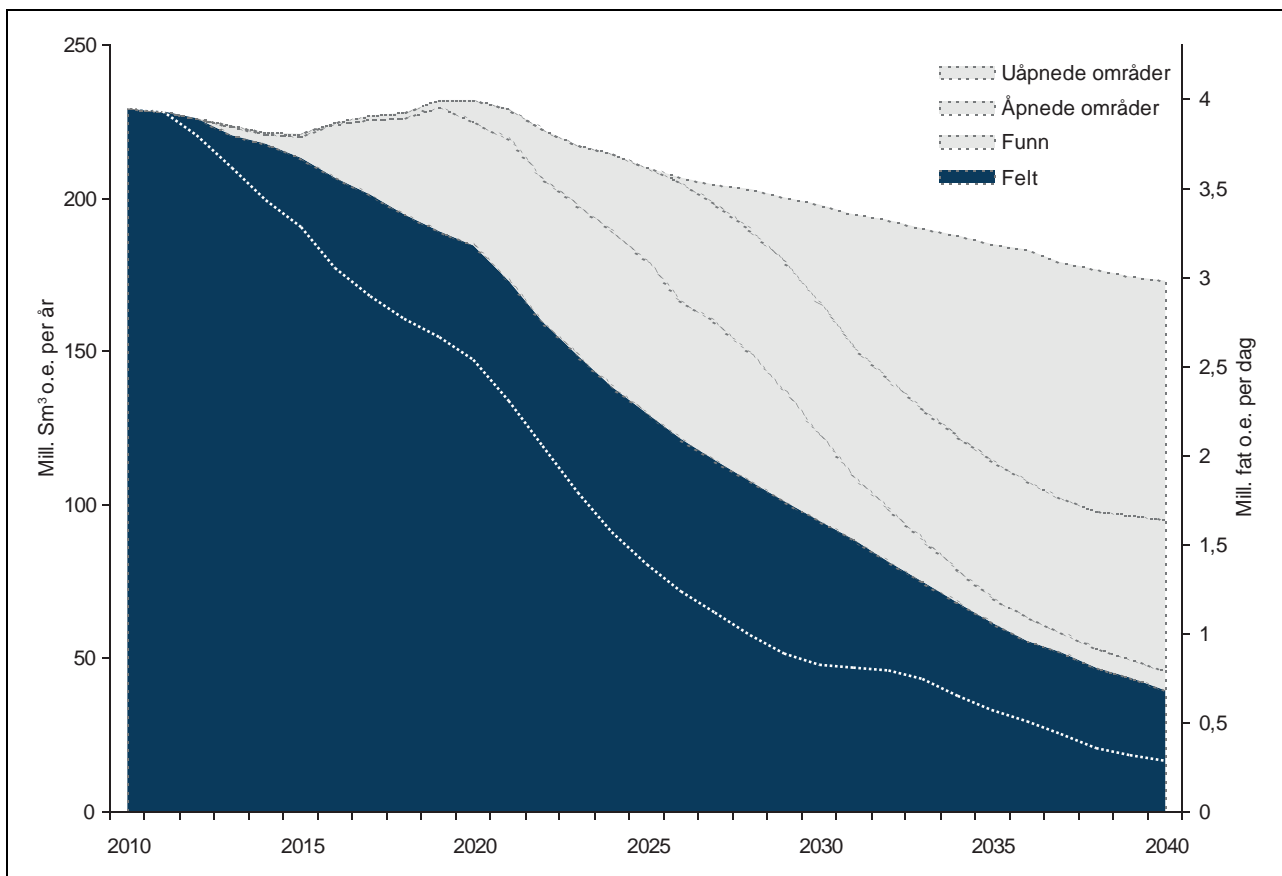
4 Utvinning av påviste ressurser

En vesentlig del av forventet produksjon de neste 10 år vil komme fra felt og funn som er påvist. Det å utnytte ressursene i felt og funn på en god måte er svært viktig for aktivitetsnivå og statlige inntekter på kort og mellomlang sikt. En rekke felt på norsk sokkel har produsert over lang tid. Tiltak for å øke utvinningen haster på disse feltene. Tiltak må gjennomføres raskt, før etablert infrastruktur blir ulønnsom å holde i drift eller teknisk uegnet. Mange tiltak kan betegnes som tidskritiske. Det haster med å ta beslutninger.

For funn som ikke er utbygd, er målet å finne utbyggingsløsninger som gir den beste ressursforvaltning og skaper mest mulig verdier til sam-

funnet. Mange av dagens funn er små og trenger å utnytte eksisterende infrastruktur og bygges ut raskt for at de skal være lønnsomme. Det er viktig at det på eksisterende infrastruktur drives aktivt forebyggende vedlikehold, samt at modifikasjoner i forbindelse med kobling mellom ny og gammel infrastruktur foregår på en forsvarlig måte.

Målet for utnyttelsen av produserende felt er å skape størst mulig verdier for samfunnet. Dette oppnås gjennom å evaluere og gjennomføre tiltak som kan øke utvinningen og samtidig holde kostnadene under kontroll. Innfasing av tredjepartsressurser til eksisterende felt kan bidra til å forlenge perioden med lønnsom produksjon og sam-



Figur 4.1 Mulig produksjonsforløp på norsk sokkel. Volum fra eksisterende felt er uthevet. Nedenfor den stiplede linjen vises produksjon fra tiltak som er besluttet. Ovenfor den samme linjen vises produksjon som kan bli realisert ved planlagte tiltak, samt en videre satsing på økt utvinning.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

tidig være en effektiv utbyggingsløsning for mindre funn. Noen av feltene på norsk sokkel har produsert i tiår og er nå i en fase der deler av anleggene må skiftes ut eller kompletteres. I inneværende år investeres det eksempelvis i nye innretninger både på Ekofisk og Eldfisk og ny kompresjonskapasitet for gass vurderes på Troll og Åsgard.

4.1 Potensial og teknologi for å utvinne mer

Det å utvinne mer omfatter tiltak som bidrar til å opprettholde produksjonen i og rundt eksisterende felt. Innfasing av nye felt kan bidra til forlenget levetid for eksisterende felt. Derfor innebærer tiltak for å øke utvinningen også tiltak som støtter raske utbygginger av små funn.

Departementet oppnevnte i februar 2010 et ekspertutvalg¹ med mandat til å utrede tiltak for å øke utvinningen fra eksisterende felt på norsk kontinentalsokkel. Utvalget avga sin rapport i september 2010. Den var deretter på offentlig høring. Departementet mottok en rekke innspill i hørings-

¹ Også omtalt som Åmutvalget

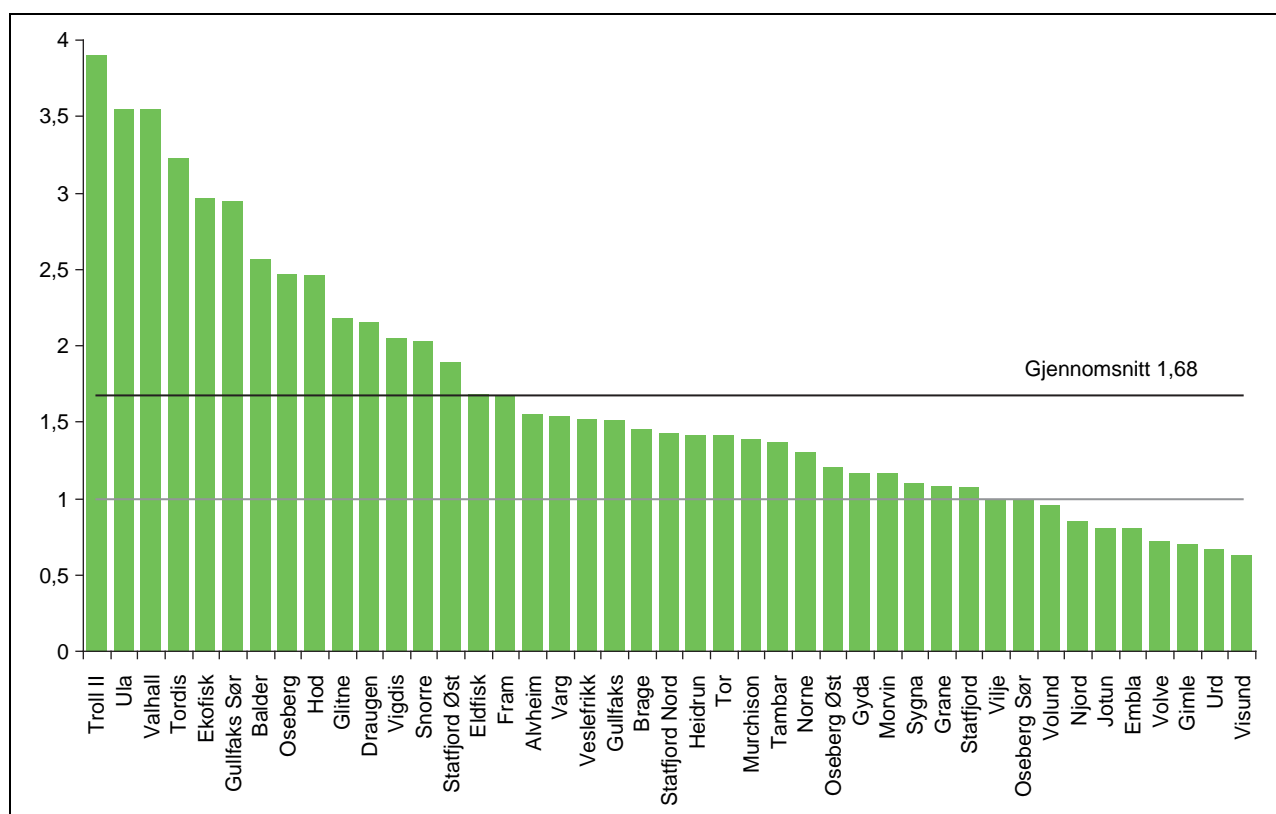
runden. De problemstillinger utvalget tok opp, og de hovedforslag som ble fremmet, behandles i dette kapittelet.

4.1.1 Potensialet ved høyere utvinningsgrad

Utviklingen på Ekofisk illustrerer potensialet for økt utvinning på en god måte. Ved oppstart av feltet i 1971 var det planlagt å produsere 17 pst. av ressursene i feltet. I dag er planen å produsere mer enn 50 pst. av de tilstedeværende ressursene. Den økte utvinningsgraden utgjør flere hundre mill. Sm³ olje. Utfordringen er at basert på dagens planer vil fremdeles nærmere halvparten av oljen som var i feltet bli igjen i reservoarene.

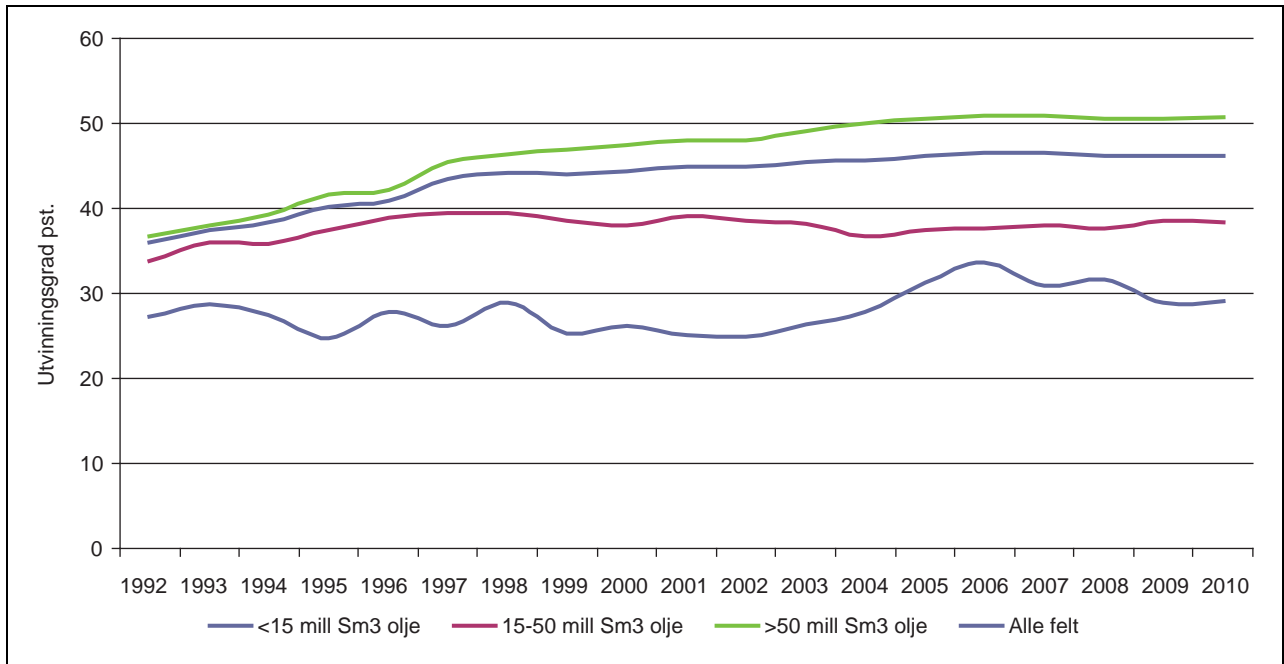
Felt på norsk kontinentalsokkel har i gjennomsnitt økt sine oljereserver med en faktor på 1,68 fra opprinnelig utbyggingsplan og fram til år 2010, jf. figur 4.2. Det er mange grunner til dette, både at utvinningen har blitt bedre enn ventet og at det er gjennomført tiltak som har bidratt til økt utvinningsgrad og reserveøkning fordi mer olje (nye reservoardeler) blir drenert.

Dagens vedtatte planer gir en gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad på 46 pst. for olje og 70 pst. for gass på norsk sokkel. Til sammenlikning er den globale utvinningsgraden for olje om



Figur 4.2 Reservevekst for olje i forhold til anslag i opprinnelig PUD.

Kilde: Oljedirektoratet.

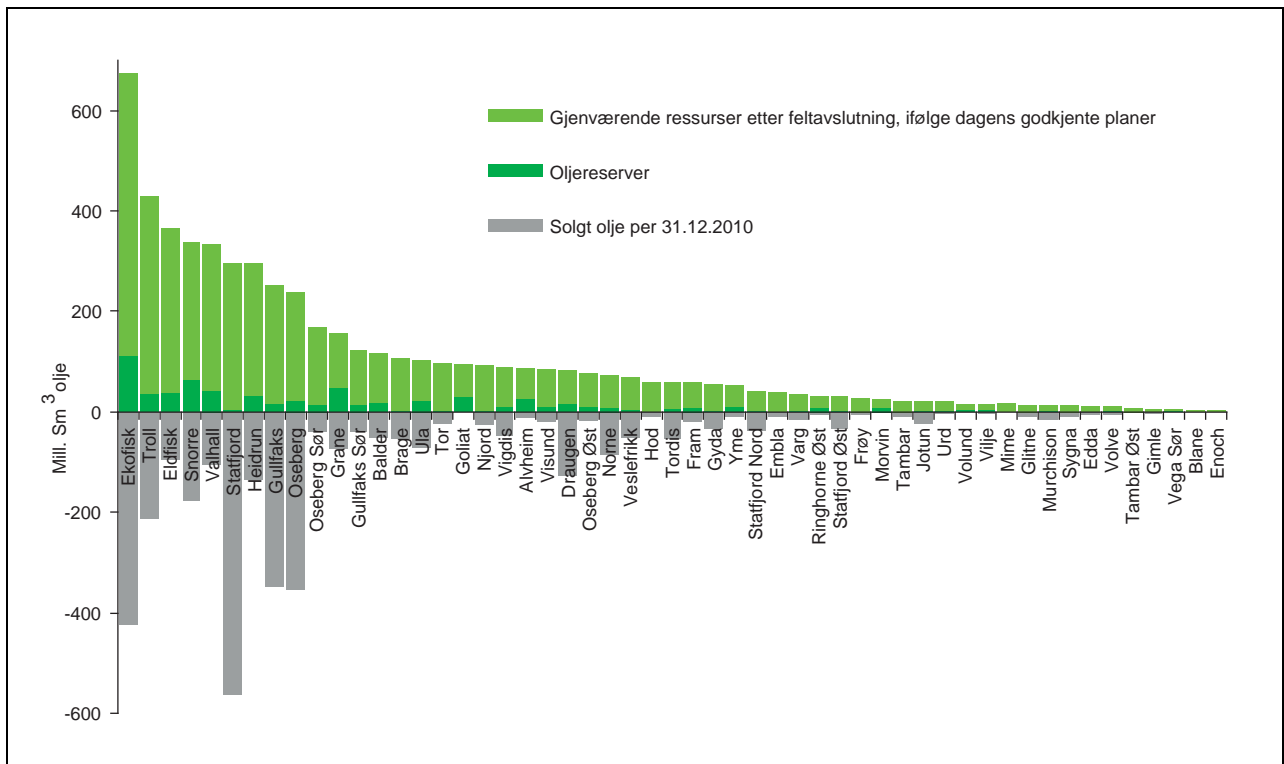


Figur 4.3 Utvikling av forventet utvinningsgrad på norsk sokkel.

Kilde: Oljedirektoratet.

lag 22 pst. Utvinningsgraden varierer fra felt til felt og er avhengig av forhold som reservoaregenskaper, utvinningsstrategi og teknologiutvikling. Utvinningsgraden henger også sammen med størrelsen på feltet, jf. figur 4.3. Det er lettere å oppnå

høy utvinning i store felt blant annet fordi man på slike felt som regel har faste plattformer med bore-rigger som kan drive brønnarbeid gjennom hele levetiden.



Figur 4.4 Fordeling av produsert olje, gjenværende oljereserver og -ressurser.

Kilde: Oljedirektoratet.

Etter dagens planer og med eksisterende teknologi vil rundt 30 mrd. fat olje bli liggende igjen når norske felt blir stengt ned. Økning i utvinningsgraden har derfor en stor oppside, eksempelvis vil ett prosentpoengs økning i utvinningsgraden, for felt som i dag er i drift, øke oljeutvinningen med anslagsvis 570 mill. fat olje. Brutto salgsinntekter fra et slikt oljevolum er anslagsvis 325 mrd. kroner². Kostnadene ved å produsere ressursene, samt når ressursene vil bli produsert vil være avgjørende for hvor store verdier dette potensialet utgjør.

De gjenværende oljeressursene i feltene er betydelige, jf. figur 4.4. Ressursene er allerede påvist, infrastruktur eksisterer og mange brønner er allerede på plass. Utvinning av store deler av disse ressursene er imidlertid teknisk utfordrende og kostnadskrevende. For å utvinne noe av denne oljen må det tas en lang rekke beslutninger i rettighetshavergruppene de nærmeste årene.

Når felt stenges ned kan det påvirke muligheten for tredjepartsbruk av infrastruktur i det aktuelle området. Bruk av eksisterende infrastruktur kan være avgjørende for lønnsomheten til nye og eksisterende funn. Det betyr at tidsvinduet for leting og utvikling av funn i modne områder er begrenset. Det er derfor viktig å tilrettelegge for utvikling av tidskritiske ressurser og funn nær eksisterende infrastruktur.

Ekspertgruppen for økt utvinning har en visjon om at om lag 2,5 mrd. Sm³ (eller om lag 15,7 mrd. fat) olje kan produseres fra felt på norsk sokkel utover dagens planer. De mener utnyttelse av potensialet krever høy oljepris og bruk av både eksisterende og ny teknologi. Videre, at de foreslåtte tiltakene fra utvalget både på felt i produksjon og på framtidens felt iverksettes. Brutto salgsinntekter for en slik ressursmengde er nær 9 000 mrd. kroner. Kostnadene ved å hente ressursene opp, samt når de eventuelt vil bli produsert, vil være avgjørende for hvor store verdier dette potensialet utgjør.

4.1.2 Løsninger som kan gi økt utvinningsgrad

Teknologiutvikling har bidratt til høy utvinning fra mange felt, jf. figur 4.5. Vanninjeksjon har vært sentral på norsk sokkel fra 1980-tallet og var eksempelvis avgjørende for å heve utvinningsgraden på Ekofisk. Gassinjeksjon har foregått siden 1970-tallet, og benyttes i dag av omkring 20 felt.

På 1990-tallet ble utvinningen av olje fra svært tynne oljesoner muliggjort av horisontal boring på Troll. En rekke andre teknologigjennombrudd som innenfor 3D- og 4D-seismikk³ har også hatt avgjørende betydning for å øke utvinningen.

Gjenværende olje kan deles i to kategorier, mobil og immobil olje. Olje som er mobil med gjeldende utvinningsmetode på et felt kan utvinnes ved hjelp av flere brønner og mer og langvarig bruk av vann- og/eller gassinjeksjon. Utvinningen fra mange felt kan på denne måten økes på relativt kort sikt.

Olje som ikke kan bli presset ut av porene i reservoaret ved injeksjon av vann eller gass, slik det gjøres på feltene i dag, kalles immobil olje. Dette gjelder store volumer olje. Det krever imidlertid en betydelig innsats, for eksempel i form av injeksjon av blandbar gass og/eller CO₂ eller kjemikalier tilsatt til injeksjonsvannet, for å produsere noe av denne oljen.

Ulike teknologier som kan bidra til økt utvinning kan grupperes på følgende måte:

- Boring og brønn
- Injeksjonsteknikker
- Reservoarkartlegging
- Integreerte operasjoner
- Undervannsløsninger

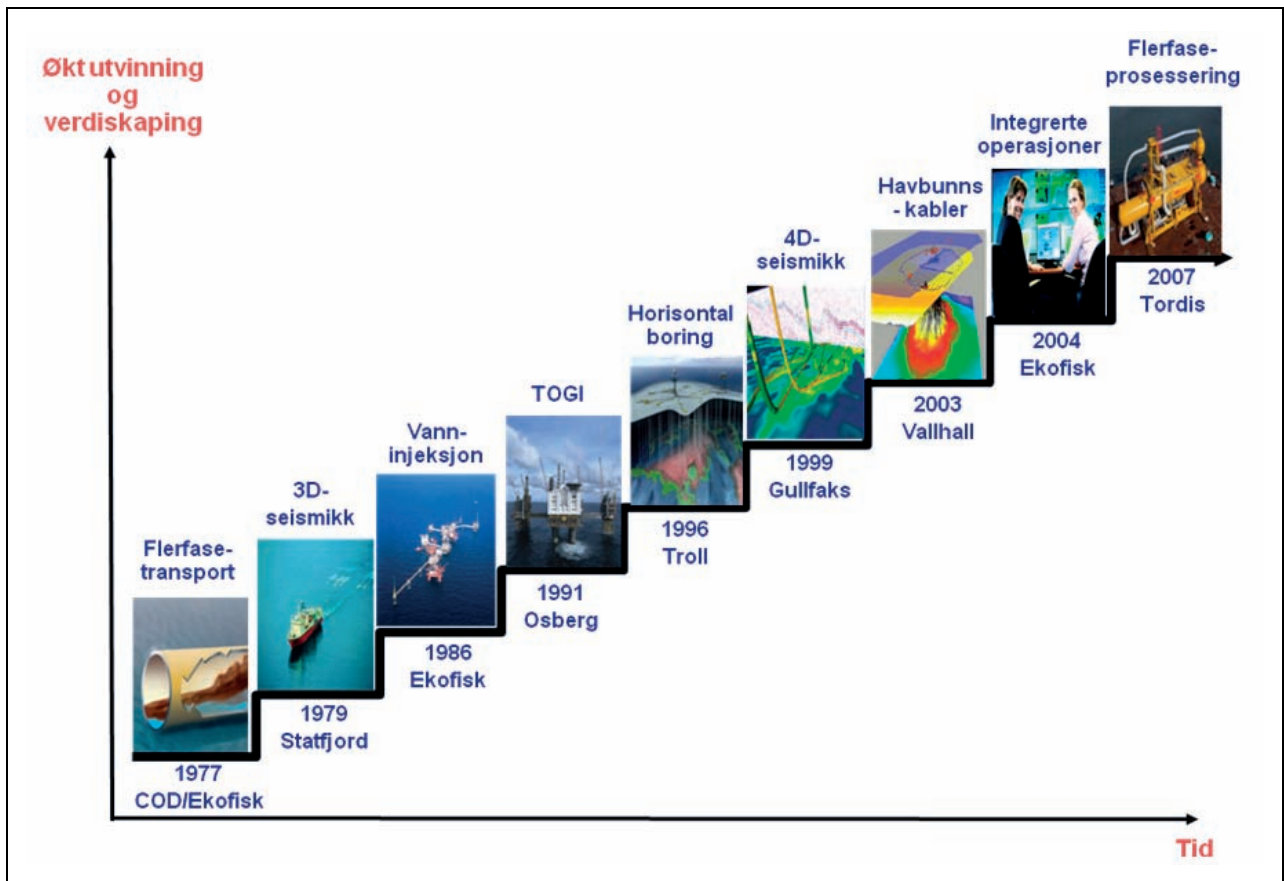
Boring og brønn

Oljeselskapene utfører en rekke tiltak for å øke utvinningsgraden på sine felt. De fleste prosjekter som i dag blir gjennomført er innenfor boring og brønn. Boring av nye utvinningsbrønner og vedlikehold av eksisterende brønner er en forutsetning for framtidig produksjon. Hvor mange og hvor gode brønner som bores danner grunnlag for hvilke muligheter som vil være tilgjengelige for ytterligere reservevekst og tiltak for å øke utvinningsgraden. De minst krevende oljeressursene utvinnes først fra et felt. På mange felt er disse i stor grad allerede hentet opp. Gjenværende ressurser kan derfor bli mer krevende å utvinne. Uoversiktlige trykkforhold og uklar barrieretilstand for eksisterende brønner som det skal bores ut av, er eksempler på utfordringer som må løses.

Antall nye produksjons- og injeksjonsbrønner er redusert siden toppåret 2000. På mange felt har rettighetshaverne ikke klart å gjennomføre de planlagte boreprogrammene de siste årene. Over tid har det bygget seg opp et betydelig etterslep, og noen av brønnene som var planlagt kan kan-

² Dette med oljepris på 570 kr per fat.

³ 4D-seismikk er 3D-seismikk tatt på samme sted flere ganger. Tiden regnes som den fjerde dimensjonen.



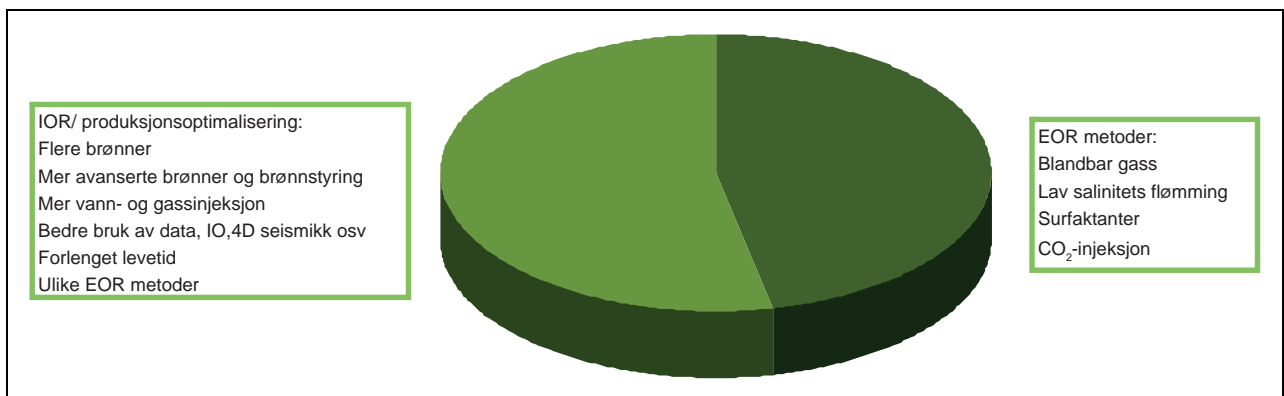
Figur 4.5 Utvinningsløsninger over tid for norske felt.

Kilde: Ekspertutvalget for økt utvinning.

skje ikke fullføres uten at boreutstyret oppgraderes. Dette har bidratt til at produksjonsambisjonene heller ikke er nådd for mange felt de siste årene. Også framover vil antallet av og kvaliteten på brønnene som bores være viktig for hvilken produksjon som oppnås. Brønner kan bli boret og vedlikeholdt både fra flyttbare og faste innretninger. Boringen fra faste rigger er spesielt viktig for å realisere ressursene i de store oljefeltene.

Injeksjonsteknikker

Mer olje kan produseres med bruk av kjente injeksjonsteknikker og ved utvikling av nye injeksjonsmetoder. På norsk sokkel har særlig vann- og gassinjeksjon blitt brukt på mange felt. I dag har over 30 felt på norsk sokkel vanninjeksjon og over 20 felt gassinjeksjon i en eller annen form. Fram til i dag antas gassinjeksjon å ha bidratt med opp



Figur 4.6 Mobil og immobil olje og utvinningsmetoder.

Kilde: Oljedirektoratet.

mot 300 mill. Sm³ ekstra olje og kondensat på norsk sokkel. Dette er nesten like mye som er produsert fra Gullfaks eller Oseberg fram til nå. Ved å følge vedtatte planer for gassinjeksjon som selskapene har i dag vil dette kunne gi 60–100 mill. Sm³ olje som ikke ellers ville blitt produsert. Videre utvikling av eksisterende teknologier har stort potensial. I tillegg er det et betydelig potensial for økt utvinning av spesielt den immobile oljen ved bruk av mer avanserte utvinningsmetoder, som for eksempel:

- Injisere vann tilsatt kjemikalier
- Injeksjon av vann med skreddersydd saltinnhold
- Vann alternerende gass injeksjon (VAG)/ Skumassistert vann- alternerende gassinjeksjon (SAVAG)
- Injeksjon av CO₂-gass
- Gassinjeksjon ved blandbare betingelser.

En studie Oljedirektoratet utførte i 2005 indikerte ekstra oljeutvinning med CO₂ i størrelsesorden 3–7 prosentpoeng fra enkelte felt. Oljedirektoratet estimerte det tekniske potensialet fra 20 felt som anses å kunne benytte CO₂ til 150–300 mill. Sm³ olje. Det er en rekke utfordringer med dette, og i tillegg må feltene sikres tilgang til tilstrekkelige mengder med CO₂.

For å benytte disse metodene må det ligge langsiktig tenking bak beslutninger med hensyn til kostnader, teknologi, forventninger til oljepris og risikovillighet. En forutsetning for alle metoder er at hensynene til helse, miljø, sikkerhet og det ytre miljø kan ivaretas på en god måte. De ulike injeksjonsteknikker må sees i sammenheng med hverandre.

Reservoarkartlegging

Seismiske undersøkelser er en viktig forutsetning for å utvinne olje- og gassforekomster. Utviklingen har gått fra 2D-seismikk til 3D- og 4D-seismikk. Dette har vært viktig både for å optimalisere produksjonen og for å øke funnsannsynligheten. Teknologit utviklingen har foregått med norske og internasjonale seismikkselskaper i førersetet og i nært samarbeid med oljeselskapene på norsk sokkel.

3D- og 4D-seismikk bidrar til en bedre forståelse av reservoaret og væskestrømmene i reservoaret. Flere brønner er viktige som datagrunnlag. Sammen bidrar dette til bedre reservoarmodeller, noe som igjen kan føre til mer treffsikker boring og optimal produksjon.

Statoil har anslått at bruken av 4D-seismikk på Gullfaksfeltet alene har gitt en verdiskaping på rundt 6 mrd. kroner. Verdiskapingen på grunn av 4D-seismikk gjennom de siste ti år er vurdert til å være mer enn 22 mrd. kroner.

Integrerte operasjoner

Integrerte operasjoner betyr å bruke informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosesser for å oppnå bedre beslutninger. Teknologien gjør at utstyr og prosesser kan fjernstyres. Funksjoner og personell kan derfor også flyttes til land. Dette kan gi økt utvinningen på feltene gjennom mer effektiv drift og bedre beslutninger. Oljeindustriens Landsforening (OLF) anslo i 2007 ressurspotensialet ved integrerte operasjoner til å være om lag 1,9 mrd. fat.

Undervannsløsninger

Utbyggingsløsningene på norsk kontinentalsokkel har gått fra hovedsakelig faste plattformer til større bruk av undervannsløsninger. Havbunnsløsningene har bidratt til å gjøre flere funn (mer lønnsomme. Dette gjelder særlig mindre funn og funn på dypt vann. I dag kommer om lag en tredjedel av produksjonen på norsk sokkel fra havbunnsbrønner, og andelen er stigende.

Felt som er bygget ut med havbunnsbrønner har stort sett lavere utvinningsgrad enn felt med brønnhoder som ikke er under havoverflaten (tørre brønnhoder). Dette skyldes blant annet høyere vedlikeholdskostnader. Det er derfor en utfordring å forlenge produksjonen og øke utvinningen kostnadseffektivt gjennom flere brønner og intervensjoner fra havbunnsfelt. Tilgang på mindre kostbare fartøy og metoder for å gjennomføre brønnoperasjoner er viktig for å øke utvinningen fra felt med havbunnsbrønner.

4.2 Tiltak – det rettslige rammeverket

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er regulert gjennom et omfattende rettslig rammeverk basert på samhandling mellom myndigheter og rettighetshavere. Innenfor dette rammeverket er det i det følgende vurdert tiltak knyttet til stemmereglene, politikk for forlengelse av utvinningstillatelser og oppfølging av felt i senfase.

Boks 4.1 Gass i tette reservoarformasjoner på Linnorm

Linnorm er et gassfunn i Norskehavet som ble påvist i 2005 med Shell som operatør. Det er utfordrende å finne lønnsomme metoder for å utvinne gassen som finnes i Linnorm. Funnet har en komplisert geologi med seks reservoarer som ligger stablet. Her er det høyt trykk og høy temperatur, en blanding av tette og konvensjonelle reservoarformasjoner, en brønnstrøm som blir svært korrosiv, som lett danner voks og hydrater. Dette krever flere nyskapende løsninger som utfordrer grensene for hva som har vært mulig eller utført hittil. Ved en eventuell utbygging av Linnorm vil det bli utviklet mye ny teknologi som kan bli svært verdifull ved utbygginger av andre gassfunn i tette formasjoner.

Linnorm er planlagt utbygd med inntil åtte brønner, rørledning til prosesseringsanlegg på en vertsplattform og tilknytning til en ny rørledning som er planlagt til det eksisterende gassprosesseringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna. Det kan bli aktuelt med en koordinert utbygging med Luva, som ligger 300 kilometer nord for Linnorm.

Operatøren arbeider sammen med norsk leverandørindustri for å finne grensene for hva som er teknisk mulig med dagens teknologi og flytte grensene der hvor det trengs for å få til en utbyggingsløsning. Dette inkluderer produksjonsteknologi for utvinning av gass fra tette for-

masjoner. Mer enn halvparten av gassvolumene som ligger i Linnorm-reservoarene er i såkalte tette formasjoner der de utvinnbare gassvolumene fra konvensjonelle produksjonsmetoder er for små til å være lønnsomme. Slike reservoarer er ofte definert som «non-reservoir» og dermed ekskludert fra volumberegninger og utvinningsplaner.

Til nå har produksjon fra de fleste tette gassreservoarer funnet sted fra felt på land, hvor borekostnader er relativt lave og mange brønner kan bores. Dermed øker også muligheten for en god læringskurve og optimalisering av de tekniske løsningene. Oljeindustrien flytter nå teknologi fra utvinning av gass og olje fra tette reservoarer på land til offshore, og de første forsøkene har vært gjort i Nordsjøen på nederlandsk sektor fra bunnfaste installasjoner. Neste steg vil være å gjøre dette på større vanddyp, i høyere trykk- og temperaturområder, og også å gjøre dette fra flytende plattformer og/eller undervannsinstallasjoner. Offshore-brønner er betydelig dyrere og vil kreve andre løsninger.

Tett gass kan øke potensialet for produksjon i Norge, men trolig med betydelig høyere utbyggings- og produksjonskostnader enn fra felt med konvensjonelle reservoartyper, altså en form for økt utvinning av gass.

4.2.1 Stemmereglene

I følge ekspertutvalget kan dagens stemmereglene gjøre det vanskelig å fatte beslutninger i interessentskapet idet små eiergrupperinger kan stanse lønnsomme utvinningsprosjekter fremmet av majoritetseierne. For et felt i senfase kan stemmereglene også være til hinder for økt utvinning ved at selskaper med fokus på produksjon i senfasen ikke får gjennomslag for en driftsmodell som er nødvendig for denne type produksjon selv om de har høy deltakerandel i interessentskapet. Utvalget foreslår derfor at stemmereglene endres slik at flertallsprinsippet gis anvendelse for alle utvinningstillatelser.

Petroleumsvirksomheten utøves i henhold til en utvinningstillatelse, som gir oljeselskapene (rettighetshaverne) eksklusiv rett til å lete etter og produsere petroleum på området for tillatelsen. Et vilkår for tildeling av en utvinningstillatelse er

at rettighetshaverne inngår en avtale seg imellom. Ved undertegning av avtalen etablerer rettighetshaverne et interessentskap. Denne avtalen er formulert av departementet og inneholder blant annet en stemmeregulering for interessentskapets beslutninger i henhold til utvinningstillatelsen. Stemmereglene fastsettes av departementet. Alle senere endringer av den er betinget av departementets godkjenning.

Stemmereguleringene danner utgangspunktet for de aller fleste beslutninger som fattes innenfor det enkelte interessentskap. De spiller således en vesentlig rolle for ressursforvaltningen på norsk kontinentalsokkel. Norske myndigheter har siden oppstarten av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel ønsket et mangfold av kvalifiserte selskaper som bidrar faglig i arbeidet i en utvinningstillatelse. En bredde i de faglige innspillene skal heve kompetansenivået i utvinningstillatelsen og bidra til at de øvrige rettighetshaverne fører kontroll

med operatøren og etterprøver dennes arbeid. For å gi selskapene insentiv til å delta i det faglige arbeidet har stemmereglene vært utformet slik at alle selskapene i det enkelte interessentskap, også selskapene med små deltakerandeler skal ha en reell påvirkningsmulighet på beslutninger som skal tas. Stemmereglene på norsk sokkel har derfor vært utformet annerledes enn stemmereglene i selskapslovgivningen, der de fleste beslutninger krever samlet eierflertall av de avgitte stemmer (alminnelig flertall), dog slik at noen beslutninger krever større flertall.

Fra midten av 1980-tallet har prinsippet for utforming av stemmereglene vært at vedtak fattes ved en kombinasjon av antall rettighetshavere (et flertall) og deres deltakerandeler (et flertall). I en utvinningstillatelse med tre rettighetshavere vil således den alminnelige stemmeregul normalt bli fastsatt slik at vedtak fattes dersom minst to av rettighetshaverne som til sammen representerer minst 50 pst. av deltakerandelene har stemt for et forslag. Tilsvarende vil vedtak i utvinningstillatelser med fire rettighetshavere fattes når minst tre rettighetshavere som normalt til sammen representerer minst 50 pst. av deltakerandelene har stemt for et forslag.

I noen tilfeller har departementet sett at rettighetshavere med små deltakerandeler i en utvinningstillatelse kan ha for stor innflytelse i forhold til rettighetshavere med betydelige deltakerandeler. Ønsket om at rettighetshavere med små deltakerandeler skal ha innflytelse – og dermed egeninteresse i å bidra faglig – bør derfor i gitte tilfeller kunne balanseres noe bedre mot betydningen av andelsflertall. Størrelsen på deltakerandelene reflekterer de økonomiske realitetene i utvinningstillatelsen.

Stemmereglene vil også i framtida i hovedsak basere seg på en kombinasjon av flertall i antall rettighetshavere og deltakerandeler. Departementet vil imidlertid i større grad legge vekt på andelsflertall ved fastsettelse av nye stemmereglene. I tillatelser med mange små deltakerandeler vil en eksempelvis kunne velge å utforme en stemmeregul som gjør at disse ikke kan blokkere beslutninger som deltakere som har mer enn to tredeler av deltakerandelene ønsker å fatte. Departementet vil ved nye tildelinger også kunne fastsette en stemmeregul basert på et prinsipp om rent andelsflertall dersom dette anses rimelig ut fra interessentskapets sammensetning og hensynet til at dette skal være så beslutningsdyktig som mulig.

Ved endring i antall rettighetshavere eller ved endringer i den enkelte rettighetshavers deltakerinteresse i eksisterende utvinningstillatelser skal

interessentskapet i henhold til samarbeidsavtalen foreslå nye stemmereglene. Den nye stemmereglene er betinget av departementets godkjenning. I mangel av forslag kan departementet fastsette nye stemmereglene for interessentskapet. De nye stemmereglene skal utformes slik at den enkelte parts stemmevekt påvirkes minst mulig.

Når særskilte grunner tilsier det, kan departementet forlenge en utvinningstillatelse utover den konsesjonsperioden som ble fastsatt ved tildeling. Departementet fastsetter vilkårene for en slik særskilt forlengelse. I framtida vil departementet i slike tilfeller vurdere stemmereglene i den aktuelle tillatelsen og eventuelt stille vilkår om en ny stemmeregul dersom en ser behov for endring av den eksisterende stemmeregul. En ny stemmeregul vil i større grad kunne baseres på et prinsipp om andelsflertall.

Regjeringen vil:

- I større grad legge vekt på andelsflertall ved fastsettelse av stemmereglene ved tildeling av nye utvinningstillatelser.

4.2.2 Forutsigbar forlengelse av konsesjonstiden for utvinningstillatelser

Ekspertutvalget foreslår at myndighetene tidlig må avklare spørsmålet om ny forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse når behovet oppstår. Vurderingen av en ny forlengelse bør gjøres på grunnlag av oppnådde resultater og langsiktige planer for å øke verdiskapingen fra feltet.

Investeringer i prosjekter for økt utvinning på feltene krever at rettighetshaverne tenker langsiktig. En utvinningstillatelse tildeles først for en initiaell periode. I denne perioden skal rettighetshaverne utforske det tildelte området. Etter utløpet av denne perioden har rettighetshaverne rett til å kreve konsesjonstiden forlenget, såfremt den obligatoriske arbeidsforpliktelsen er oppfylt. For en rekke felt på norsk sokkel nærmer denne perioden seg slutten.

Investeringsbeslutninger som fattes på felt som i dag nærmer seg konsesjonstidens utløp vil ha økonomiske virkninger også for årene etter utløpet av konsesjonsperioden. Departementet har adgang til å forlenge konsesjonstiden utover den opprinnelig fastsatte perioden, dersom rettighetshaverne søker om dette – såkalt ny forlengelse. Siden det nå kan være aktuelt for flere å søke om slik ny forlengelse av konsesjonsperi-

oden mener departementet det er viktig å fastlegge en forutsigbar politikk for dette for å hindre underinvesteringer i slike felt.

En begrenset konsesjonsperiode kan medføre at rettighetshaverne underinvesterer i blant annet økt oljeutvinning, leting, teknologiutvikling og miljøteknologi mot slutten av tillatelsens varighet. Dette skyldes at de i sine investeringsbeslutninger ikke fullt ut vil ta hensyn til verdien av aktivitet som finner sted etter at konsesjonstiden er utløpt. Dette vil i så fall medføre samfunnsøkonomisk uheldige beslutninger og øding av ressurser. Resultatet vil bli redusert verdiskaping og lavere statlige inntekter, både som følge av lavere avkastning på en eventuell statlig deltakerandel og gjennom lavere skatteinntekter fra rettighetshaverne.

Denne effekten kan avhjelpest ved en ny forlengelse av utvinningstillatelsene til den samme rettighetshavergruppen, og på samme vilkår. Ved en ny forlengelse vil imidlertid staten også ha adgang til å endre vilkårene – eksempelvis ved å betinge seg (økt) statsdeltakelse i tillatelsen. Dette vil, isolert sett, trekke i retning av å øke den andel av verdiskapingen fra feltet som tilfaller staten. Departementet antar likevel at verdien av en økt statlig deltakerandel i tillatelser som er i senfase normalt ikke vil oppveie det inntektstapet for staten som vil kunne følge av lavere verdiskaping grunnet usikkerhet om en ny forlengelse vil bli gitt, og i tilfelle på hvilke vilkår. Dette skyldes statens sterke eksponering i virksomheten gjennom skattesystem og direkte eierskap.

For noen felt med store gjenværende ressurser ved utløpet av konsesjonsperioden og/eller med lav statlig deltakelse vil det kunne være hensiktsmessig å benytte anledningen til å øke den statlige deltakerandelen ved en ny forlengelse av utvinningstillatelsen. Ekofisk og Troll er eksempler på to felt der ny forlengelse av konsesjonsperioden ble gjort betinget av økt SDØE-andel.

Rettighetshavergruppen skal i sin søknad om ny forlengelse av en utvinningstillatelse begrunne hvorfor konsesjonstiden er en begrensning i forhold til god ressursforvaltning i feltet, og dermed også til hinder for høyest mulig verdiskaping.

Rettighetshaverne har etter petroleumsloven adgang til å søke om ny forlengelse på ethvert tidspunkt i konsesjonsperioden, når de selv mener behovet oppstår. Det er opp til departementet å beslutte slik ny forlengelse, og vilkårene for aktiviteten i tillatelsen kan i slike tilfeller endres, tilpasses eller videreføres i tråd med de planer som framlegges.

Departementet vil også i et gitt tilfelle kunne gjøre en ny forlengelse betinget, eksempelvis av

at ny eller endret plan for utbygging og drift innsendes innen en gitt tidsfrist. Oppfylles ikke det eller de fastsatte vilkår, vil den opprinnelige konsesjonsperioden fortsatt gjelde.

Departementet ser at det kan være gode grunner til at rettighetshaverne på et gitt stadium trenger å få sikkerhet for at et prosjekt som skal øke verdiskapingen fra feltet, vil kunne gjennomføres. Det kan være mange veivalg og beslutninger som må tas lang tid før en endelig plan for den videre drift av et felt kan framlegges for myndighetene. Departementet legger likevel til grunn at lovgivningen allerede inneholder de virkemidler som trengs for å beslutte ny forlengelse.

Regjeringen vil:

- Godkjenne søknader om ny forlengelse av konsesjonstiden for en utvinningstillatelse med samme eierstruktur dersom søknaden sannsynliggjør bedre utnyttelse av reservene med mindre særskilte forhold tilsier noe annet. For noen tillatelser kan særskilte forhold som lav statlig deltakerandel og/eller store gjenværende reserver, tilsi at SDØE-andelen bør økes eller andre vilkår reforhandles ved forlengelse av utvinningstillatelsen.

4.2.3 Oppfølging av felt i senfase

Ekspertutvalget ser behov for å formalisere utvinningstillatelsenes arbeid med tiltak for økt utvinning. Utvalget har foreslått at rettighetshaverne skal levere inn en forenklet, revidert utbyggingsplan senest når 80 pst. av planlagt volum er produsert. Det argumenteres for at et slikt tiltak vil trekke arbeidet med økt utvinning i større grad inn i selskapenes styrende organer. Dette vil disiplinere selskapenes arbeid. Samtidig vil departementet i større grad bli involvert i selskapenes arbeid med å få til en høyere utvinningsgrad. Utvalget legger til grunn at en slik prosess ikke innebærer vesentlig merarbeid for selskapene siden den nødvendige informasjonen allerede i dag blir rapportert til myndighetene.

Myndighetene har i dag gjennom behandlingen av utbyggingsplaner innvirkning på selskapenes planer for et felt. Denne prosessen er et viktig verktøy for myndighetene til å sikre god ressursforvaltning av feltene. Godkjenning av produksjonsforløp skjer ved godkjenning av utbyggingsplan og ved årlige produksjonstillatelser. Myndighetene kan også, under utøvelse av fritt skjønnet også, etter at utbyggingsplanen og utvinningsforløpet er godkjent, kreve at rettighetshaverne skal

foreta utredninger av ressursutnyttelsen i et felt. Dette kan bli aktuelt dersom eksempelvis nye opplysninger om reservoaret tilsier en annen utvinningsstrategi. Om nødvendig kan departementet, med hjemmel i gjeldende lov- og forskriftsverk, pålegge rettighetshaverne å utarbeide en rapport om feltrelaterte forhold, herunder alternative produksjons- og injeksjonsopplegg og den totale utvinningsgrad ved forskjellige produksjonsforløp.

Gjennom myndighetenes generelle oppfølgingsarbeid på ressursforvaltningssiden vil det kunne peke seg ut felt som krever særskilt oppfølging fra myndighetenes side. I tillegg til denne oppfølgingen foretar ressursmyndighetene årlig en gjennomgang av alle felt på sokkelen med sikte på å identifisere felt som man bør ha en spesiell oppmerksomhet rettet mot.

Departementet er opptatt av å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet mot god ressursforvaltning fra rettighetshavernes side. Dette kan være ekstra viktig for felt i halefasen. Departementet er enig med ekspertutvalget at det er viktig å trekke arbeidet med økt utvinning inn i de styrende organer til rettighetshaverne. Videre at dette ikke må gjøres på en måte som innebærer unødvendig merarbeid for selskapene. Departementet vil, på bakgrunn av disse vurderingene, videre vurdere behovet for ytterligere forsterkninger av regelverket for å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet mot økt utvinning og god ressursforvaltning.

Regjeringen vil:

- Intensivere oppfølgingen for felt i senfase.
- Kreve nye planer for utvinningen for felt i senfase, der dette vurderes som hensiktsmessig.
- Vurdere behovet for ytterligere forsterkninger av regelverket for å sikre tilstrekkelig oppmerksomhet mot økt utvinning og god ressursforvaltning.

4.3 Tiltak – kostnadsnivå og lønnsomhet

Kostnadene på norsk sokkel har økt kraftig de siste årene og kostnadene på norsk sokkel er høyere enn i andre petroleumsprovinser, jf. avsnitt 2.4. Det høye kostnadsnivået virker direkte inn på lønnsomheten i tiltak for økt utvinning og påvirker levetiden på eksisterende felt. Utviklingen i kostnadsnivået står sentralt for mulighetene for å få til økt utvinning.

Utfordringene knyttet til kostnader diskuteres av ekspertutvalget og det uttrykkes bekymring for at et høyt kostnadsnivå kan medføre at investeringsbeslutninger knyttet til økt utvinning ikke blir tatt. Utvalget erkjenner at en kostnadsreduksjon på norsk sokkel er helt nødvendig for å nå potensialet innen økt utvinning. Videre presiserer utvalget at dette krever fellesinnsats fra myndigheter og næringen selv.

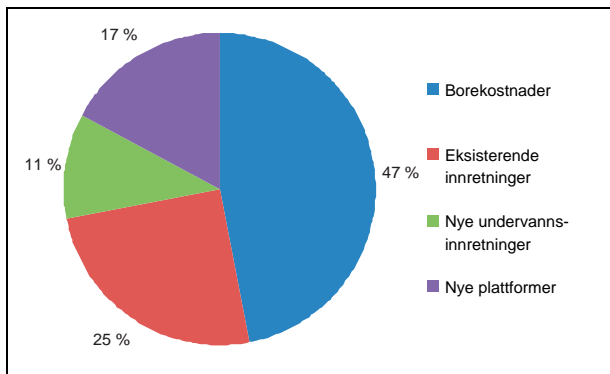
4.3.1 Boring og brønn

Ekspertutvalget foreslår flere tiltak for å avhjelpe et presset riggmarked på norsk sokkel. For å sikre tilstrekkelig borekapasitet foreslår utvalget at det i større grad vurderes langsiktige bore- og intervensjonskontrakter slik at kapasiteten øker raskt nok på modne felt. Utvalget mener at riggflyten må bedres ved at det etableres internasjonale standarder og krav med felles fortolkning og anvendelse. Utvalget mener det bør undersøkes om det er mulig å ta initiativ til slik standardisering gjennom EU eller EØS. Dette kan redusere riggratene, som utgjør en betydelig andel av borekostnadene på norsk sokkel, og ifølge utvalget utgjorde riggkostnadene til utbygging og drift over 15 mrd. kroner i 2009.

Boring av nye utvinningsbrønner og vedlikehold av eksisterende brønner er en forutsetning for framtidig produksjon. Antall brønner og brønnenes tilstand danner grunnlag for muligheter for reservevekst og tiltak for å øke utvinningsgraden fra feltene. Boring og brønn er på kort sikt helt sentralt for å kunne utvinne mest mulig av den gjenværende oljen i eksisterende felt. Samtidig er det blitt mer utfordrende og tidkrevende å bore og ferdigstille nye brønner fra feltene. Årsakene til dette er sammensatte, men skyldes både forhold relatert til tilstanden av eksisterende brønner som det skal bores ut fra og andre forhold i undergrunnen, eksempelvis endringer i trykk.

Boring av brønn er den største kostnadskomponenten i petroleumsaktiviteten, jf. figur 4.7. Borekostnader utgjør en stor del av kostnadene i økt utvinningstiltak, utbygging og leting. Det er et stort verdipotensial i å identifisere og implementere kostnadsreducerende tiltak knyttet til boring på norsk sokkel.

Økte riggrater er en viktig årsak til den betydelige veksten i kostnadsnivået på norsk sokkel de siste årene. Econ Pöyry anslår at ratenivået nærmere tredoblet seg i perioden 2004–08. Selv om riggratene har falt noe etter at toppen ble nådd mot slutten av 2008, var nivået ved utgangen av



Figur 4.7 Fordeling av investeringer på funn og felt i 2010.

Kilde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet.

2010 fortsatt høyt. En sammenligning med britisk sokkel, foretatt av Wood Mackenzie, viser at borekostnadene per utvinnbart fat ligger over 15 pst. høyere på norsk sokkel. Det har i samme periode ikke blitt gjennomført endringer i HMS-regelverket som kan sies å ha bidratt til denne utviklingen. Økningen av riggratene anses primært å ha sin årsak i andre forhold i riggmarkedet.

Antallet nye produksjons- og injeksjonsbrønner har falt siden år 2000. Selskapene har ikke klart å gjennomføre sine planlagte boreprogrammer de siste årene. Konsekvensen er at det har bygget seg opp et betydelig etterslep i boreaktiviteten. Også brønnvedlikehold – som er viktig for å nå etablerte produksjonsplaner, blir utsatt fordi brønner tar lengre tid å bore enn planlagt, og kun få plattformer kan bore og drive brønnvedlikehold samtidig. Det er viktig at selskapene vurderer muligheten for å kunne benytte alternative metoder for overvåking og vedlikehold av brønner (brønnintervensjon) som ikke krever bruk av det faste boreutstyret. For intervensjon i havbunnsbrønner er det bygget egne brønnintervensjonsfartøy. Departementet vurderer det som viktig at det bygges flere slike fartøy da det vil frigjøre flyttbare boreinnretninger til boring av utvinningsbrønner.

Høsten 2010 er det rapportert inn i alt 930 planlagte produksjons- og injeksjonsbrønner for perioden 2011–2020. Av disse er om lag 310 planlagt boret fra faste innretninger. Boring fra boreanleggene på de faste innretningene er spesielt viktig for å realisere ressursene i de store oljefeltene. Dette fordi de fleste av de største oljefeltene er utstyrt med egne borerigger. Flere av de faste boreriggene krever oppgradering og vedlikehold for at tilstrekkelig antall brønner skal bli boret. Ved oppgradering og vedlikehold av eksisterende boreanlegg er det viktig at behovet for framtidige

brønner vurderes, både med hensyn til utfordringer og antall. I den forbindelse må alternative boremetoder og ny boreteknologi vurderes og nødvendig utstyr installeres for å kunne møte de utfordringer som forventes ved modning av feltene.

Oljedirektoratet, oljeselskaper, konsulentsekskaper og andre aktører peker på at tilstrekkelig riggkapasitet vil bli en utfordring på norsk sokkel framover. Mange aktører peker på at det er krevende å ta flyttbare rigger inn på norsk sokkel. I dag opererer om lag 30 flyttbare rigger på norsk sokkel. I løpet av 2–3 år vil mange av riggene gå av kontrakt. Om de deretter forblir på norsk sokkel er uvisst. Et stramt riggmarked, særlig etter 2004, har ført til at en rekke høyt spesifiserte rigger har blitt tatt inn på norsk sokkel. Av 21 halvt nedsenkbare rigger på norsk sokkel er 7 rustet for boring på havdyp over 1000 meter. Disse er ofte lite egnet på eksisterende felt.

Ved å øke borekapasiteten kan kostnadene reduseres og aktivitetsnivået økes. Gevinster vil oppnås direkte gjennom reduserte riggrater og billigere brønner. Samtidig vil økt borekapasitet bety flere brønner og dermed bedre ressursutnyttelse. Mangel på riktig type rigg kan føre til at færre brønner blir boret og/eller at borekostnadene kan bli unødig høye. Dette er spesielt relevant for felt med lang levetid og stort brønnbehov.

Departementet mener det er behov for flere tiltak for å bedre tilgangen til rigger og for å begrense kostnadene ved boring slik at potensialet for økt utvinning kan bli realisert. Lønnsomheten ved leting vil også øke ved slike tiltak. Dette er en oppgave som krever tiltak hovedsakelig fra næringens side, men også myndighetene må bidra.

Departementet er enig med utvalget i at kapasiteten og effektiviteten i boreaktivitetene vil kunne økes dersom rettighetshaverne i større grad går sammen om å inngå kontrakter med flere rigger på mer langsiktig basis. Innenfor økt utvinning er potensialet for langsiktige kontrakter spesielt stort. Aktører med brede porteføljer av felt i drift står i en særstilling til å inngå slike kontrakter. Departementet vil derfor oppfordre slike rettighetshavere til å etablere riggsamarbeidsordninger, der rigger kontraheres av flere sammen på langsiktig basis. Departementet forventer at industrien sikrer tilgang på tilstrekkelig fartøy til at ønskelig boring kan skje på norsk kontinental-sokkel.

Departementet mener at norsk sokkel trenger høy riggkapasitet for å kunne realisere det store potensialet som ligger i de eksisterende feltene.

Behovet for boring på feltene framover er stort. Det bør derfor være grunnlag for å få på plass rigger tilpasset norsk regelverk på sentrale felt som er tilpasset de behov disse feltene har. Departementet forventer at eierne av de store feltene foretar slike disposisjoner. Mange tilleggsressurser er tidskritiske og boring må skje innen kort tid for at ikke betydelige ressurser skal gå tapt.

Departementet deler ekspertutvalgets vurdering av at det er ønskelig at riggkapasiteten på norsk sokkel kan økes og kostnadene reduseres. Bedre flyt av fartøyer involvert i petroleumsvirksomhet i Nord-Atlanteren inn på norsk sokkel er et tiltak som kan bidra til dette. For å belyse og identifisere eventuelle økonomiske, industrielle, regulatoriske eller andre hindre for at riggkapasiteten på norsk sokkel kan økes og kostnadene reduseres, vil myndighetene nedsette en ekspertgruppe. Ekspertgruppen skal gjennom en helhetlig tilnærming foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel. Ekspertgruppen skal legge til grunn et minst like høyt sikkerhetsnivå som vi har i dag.

I forbindelse med feltutbygging vil utvikling og produksjon med en fast rigg være et alternativ på moderate havdyp til innleie av flyttbar innretning. Valg av boreløsning avhenger av en rekke forhold. Antall brønner og brønnintervensjoner som legges til grunn har stor betydning. Brønnenes geografiske plassering i forhold til produksjonsinnretningen er et annet viktig punkt, noe som er knyttet til størrelse på og kompleksitet på reservoar. Kostnadsbildet er også ulikt. Installasjon av fast rigg krever betydelige investeringer, mens med flyttbar innretning kommer hele kostnaden som løpende riggleie. Det er viktig at disse alternativene blir vurdert av rettighetshaverne.

Regjeringen vil:

- Nedsette en ekspertgruppe for å belyse og identifisere hindre som gjør at riggkapasiteten på norsk sokkel begrenses og foreslå tiltak som kan bedre flyten av fartøyer involvert i boring på norsk sokkel.
- Oppfordre rettighetshaverne på norsk sokkel til å etablere riggsamarbeidsordninger, der rigger kontraheres på langsiktig basis.
- Sikre at installasjon av fast rigg blir vurdert av rettighetshaverne i forbindelse med relevante, nye utbygginger.

4.3.2 Samordning

Ekspertutvalget foreslår at myndighetene i samarbeid med petroleumsnæringen bør foreta en grundig evaluering av gevinster knyttet til bedre samordning av felt på norsk sokkel. Evalueringen bør undersøke virkningen av samordning på lønnsomhet, herunder driftskostnader og utvinningsgrad på eksisterende og omkringliggende felt. Analysen skal danne grunnlaget for mulige tiltak for bedre samordning på norsk kontinentalsokkel.

En har lang erfaring på norsk sokkel med å bygge ut funn samlet når dette er mest lønnsomt. Denne type løsninger er lettest å få til når de aktuelle funn har samme eierforhold. Dette kan enten være tilfelle fra starten av eller det kan oppnås gjennom en unitisering.

Oljedirektoratet har en viktig oppgave å se utbygging av nye funn i en områdesammenheng. På tilsvarende måte har Gassco en rolle i å se gassvakuerer fra nye funn i et sokkelperspektiv. Når det kan være fordeler ved en samordnet utvikling av flere funn, tas det initiativ overfor eierne av de aktuelle funnene for å få utredet konsekvensene også av en slik løsning. Samordning kan utløse stordriftsfordeler som kan gi både økonomiske gevinster og andre gevinster som å gjøre tiltak som kraft fra land mer realistiske.

Regjeringen vil:

- Bidra til at utbygginger og felt samordnes når dette ressursforvaltningsmessig er den beste løsningen.

4.3.3 Kost/nyttevurderinger ved ny regulering/innstrammet praksis

Ekspertutvalget har foreslått at myndighetene i større grad viser kostnader og nytte av endringer i krav og praksis ved HMS- og miljøtiltak. Ved at det utformes en transparent metodikk i tråd med Finansdepartementets veileder for kostnads- og nytteanalyser. På den måten kan man i større grad få en mer helhetlig tilnærming. Utvalget foreslår videre at for felt i senfasen må myndighetene være varsomme med å stille nye, kostbare og omfattende krav til HMS og ytre miljø dersom dette forkorter et felts levetid og medfører tap av verdier.

Norsk petroleumsvirksomhet kan vise til gode resultater både når det gjelder sikkerhet og ivaretagelse av det ytre miljø. Dette er et resultat av målrettet innsats over mange år. På sikkerhetssiden er det utviklet et funksjonelt risikobasert

regelverk som legger vekt på forebygging, sikkerhet og kontinuerlig forbedring. Nasjonalt og internasjonalt myndighetssamarbeid med vekt på erfaringsutvekslinger og læring fra ulykker har også vært en viktig faktor. Virksomheten er underlagt strenge krav og virkemidler for utslipp både til luft og sjø og til beredskap mot akuttutslipp.

Hensynene til helse, miljø, sikkerhet og det ytre miljø er viktig for all aktivitet på sokkelen. De høye krav til sikkerhetsnivå og ivaretagelse av det ytre miljø skal videreutvikles. Regelverket innen sikkerhet er en viktig grunn til at norsk sokkel i dag har innretninger med høy teknisk integritet og har hatt en positiv utvikling på sikkerhetssiden. Norsk sokkel skal fortsatt være ledende på sikkerhet. Det omfattende regelverket som er etablert er en hovedårsak til at virksomheten har lave utslipp til luft og sjø sammenliknet med de fleste andre petroleumsproduserende land.

For å sikre et godt beslutningsgrunnlag blant annet ved regelverksendringer er utredningsinstruksen etablert. I henhold til utredningsinstruksen skal tiltak konsekvensutredes og konsekvensene tallfestes så langt som mulig. Dette gjelder for petroleumssektoren som for alle andre sektorer. Den samlede effekten for dem som blir omfattet skal omtales. Konsekvensene skal vurderes i forhold til alle overordnede eller generelle hensyn som kan ha betydning ved vurderingen av om tiltaket skal iverksettes. Berørte instanser skal trekkes inn i beslutningsprosessen før beslutning fattes.

Departementet er opptatt av at målstyringen i sektoren er god og er derfor opptatt av at gode prosesser, i henhold til utredningsinstruksen, blir gjennomført. Det er viktig at nytte/kostnadsvurderinger benyttes. Dette er viktige problemstillinger som departementet vil arbeide videre med.

Regjeringen vil:

- Videreutvikle høye krav til sikkerhetsnivå og ivaretagelse av det ytre miljø på norsk sokkel også for felt i senfase.

4.3.4 Fellesdugnad for å redusere driftskostnadene

Kostnadsnivået innenfor norsk petroleumsvirksomhet har vokst kraftig de siste årene og har nådd et så høyt nivå at det truer den langsiktige utviklingen av næringen hvis prisen på olje og gass faller tilbake på historiske nivåer. Mange lønnsomme forretningsmuligheter kan gå tapt dersom en ikke får bedre kontroll på kostnadsut-

viklingen. Den kostnadsutviklingen som en har opplevd over de siste årene har en meget sammensatt bakgrunn. Den skyldes både internasjonale og nasjonale forhold.

Ekspertutvalget fremmer en rekke forslag rettet mot næringen selv. Dette inkluderer et forslag om en fellesdugnad for å redusere driftskostnadene på norsk sokkel. Mange av de andre forslagene rettet mot næringen er også rettet inn mot å redusere kostnader, herunder behovet for standardisering av prosesser og løsninger og justeringer i kontraktsregimet. Det å holde kontroll på kostnadsnivået er først og fremst næringens ansvar. Det er en rekke ulike problemstillinger knyttet til så vel markedsforhold, organisering av virksomheten og andre forhold som bidrar til en ugunstig kostnadsutvikling.

Næringen har etablert organet KonKraft der de samarbeider om forhold som er viktig for norsk sokkels videre utvikling. I organet deltar både fagforeninger, leverandører og oljeselskaper. En viktig del av arbeidet i KonKraft er å rette søkelyset på olje- og gassnæringens muligheter og utfordringer.

Økt utvinning er et område departementet mener KonKraft kan bidra positivt innen. Gjennom sin deltakermasse og sammensetning er KonKraft godt posisjonert for å etablere en hensiktsmessig oppfølging på de ulike områdene hvor næringen blir utfordret av ekspertutvalget for økt utvinning. Departementet har derfor bedt KonKraft om å utarbeide et forslag til behandling/oppfølging av de ulike forslag ekspertutvalget har fremmet, samt vurdere om og eventuelt hvordan en dugnad for å redusere driftskostnadene på norsk kontinentalsokkel kan organiseres. Totalt omfatter oppdraget til KonKraft 16 ulike forslag fra ekspertutvalget. KonKraft er allerede godt i gang med dette oppdraget.

Regjeringen vil:

- Følge opp KonKrafts arbeid med å følge opp ekspertutvalgets tiltak som er rettet mot næringen

4.4 Tiltak – aktørbildet og konkurransesituasjonen

Aktørbildet på sokkelen har endret seg betydelig over de siste femten årene. Dette er et resultat delvis av en aktiv politikk fra myndighetene for å få flere og annerledes aktører inn på sokkelen, og delvis en effekt av konsolidering i næringen.

Utviklingen er nærmere behandlet i meldingens avsnitt 2.6.

4.4.1 Petoro og SDØE

Aktørbildet og konkurransesituasjonen er også tema i ekspertutvalgets rapport. Flertallet i utvalget foreslår at Petoro bør styrkes gjennom endringer i dagens finansieringsordning av selskapet. Videre mener utvalget at myndighetene og rettighetshaverne i større grad bør gjennomføre porteføljetilpasninger slik at beslutninger som er avgjørende for økt utvinning og verdiskaping med større sannsynlighet blir tatt og at myndighetene må legge til rette for økt aktivitet på feltransaksjonsmarkedet.

Petoro er, på vegne av staten, ivaretager av Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten (SDØE). Petoro spiller som rettighetshaver en viktig rolle som rettighetshaver i de felt hvor staten har direkte eierskap.

De store modne feltene utgjør kjernen i SDØEs verdiskaping. I 2009 og 2010 har selskapet økt sin innsats for å bidra til økt utvinning fra de modne feltene. Departementet ser det som svært viktig at dette arbeidet fortsetter. En styrket innsats fra Petoro vil være med på å bidra til at flere tiltak for økt utvinning identifiseres og implementeres. Gjennomføring av tiltak for økt utvinning vil ha stor verdimesig betydning for statens eierandeler. Innretningene sin økonomiske levetid utfordres gjennom usikkerhet i reservegrunnlag og økende kostnader. Det er derfor viktig at de riktige beslutningene tas til riktig tid for å sikre mest mulig utvinning og best mulig utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Problemstillingene som interessentskapene står overfor er komplekse og det krever at Petoro nedlegger betydelig arbeid for at innspillene skal være relevante. Petoro har pekt ut enkelte felt som de vil følge ekstra opp. Dette er omtalt nærmere i kapittel 9.

Departementet er opptatt av å tilføre Petoro tilstrekkelige ressurser slik at selskapet kan bidra med økt verdiskaping til staten. Departementet mener videre at det statlige budsjetteringssystemet sikrer en samlet og helhetlig vurdering av statens utgifter til ulike formål. Finansieringen av Petoro bør på linje med andre formål i statsbudsjettet underlegges dette viktige prinsippet. Det statlige budsjettesystemet er ikke til hinder for å styrke Petoro for framtida gjennom økte bevilgninger eller å variere bevilgningene fra år til år i takt med behovet.

Departementet mener at et godt fungerende annenhåndsmarked for feltandeler vil bidra til at

selskaper som ser størst verdiskapingspotensial i et felt blir eiere. Det selskapet som ser størst potensial i et felt vil være villig til å betale mest for en andel i feltet. Et fungerende annenhåndsmarked er derfor positivt og ønskelig sett fra et ressursforvaltningsperspektiv.

SDØE skal sammen med skatte- og avgiftssystemet sikre staten en høy andel av verdiskapingen på norsk sokkel. SDØE er ikke et instrument for å tilrettelegge for økt aktivitet i annenhåndsmarkedet. Enkelte justeringer i SDØE-porteføljen vil kunne være aktuelt, blant annet for å fremme kostnadseffektive samordningsløsninger av felt.

Regjeringen vil:

- Styrke Petoros kompetanse i oppfølgingen av modne felt.

4.4.2 Skattemessig behandling av letekostnader

Ekspertutvalget gir uttrykk for at tilveksten av nye selskap med fokus på leting kan ha gitt et svakere fokus på felt i drift/økt utvinning. De foreslår at ordningen der det kan søkes om å få refundert skatteverdien av letekostnader gjennomgås for å undersøke virkningen den har hatt på felt i drift.

Petroleumsskattleggingen bygger på reglene for den ordinære bedriftsskattleggingen. Det er utformet for å virke nøytralt på selskapenes beslutninger angående utbygging og drift. Dette betyr at beslutninger som er lønnsomme for selskapene før skatt også skal være det etter skatt. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten i utvinningsvirksomheten, er virksomheten i tillegg ilagt en særskatt. Den ordinære skattesatsen er som på land 28 pst. Særskattesatsen er 50 pst. I grunnlaget for ordinær skatt og for særskatt kommer avskrivninger og alle relevante kostnader⁴ til fradrag i den skattbare inntekten. For å skjerme normalavkastningen fra særskatt gis det et ekstra investeringsrelatert fradrag (såkalt friinntekt) i beregningsgrunnlaget for særskatt. Det er skattemessig konsolidering mellom ulike felt. Selskap som ikke er i skatteposisjon kan framføre underskudd og friinntekt med rente. Ved opphør kan disse elementene overdras.

Fra inntektsåret 2005 ble det foretatt en endring i den skattemessige behandlingen av letekostnader for selskaper som ikke er i skatteposisjon. Ordningen går ut på at selskapene, i stedet

⁴ Inkludert letekostnader, utgifter til forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning.

for å framføre underskudd med rente, kan kreve å få refundert skatteverdien av leteknostnader i forbindelse med ligningen. Dette betyr at selskap i og utenfor skatteposisjon likebehandles når det gjelder leteknostnader. Ordningen gjør det lettere for selskaper utenfor skatteposisjon å finansiere leteaktivitet.

Departementet mener refusjonsordning for skatteverdien av leteknostnader har vært viktig, særlig for å stimulere til tidsriktig leting i modne områder. Den skattemessige likebehandlingen av aktører i og utenfor skatteposisjon når det gjelder leteknostnader er en politikk departementet ønsker å videreføre.

4.5 Tiltak – teknologiutvikling

Ekspertutvalget har fremmet en rekke tiltak innen teknologiområder som boring og brønn, avanserte injeksjonsmetoder, undervannsløsninger og reservoarkartlegging. Utvalget anbefaler blant annet at selskapene i større grad bør teste avanserte utvinningsmetoder som for eksempel injeksjon av surfaktanter⁵, lavsalint vann og CO₂. Disse teknologiene er spesielt viktige for å utvinne den betydelige mengden med immobil olje, og kan bidra vesentlig til økt utvinning på norsk sokkel. Mange av metodene har vist et stort potensial for økt oljeutvinning fra felt på land for eksempel i USA og Kina, men er tatt lite i bruk offshore. En rekke lovende injeksjonsteknologier er også utviklet gjennom laboratoriestudier og simuleringer, men det gjenstår å teste disse i større skala på feltene. CO₂ til økt utvinning vil på sikt kunne få betydning for ressursutnyttelsen på norsk sokkel. Det vil derfor være naturlig å se CO₂-lagring fra norske kilder i sammenheng med mulig framtidig bruk av gassen som utvinningstiltak.

Utvalget anbefaler blant annet myndighetene å etablere et forum for samarbeid om piloter med deltagelse fra de viktigste aktørene og beslutningstakerne på sokkelen. Det anbefaler også å styrke DEMO2000. I høringsuttalelsene til utvinningsutvalgets rapport er det bred enighet om behovet for mer pilottesting og teknologiutvikling på norsk sokkel.

Ny teknologi og nye løsninger vil i mange tilfeller være nødvendig for å modne fram nye lønnsomme reserver og realisere det store potensialet

som ligger i økt utvinning på norsk sokkel. Staten som ressurseier har en viktig rolle å spille som pådriver og tilrettelegger for å sikre at alle muligheter for langsiktig økt utvinning og økt verdiskaping blir vurdert før feltene stenger ned. Staten tar gjennom SDØE og skattesystemet en betydelig del av risiko, kostnader og verdiskaping fra økt utvinningstiltak.

Siden feltene og infrastrukturen har begrenset levetid vil det være avgjørende å få til pilottesting raskt. Innrapporteringer fra selskapene til Oljedirektoratet viser at et betydelig antall piloter er forsinket eller ikke blir gjennomført. Det kan være flere mulige årsaker til at piloter kan bli nedprioritert. Selskapene synes for eksempel å prioritere ordinær drift framfor pilottesting som gjerne innebærer høyere teknisk og økonomisk risiko. Videre er dagens utbyggingsprosjekter mindre enn tidligere og har mindre finansiell evne til å bære utvikling og testing av ny teknologi.

Statlig medfinansiering av piloter vil kunne bidra til at flere, samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter framskyndes og realiseres. Det er gjerne overføringsverdi fra en pilot på et felt til andre felt. Eierne i et enkeltfelt vil ikke ta dette med i betraktning når de beslutter om en pilot skal gjennomføres eller ikke. Det er store verdier på spill for staten som ressurseier. Dersom markedet ikke selv klarer å løfte fram tilstrekkelig ny teknologi eller piloter, bør myndighetene iverksette ulike tiltak.

Departementet deler utvalgets oppfatning om at flere utvinningstillatelser/selskaper bør planlegge piloter i fellesskap. Med flere små aktører og funn på norsk sokkel vil koordinering av testing av ny teknologi på tvers av lisensene være enda viktigere enn tidligere. Gjennom FORCE har Oljedirektoratet tatt et initiativ til å legge til rette for et slikt samarbeid. Organet består i dag av 35 olje- og gasselskaper som har sagt seg villige til å utforske mulighetene for å dele på kostnader og resultater knyttet til feltpiloter. Departementet vil gjennom FORCE arbeide videre for å løfte fram flere piloter og sammen med sentrale aktører på norsk sokkel arbeide for økt innsats knyttet til testing av ny teknologi på norsk sokkel.

Ettersom det er mye olje som er vanskelig å utvinne med konvensjonell teknologi, må avanserte teknologier som kan få opp disse ressursene prioriteres og løftes fram. Det vil derfor være et spesielt behov for å løfte fram pilottester innenfor avanserte injeksjonsmetoder for å utvinne mer av den vanskelig tilgjengelige oljen. Disse problemstillingene er nærmere omtalt i meldingens kapittel 8.7.

⁵ En surfaktant er et stoff som tilsettes et reservoar for å redusere grenseflatespenningen mellom olje og vann. Vaskemidler inneholder også surfaktanter.

Regjeringen vil:

- Sammen med sentrale aktører på norsk sokkel arbeide for økt innsats knyttet til testing av ny teknologi.
- Vurdere å opprette et forskningssenter innenfor økt utvinning.

4.6 Infrastruktur – bruk og videreutvikling

I dette avsnittet behandles to elementer i infrastrukturen på kontinentalsokkelen. I første del behandles bruk og videreutvikling av gasstransportsystemet. Det andre elementet som behandles her er regelverket knyttet til vilkår for bruk av andres innretninger.

4.6.1 Det norske gasstransportsystemet – organisering og regulering

Det norske gasstransportsystemet omfatter et nettverk av rørledninger med en samlet lengde på om lag 8000 km, seks landingspunkter i fire land (Storbritannia, Tyskland, Belgia og Frankrike), samt fire gassprosesseringsanlegg på land i Norge (Kårstø, Kollsnes, Nyhamna og Melkøya). Gasseksport i form av nedkjølt gass på skip (LNG) fra Melkøya gjør at norsk tørrgass også kan nå markeder utenfor Europa. Fram til i dag er det investert over 260 mrd. kroner i nettverket, regnet om til dagens kroneverdi.

Transportkapasiteten i det norske gasstransportsystemet avhenger av blant annet trykk og temperatur. Total tilgjengelig kapasitet for norsk eksport av tørrgass gjennom rørledninger er om lag 370 mill. Sm³ per dag. Dette tilsvarer 120 mrd. Sm³ per år. I tillegg blir LNG tilsvarende over 10 mill. Sm³ per dag eksportert fra Melkøya. Ytterligere 9 mill. Sm³ per dag blir brukt innenlands til kraft og varme, til metanolproduksjon på Tjeldbergodden eller transportert til feltene Grane eller Tyrihans som injeksjonsgass for økt oljeproduksjon. Det blir også benyttet gass til injeksjon på felt på norsk sokkel for å øke oljeproduksjonen.

Operatøren for gasstransportsystemet, Gassco, utarbeider hvert år en transportplan som analyserer det totale behovet for gasstransport for inntil 15 år fram i tid. Produksjonen fram i tid er usikker, til forskjell fra tidligere år viser siste års transportplan en klar endring ved at nye funn ikke erstatter redusert produksjon fra eksisterende felt, også når prognoser fra alle funn på sokkelen inklude-

res. Noe av årsaken til dette er at ressursanslagene i enkelte funn og felt er nedskrevet.

Infrastrukturen for gasstransport fra norsk sokkel har gradvis blitt videreutviklet i forbindelse med utbyggingen av nye felt. Dette har vært felt med store mengder gass og som har kunnet bære store investeringer i egne transportløsninger. Det koster mye å bygge rørledninger, og investeringer i transportsystemet gir betydelige stordriftsfordeler. Gasstransportsystemet kan karakteriseres som et naturlig monopol med store grunnlagsinvesteringer. Det er behov for å regulere adgang og tariffer i systemet for å sikre lik tilgang til systemet for alle med transportbehov for gass.

Gassinfrastrukturen som benyttes av flere brukere er organisert på en helhetlig måte og har felles eierstruktur gjennom Gassled. Operatøransvaret for gassrørledningene og transportrelaterte gassprosesseringsanlegg er tillagt Gassco som er et heleid statlig aksjeselskap. Denne organiseringen gir effektiv bruk av gasstransportsystemet og reduserer driftskostnadene. Målsetningen er effektiv utnyttelse av gasstransportkapasiteten, samt å sikre brukere adgang til ledig kapasitet på en enkel måte og til myndighetsfastsatte tariffer.

Gasstransportsystemet er nøytralt overfor aktører som har behov for å transportere naturgass. Naturgassforetak og kvalifiserte brukere har rett til adgang til ledig kapasitet på ikke-diskriminerende, objektive og transparente vilkår. Disse brukerne har tilgang til kapasitet i systemet ut fra sitt behov for gasstransport. Gassco har ansvar for at kapasitetstildelingen og transportrettighetene kan overdras mellom brukere ettersom behovene endrer seg.

Avkastningen i gasstransportinfrastruktur reguleres av myndighetene. Det sikrer at fortjeningen blir tatt ut på feltene og ikke i transportsystemet. Tariffer i nyere rørledninger er fastsatt slik at eierne kan forvente en realavkastning på om lag 7 pst. før skatt på totalkapitalen, med mulighet for mindre tilleggsinntekter for å stimulere til økt utnyttelse og kostnadseffektiv drift. Tariffene gir eierne en rimelig avkastning samtidig som de forhindrer at det tas ut merprofitt i rørledninger og behandlingsanlegg.

Departementet fastslår hovedprinsippene for adgang til transportsystemet og fastsetter tariffer for bruk av transportsystemet. Departementet igangsatte i 2008 en bred gjennomgang av adgangsregimet. Gjennomgangen har ført til enkelte endringer i adgangsregimet for oppstrøms gassrørledningsnett. Det vil bli innført såkalt avbrytbar kapasitet. Dagens regler som gir

eiere av rørledningene fortrinnsrett ved reservasjon av ledig kapasitet oppheves. Dette skal sikre mer effektiv utnyttelse av gasstransportssystemet og likebehandling av alle selskaper som produserer naturgass på norsk sokkel. Departementet vil etablere et sakkyndig råd som skal utføre oppgaven som uavhengig tvisteløser i enkeltsaker der det er uenighet om adgang til gasstransportssystemet.

Størstedelen av transportsystemet for gass på norsk sokkel eies av interessentskapet Gassled. Eierne i Gassled har tradisjonelt vært selskaper som produserer gass på norsk sokkel. Som operatør utfører Gassco aktiviteter på vegne av interessentskapet for deltakernes regning og risiko. Det skjer dermed ingen inntjening i Gassco. Selskaper som ønsker å transportere gass betaler transporttariffer. Tariffene dekker de direkte kostnadene for drift av transportsystemet, samt at de gir eierne en rimelig avkastning på investeringene i transportsystemet

Myndighetenes målsetning er at tredjepartsbruk av gassrørledninger og tilknyttede anlegg skal skje på grunnlag av tariff og vilkår som fastsettes av departementet og nedfelles i tarifforskriften. I tilfeller der det vurderes tredjepartsbruk av gassrørledninger og tilknyttede anlegg som ikke allerede er omfattet av tarifforskriften, tar departementet sikte på å inkludere disse innretningene i forskriften. Spørsmålet om operatøransvar for den aktuelle innretningen vil også bli vurdert i slike tilfeller.

Gassled omfatter all rik- og tørrgassinfrastruktur som er i bruk i dag, og som det er planer om at andre enn eierne skal transportere gass i, såkalt tredjepartsbruk. Det er lagt opp til at nye rørledninger og transportrelaterte anlegg kan bli innlemmet i Gassled fra det tidspunktet tredjepartsbruk er aktuelt, og at nye anlegg således kan bli en del av det sentrale oppstrøms gasstransportsystemet. Felles eierskap for hele transportsystemet sikrer at gassen blir fraktet mest mulig effektivt og dermed gir størst verdiskaping, siden man unngår interessekonflikter knyttet til hvilken rørledning gassen skal bli fraktet gjennom.

Det er brukerne som betaler for driften av transportsystemet gjennom tariffene. Det er også brukerne som i stor grad medvirker til videreutvikling av transportsystemet gjennom deltakelse i ulike investeringsgrupper. Det har vært et behov for å styrke brukernes muligheter til å fremme sine syn på hvordan systemet skal drives og utvikles. Departementet har derfor bedt Gassco om å styrke det eksisterende brukerforumet i systemet. Forumet skal gi anbefalinger til Gassco i

saker relatert til teknisk drift, bruk og videreutvikling av systemet. Brukerforumet skal også gi sin tilslutning til den del av Gassco sitt budsjett som relaterer seg til drift og videreutvikling. Forumet har ikke mandat til å ta beslutninger.

Gjennom innføring av regulerte tariffer, tredjeparts adgang og opprettelse av en uavhengig operatør har eierne innflytelse over transportsystemet blitt redusert. Dette har ført til redusert interesse for deltakelse i Gassled hos enkelte av de tradisjonelle eierne. ExxonMobil har nylig solgt seg ut av Gassled. Flere andre eiere er i gang med salgsprosesser. Selskapet som ExxonMobil har solgt sin andel til, Njord Infrastructure AS, representerer en ny type eier i Gassled fordi dette nye selskapet primært går inn på eiersiden av finansielle grunner. Departementet har samtykket til denne overdragelsen, men stilt krav blant annet i forhold til kjøpers finansiering og organisasjon. Det er viktig for departementet å ha et diversifisert eierskap i Gassled framover, blant annet for å fordele det finansielle ansvaret på flere deltakere.

Rettighetshavere skal ha de nødvendige kvalifikasjonene til å utføre sine oppgaver på en forsvarlig måte. Hvilke kvalifikasjoner som er nødvendig avhenger av hvilken type oppgaver som skal utføres. Det kreves andre kvalifikasjoner for eiere i et transportsystem som Gassled enn for eiere i utvinningstillatelser. At Gassled har en kompetent og uavhengig operatør (Gassco), at virksomheten er avkastningsregulert, at ny infrastruktur kan bli utviklet og finansiert utenfor Gassled og at det er en åpen, ikke-diskriminerende tilgang til systemet, bidrar til å definere rollen og oppgavene til en eier i Gassled. Disse rammene vil gjenspeile seg i hvilke kvalifikasjoner og hvilken finansiell kapasitet som er nødvendig å ha for en eier av systemet.

Det er investert betydelige beløp i gassinfrastrukturen på norsk sokkel. Det trengs store gassvolum for at ny gassinfrastruktur skal bli realisert. Gitt de store investeringene som kreves for å bygge ny gassinfrastruktur og de relativt lave transportkostnadene i eksisterende systemer, vil olje- og gasselskapene ha insentiver til å benytte eksisterende gassinfrastruktur ved vurdering av ulike transportalternativer for ny gass. Ved full kapasitetsutnyttelse i transport- og/eller gassprosesseringsanlegg vil selskapene stå overfor valget mellom å utsette gassvakueringen til det blir ledig kapasitet i eksisterende gassinfrastruktur, injisere gass i reservoarer noe som kan bidra til å øke oljeutvinningen eller å bygge ny gassinfrastruktur. De viktigste elementene i en slik analyse er:

1. Når det blir ledig kapasitet i den eksisterende gassinfrastrukturen
2. Kostnadene for ny gassinfrastruktur
3. Hvordan gassvakueringsløsningen påvirker oljeproduksjonen.

For utviklingen av gasstransportsystemet er det derfor en fordel med et jevnt aktivitetsnivå på sokkelen, der en stadig fyller på med nye ressurser både fra økt utvinning, utbygging av nye funn og nye ressurser fra letevirksomheten.

Det er to særtrekk ved norsk sokkel som vil påvirke utviklingen av gassinfrastrukturen framover. Utvikling av nye områder som ligger nord for eksisterende rørledningsnett vil behøve ny gassinfrastruktur samtidig som det er fallende produksjon fra de eksisterende gassfeltene.

Trenden med mindre funn vil gjøre det mer krevende å forsvare robustgjøring og videre utvikling av eksisterende infrastruktur. Det kan også bli nødvendig å vurdere avvikling av infrastrukturu-

ren dersom det ikke gjøres nye større funn innen rimelig tid. Når en nedbygging og avvikling av deler av gassinfrastrukturen først er igangsatt, vil dette fordyre eventuelt behov for transportkapasitet for funn som kommer i etterkant. Rørledninger og prosessanlegg som ikke har vært i drift en periode kan være utfordrende å starte opp igjen som følge av kompetansemangel, manglende vedlikehold og teknisk utrangert utstyr.

En helhetlig videreutvikling av gassinfrastrukturen er et viktig virkemiddel for å sikre en effektiv ressursforvaltning på norsk sokkel. Ulike former for markedssvikt gjør at selskapenes syn på effektiv infrastrukturutvikling i noen tilfeller kan være forskjellig fra myndighetenes syn. Slike kilder til markedssvikt kan være koordineringsproblemer mellom de ulike interessentskap og rettighetshavere eller ulike strategiske interesser.

Etter hvert som sokkelen modnes og de feltene som bygges ut blir mindre, vil samordning av infrastrukturprosjekter på tvers av utvinningstill-

Boks 4.2 Ny gassinfrastruktur i Norskehavet

På grunn av ansvaret for en helhetlig videreutvikling av gasstransportsystemet har Gassco hjemmel til å finansiere studier av ny infrastruktur fram til aktuelle konsept er definert og funnet mulige å videreføre. Deretter må Gassco lyse ut prosjektet for å finne selskap som er villige til å investere i videre modning av prosjektet. Endelig investeringsbeslutning blir tatt på et senere tidspunkt i prosessen.

Rikgassrørledningen fra Åsgard til Kårstø (Åsgard transport) er for en periode framover en flaskehals for gasstransporten ut av Norskehavet. Det er så langt ikke gjort nye funn i Norskehavet av en slik størrelse at det kan forsvare en ny, større infrastrukturutvikling bestående av både ilandføringsrørledning, gassprosesseringsanlegg og eksportørledning. Likevel kan flere funn i Norskehavet trenge transportløsninger så tidlig som fra 2016–2017 avhengig av beslutning om utbygging. Åsgard transport har ikke kapasitet til å transportere ny gass før etter 2021. Skal disse funnene utvikles i henhold til rettighetshavernes planer, må eksisterende infrastruktur utnyttes eller ny infrastruktur utvikles.

Gassco har arbeidet med studier av økt transportkapasitet for nye volum ut av Norskehavet. Disse studiene er gjort i nært samarbeid med Statoil og Shell som er operatører på hhv. Luva og Linnorm. Disse to funnene danner

hovedressursgrunnlaget, men det er også tatt hensyn til andre mulige gassvolum i Norskehavet.

Hovedtemaet i studiene har vært å studere et nytt rør til Nyhamna, samt vurdere hvordan kapasiteten i Langeled og på Nyhamna kan økes. Videre vurderes muligheter for en rørforbindelse mellom eksisterende infrastruktur rundt Åsgard transport og et nytt rør til Nyhamna. Gassco har i tillegg studert ilandføring til Nordland og LNG-transport, men disse alternativene er lagt vekk på grunn av for høye kostnader.

Det er flere utfordringer knyttet til en gassvakueringsløsning fra Norskehavet. I tillegg til teknologiske utfordringer forbundet med for eksempel store havdyp, bølgehøyde, høye temperaturer og trykk i reservoarene er det store avstander mellom gassfunnene. Noen av funnene har også et høyere CO₂-innhold enn gjeldende spesifikasjonskrav hos mottagerne av gassen. Dette innebærer at det er nødvendig å blande den CO₂-rike gassen med mer CO₂-fattig gass og/eller etablere egne tekniske løsninger for å skille ut CO₂.

Flere selskaper med innestengte gassvolumer i Norskehavet har meldt sin interesse for å være med og finansiere videre studier av gasstransportkapasitet ut av Norskehavet.

telser bli stadig viktigere. Myndighetene har derfor lagt vekt på å ha en aktiv rolle i utviklingen av gassinfrastruktur på norsk sokkel. Gassco er en sentral aktør i dette. Selskapet besitter bred kunnskap om gasstransport og unik kjennskap til det systemet selskapet opererer. Dette kombinert med Gassco sin posisjon som uavhengig aktør uten eierskap i utvinningstillatelser eller transportsystemer gjør selskapet godt egnet å koordinere interesser på tvers av utvinningstillatelser og dermed ivareta helhetlige sokkelhensyn. Gassco har siden oppstarten i 2001 hatt et forskriftsfestet ansvar for videreutviklingen av gasstransportssystemet på norsk sokkel. Dette ansvaret har regjeringen utdypet nærmere gjennom forskriftsendringer.

Departementet får tilstrekkelig kjennskap om nye infrastrukturprosjekter på et tidlig tidspunkt. Man kan dermed påse at de utredningene som myndighetene anser som nødvendig blir gjennomført. Dette sikrer at det foreligger et best mulig beslutningsunderlag når myndighetene skal behandle plan for anlegg og drift for nye infrastrukturprosjekt. Gasscos vurderinger vil være ett av flere viktige innspill i myndighetenes totalvurdering av en innsendt plan for anlegg og drift. Beslutningen om å søke om tillatelse til anlegg og drift, og valg av utbyggingsløsning som skal inngå i en slik søknad tilligger fremdeles rettighetshaverne.

Videreutviklingen av infrastrukturen vil i de nærmeste årene bestå av mindre, men likevel forholdsvis omfattende prosjekter, som robustgjøring og fjerning av flaskehalsen i gasstransportssystemet. Infrastrukturen må i tillegg gjøres i stand til å ta imot gass med en annen sammensetning enn tidligere, som for eksempel et høyere innhold av H₂S og CO₂.

Gassco skal bidra til en helhetlig videreutvikling av norsk gassinfrastruktur. I tilfeller der større utbygginger blir vurdert, er det derfor viktig å ha et områdeperspektiv slik at mindre funn også tas med i vurderingene. En videreutvikling av gassinfrastrukturen skal dessuten skje på en måte som er tjenlig for den eksisterende gassinfrastrukturen.

Norsk gassvirksomhet utgjør en viktig del av petroleumssektoren og genererer betydelige verdier for det norske samfunnet. Det er viktig at driften av infrastrukturen er kostnadseffektiv da dette kan bidra til å sikre attraktiviteten i forhold til nye funn.

Regjeringen vil:

- Regulere adgang til og tariffer i transportsystemet for gass for å sikre lik tilgang til systemet for alle med gasstransportbehov
- Etablere et sakkyndig råd som skal være tvisteløser i enkeltsaker der det er uenighet om adgang til gasstransportssystemet
- Styrke det eksisterende brukerforumet for Gassled for å sikre at brukernes syn på hvordan systemet drives og utvikles framkommer

4.6.2 Tredjepartsbruk av innretninger

En mer moden kontinentalsokkel stiller ut fra ressursforvaltningsmessige hensyn strenge krav til effektiv bruk av infrastrukturen. Det er myndighetenes ansvar å sørge for å legge til rette for forutsigbare og rimelige vilkår for bruk av andres innretninger, samt bidra til at forhandlingene skjer på en effektiv måte. Departementet fastsatte forskriften om andres bruk av innretninger (TPA-forskriften) i 2005. Ut fra hensynet til god ressursforvaltning er formålet med forskriften å sikre gode insentiver til leting, ny feltutvikling og økt utvinning gjennom effektive forhandlingsprosesser og formålstjenlig overskuddsdeling i forbindelse med bruk av eksisterende innretninger. Innføringen av forskriften har bidratt til at tidskritiske ressurser nær planlagt og eksisterende infrastruktur lettere kan bli realisert.

Dette skal oppnås gjennom å gi klare rammer for forhandlingsprosessen og for utformingen av tariffer og vilkår for øvrig i avtaler om andres bruk av innretninger. Ved mindre utbygginger vil det ofte være en forutsetning å bruke eksisterende innretninger for å få akseptabel lønnsomhet. I denne fasen er det av stor betydning at eierne av infrastruktur åpner for tredjepartsbruk av ledig kapasitet.

Både for rettighetshaverne i feltet som har etablert infrastruktur (eierfeltet) og rettighetshaverne i feltet som ønsker å bruke eksisterende infrastruktur (brukerfeltet) vil tariffer og vilkår for bruken være av stor betydning for om slik tredjepartsbruk faktisk blir gjennomført. Det er i første rekke partene selv som gjennom forhandlinger skal komme fram til de kommersielle vilkår for slik bruk. Forskriften gir rettigheter for partene i forhandlingene. Forskriften implementerer prinsippet om at fortjeneste ved utvinningen i hovedsak skal tas ut på brukerfeltet. Tariff og vilkår for øvrig knyttet til bruk av andres innretninger skal ligge på et rimelig nivå og beregnes med utgangspunkt i de tjenester som tilbys. Eierfeltet har krav

på en rimelig fortjeneste for bruken der det tas hensyn til blant annet den risiko de påtar seg som følge av bruken.

I dagens forskrift har selskapene flere rapporteringsplikter overfor departementet som skal bidra til effektive forhandlingsprosesser. Departementet vil vurdere hvilke endringer som må gjøres i forskriften for å sikre at de opplysningsplikter selskapene har virker etter hensikten.

Med utgangspunkt i de avtalene som har blitt inngått etter at TPA-forskriften trådte i kraft og de erfaringer departementet har med forskriften fram til i dag, vil departementet gjøre endringer i forskriften. Et sentralt tema vil være om forskriften medfører en best mulig avveining mellom hensynet til effektiv ressursutnyttelse og målet om at mest mulig fortjeneste skal tas ut gjennom utvinningen av feltene og ikke gjennom eierskap til eksisterende infrastruktur.

Regjeringen vil:

- Endre forskriften om andres bruk av innretninger (TPA-forskriften) med sikte på mer effektiv

ressursutnyttelse og at mest mulig fortjeneste tas ut på de nye feltene.

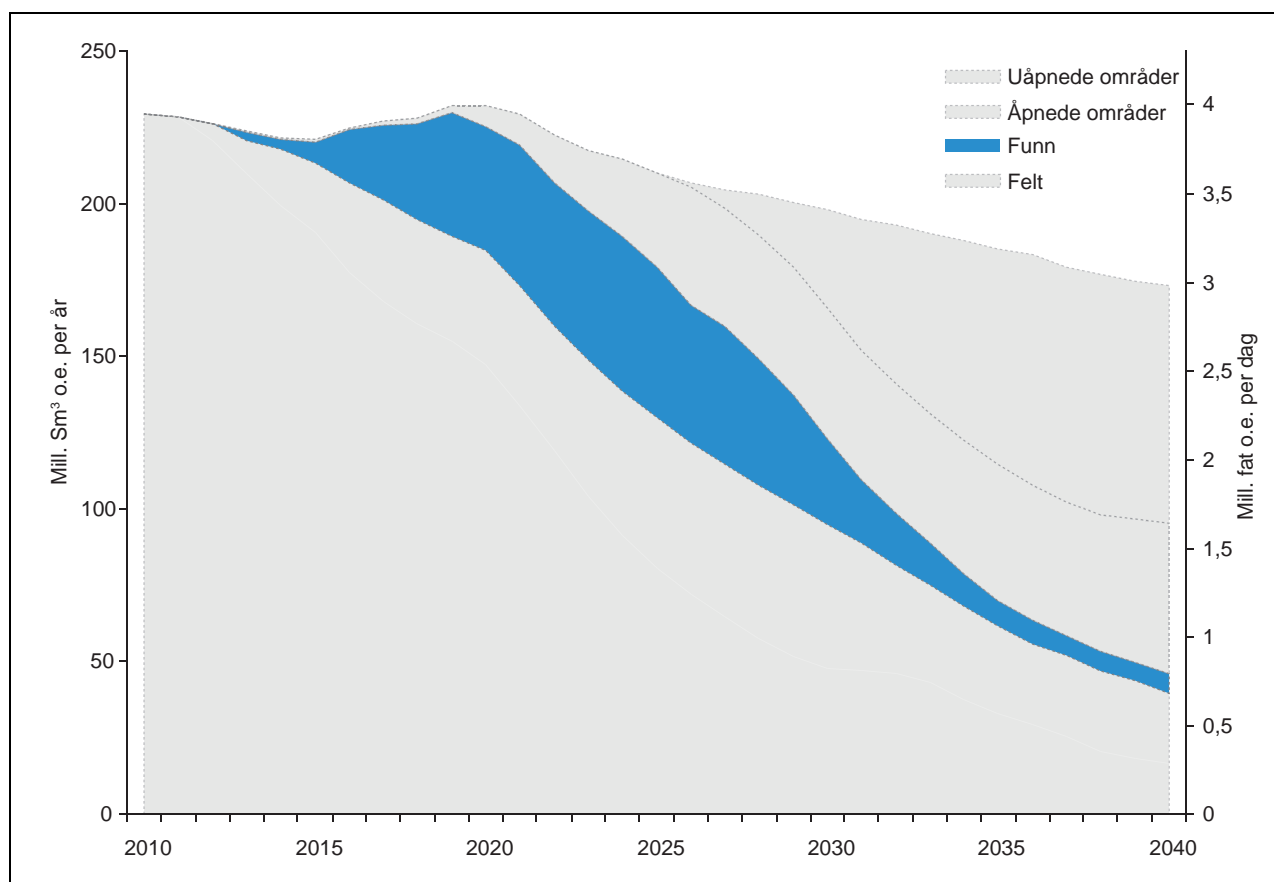
4.7 Utbygging av funn

Ved utgangen av 2010 var 100 funn på norsk sokkel ikke bygget ut. Samlet ressursanslag for disse var 700 mill Sm³ o.e. Dette utgjør om lag 15 pst. av de gjenværende påviste ressursene.

For funn som ikke er utbygd, er målet å finne utbyggingsløsninger som gir den beste ressursforvaltning og skaper mest mulig verdier til samfunnet samtidig som miljø- og sikkerhetshensyn ivaretas. Mange av dagens funn er små og trenger å utnytte eksisterende infrastruktur og bygges ut rask for at de skal være lønnsomme, jf. figur 4.9. De fleste av utbyggingskandidatene ligger an til å bli bygget ut med én havbunnsramme knyttet til eksisterende infrastruktur.

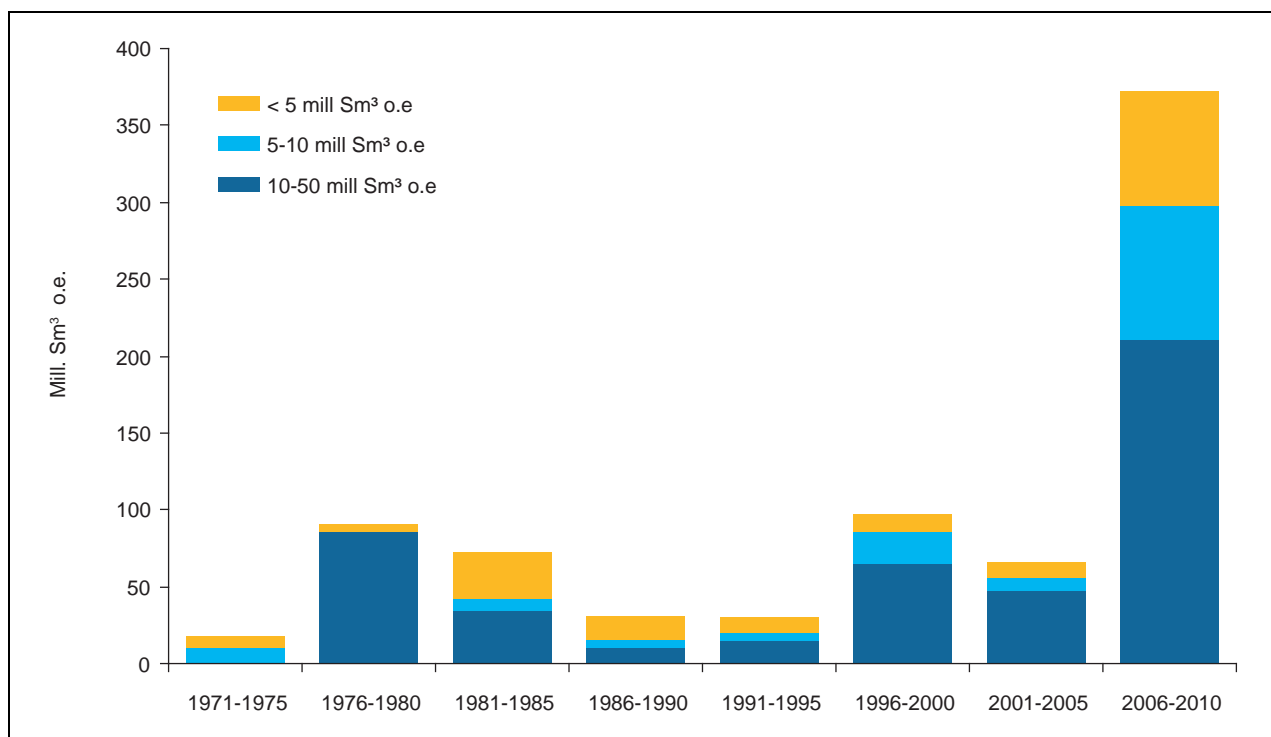
4.7.1 Funn nær utbyggingsbeslutning

Utbyggingsaktiviteten på norsk sokkel er anslått til å bli rekordhøy i 2011. Ut over de prosjektene



Figur 4.8 Mulig produksjonsforløp på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.



Figur 4.9 Størrelse på funn og funnår for ikke utbygde funn.

Kilde: Oljedirektoratet.

som allerede er besluttet utbygget forventes beslutninger om flere prosjekter knyttet til eksisterende felt, samt en rekke nye utbygginger.

Ekofisk sør og Eldfisk II er de største prosjektene knyttet til eksisterende felt som er gjenstand for myndighetsbehandling i 2011. Kompresjonsprosjektene på Åsgard og Troll er også store prosjekter som det arbeides med på eksisterende felt. Til sammen er det planlagt investeringer på over 80 mrd. kroner i disse prosjektene.

Hild, Luno, Draupne, Bream og Skuld er alle nye, større prosjekter som selskapene arbeider med å fremme i 2011. De har alle et investeringsomfang på over ti mrd. kroner og vil bli lagt fram for Stortinget. Utbygging av feltene Valemon og Knarr har vært gjenstand for myndighetsbehandling i 2011. De samlede investeringer i disse prosjektene er anslått til over 105 mrd. kroner.

Hyme, Visund Sør, Stjerne og Vigdis Nordøst er arbeidsnavn for prosjekter med antatte investeringer på under ti mrd. kroner som er fremmet hittil i 2011. Til sammen er investeringene knyttet til disse prosjektene antatt å utgjøre om lag 20 mrd. kroner.

Samlede investeringer over tid knyttet til prosjektene som forventes fremmet i 2011 er anslått til over 200 mrd. kroner. Reservetilveksten som følge av de nye feltene er på om lag 200 mill. Sm³ o.e. De selvstendige utbyggingene vil bli knute-

punkter og gjøre det mulig å få til lønnsom utbygging av mindre felt i nærheten. De små feltene som knyttes opp mot eksisterende felt vil bidra til forlenget levetid og økt utvinning fra morfeltene. Utbyggingen av feltene vil medføre betydelige leveranser fra norsk leverandørindustri.

4.7.2 Øvrige funn

Som del av sin oppfølging av aktiviteten på sokkelen, kartlegger Oljedirektoratet hvert år forhold som forsinker framdriften i utbyggingen av funn. Oppfølgingen viser at samfunnsøkonomisk lønnsomme funn blir bygget ut, men at prosessen tar tid fordi utbyggingsløsning må avvete tilgang på prosesserings- og transportinfrastruktur, kommersielle avtaler og modning av ressursbasen.

Det er flere årsaker til at funn som er gjort ennå ikke er bygget ut. Om lag en tredel av rapporterte prosjektstoppere til Oljedirektoratet er knyttet til manglende kapasitet i infrastrukturen eller gassløsning. Over en tredel av innmeldte prosjektstopper skyldes usikkerhet knyttet til ressursgrunnlag og reservoarforhold.

Små funn kan enten bygges ut ved innfasing til eksisterende felt eller ved en samordnet utbygging av flere funn. I Nordsjøen er det tilfeller hvor innfasing til etablert infrastruktur og utnyttelse av ledig kapasitet på felt i senfasen må konkurrere

med etablering av nye og selvstendige feltentre. Slike sentre kan realiseres ved en samordnet utbygging av flere forekomster. Disse utfordringene kan også gjøre seg gjeldende i Norskehavet og i Barentshavet. Valg av løsning vil blant annet vurderes opp mot funnpotensialet i området og kostnader knyttet til levetidsforlengelse på eksisterende innretninger som er relevante for oppknytning.

Gjennomgangen bekrefter inntrykket fra tidligere undersøkelser at de lønnsomme funn som gjøres blir bygd ut, men at dette kan ta tid fordi en lønnsom utbyggingsløsning må avvente tilgang på prosesserings- og/eller transportinfrastruktur eller at ressursbasen må modnes ytterligere. Samtidig ser en at mange mindre funn som gjøres ikke er lønnsomme med de arbeidsprosesser og det kostnadsnivå som er etablert på kontinentalsokkelen. Standardisering og raskere prosjektgjennomføring kan bidra til å gjøre flere funn lønnsomme.

4.7.3 Lønnsomhet for små funn – standardisering

For å kunne bygge ut en del mindre funn på en lønnsom måte vil det kreve en annen framgangsmåte enn de utbyggingsløsninger og den arbeidsmetode som har vært dominerende i næringen fram til i dag. Ikke minst vil en gjennomgang av arbeidsprosesser og beslutningsprosesser i industrien være viktig.

Både større grad av standardisering av utbyggingsløsninger og en effektiv samordning av utbygginger kan bidra positivt til lønnsomheten. Dette gjelder både samordnet utbygging av funn på tvers av eierskap, men også samordning ved bruk av eksisterende infrastruktur. Standardiserte utbyggingsløsninger synes å være mest aktuelle for funn som er planlagt utbygd med havbunnsløsninger, der det planlegges produksjon med få brønner, og der det antas at oppsidepotensialet for ressursene er begrenset. Gassfunn antas å representere færre utfordringer enn mindre oljefunn, hvor det kan være problemstillinger knyttet til dreneringsstrategi, antall og plassering av brønner samt behov for gass- eller vanninjeksjon.

Utbygginger med selvstendig innretning vil alltid ha en større fleksibilitet med hensyn til produksjonsformer, dreneringsstrategi og innfasing av nye ressurser. Det må derfor vurderes i de enkelte tilfeller hvorvidt ressursene er av et slikt omfang og art at de ligger til rette for forenklede eller standardiserte utbygginger.

Viktige forhold ved utbygging av små funn er blant annet:

- Effektiv innfasing av nye funn etter hvert som det blir ledig kapasitet.
- Rask utbygging og lavere kostnader.
- God samordning på tvers av ulike rettighets-havergrupper.
- Effektivisering av drift og samordning av aktiviteter for å oppnå lavere kostnader på de store modne feltene.

Økt behov for å gjennomføre tidliginvesteringer kan bli en konsekvens av raske, standardiserte utbyggingsløsninger. Videre kan det bli mer krevende å få etablert tilstrekkelig fleksibilitet med tanke på eventuelt senere tiltak for å øke utvinningsgraden fra feltene og å ha et anlegg som kan utvikle et mulig oppsidepotensial i det aktuelle området. For mange av disse funnene vil en forenklet prosess være basert på boring av kun en brønn før utbygging besluttes. Ressurspotensialet vil da ofte være mindre avklart enn for tidligere gjennomførte utbygginger. Samordning med andre små funn i et område kan også være en problemstilling i områder hvor dette potensialet er lite utforsket.

Forenklede utbygginger med standardiserte og veldokumenterte løsninger kan være en god måte å sikre lønnsom produksjon av mer marginale ressurser. Dette må gjøres på en slik måte at de følger gjeldende sikkerhets- og miljøkrav. Alternativet til en slik ny tilnærming vil gjerne være at ressursene forblir under bakken fordi de ikke er lønnsomme med tradisjonelle løsninger og arbeidsprosesser.

Dagens myndighetspraksis legger til rette også for rask prosjektgjennomføring og standardiserte løsninger. Utbyggingsprosjekter med en investeringsramme under ti mrd. kroner vil vanligvis ikke kreve stortingsbehandling. Det innebærer at myndighetsbehandlingen av prosjektene vil kunne gjennomføres på åtte til ti uker fra departementet mottar en utbyggingsplan til godkjenning gis. Dette forutsetter at konsekvensutredningsplikten er avklart før plan sendes departementet. Utredningsplikten vil kunne være oppfylt gjennom tidligere utførte konsekvensutredninger og/eller en regional konsekvensutredning.

Departementet avgjør om utredningsplikten kan anses oppfylt. Godtgjøring av at utredningsplikten er oppfylt gjennom tidligere utredninger skjer ved at operatør sender søknad om dette til departementet. I de fleste saker er det naturlig at departementet rådfører seg med andre departement, vanligvis fiskeri- og kystdepartementet og

miljøverndepartementet, før det treffes beslutning. Alle prosjekter skal være tilstrekkelig konsekvensutredet for at utredningsplikten skal kunne ansees som oppfylt.

Departementet oppdaterte i 2010 PUD/PAD-veileder⁶ i samarbeid med Arbeidsdepartementet. Formålet med veilederen er blant annet å vise hvordan dokumentasjonsbehovet til myndighetene kan tilpasses prosjektenes størrelse og kompleksitet. Små, enkle prosjekter krever enklere dokumentasjon enn store og kompliserte prosjekter. Et annet viktig forhold den nye veilederen tar opp er nødvendigheten av god kontakt med myndighetene før viktige veivalg foretas i prosjektene, det vil si i god tid før planer oversendes myndighetene. En slik tidlig kontakt vil blant annet bidra til å avklare om prosjektene egner seg for raske prosjektløp. Ved at myndighetene er i inngrep tidlig, reduseres behovet for behandlingstid når planene oversendes myndighetene for godkjenning, og en reduserer risikoen for at det velges utbyggingsløsninger som ikke er akseptable for myndighetene.

Med dagens mønster for rettighetshavernes utarbeiding av og beslutninger om plan for utbygging og drift vil raske prosjektløp ofte fordre at vesentlige kontraktsinngåelser må inngås før myndighetsgodkjenning er gitt. Dette skyldes at en del utstyr har lang leveringstid, eller fordi tidlig innkjøp gir lavere kostnader. Petroleumsloven og dagens myndighetspraksis gir mulighet til dette. En forutsetning for at tillatelse til tidlig kontraktsinngåelse gis er at det ikke binder opp myndighetenes muligheter til å påvirke utbyggingsløsning. Søknader om tidlig kontraktsinngåelse undergis derfor en grundig behandling. Viktige momenter i behandlingen vil være om det skal benyttes standardisert utstyr som alternativt kan benyttes i andre prosjekter, om den planlagte løsningen har tilstrekkelig fleksibilitet for å oppnå best mulig ressursutnyttelse, at løsningen gir god samordning på tvers av ulike rettighetshavergrupper og at det velges egnede miljøløsninger.

For små utbygginger hvor forholdene ellers ligger til rette for rask prosjektframdrift, kan det også være hensiktsmessig at utbyggingsplanen fremmes for departementet på et tidligere tidspunkt enn det som i dag praktiseres. Da vil myndighetsbehandlingen av utbyggingen falle bedre sammen med beslutningsløpet hos rettighetshaverne. Dette vil legge godt til rette for å få nødvendige avklaringer knyttet til prosjektene på et hen-

siktsmessig tidspunkt. Behovet for å inngå kontrakter før utbyggingen godkjennes vil bli redusert.

Ved tidligere innlevering av utbyggingsplanen vil det kunne være større usikkerhet knyttet til ressurser og kostnader. Så lenge beslutningsgrunnlaget er godt nok til at rettighetshaverne kan foreta sine investeringsbeslutninger, vil dette vanligvis også være godt nok til å utarbeide en utbyggingsplan. En ulempe med en slik modell kan være at en oftere vil kunne oppleve at en utbyggingsplan blir trukket etter at den er fremmet. Ulempene ved dette vurderes å være begrenset.

Regjeringen vil:

- Innføre en praksis der plan for utbygging og drift (PUD) fremmes tidligere i prosjekter med rask framdrift.

4.7.4 Navnsetting av petroleumsforekomster

Navn er viktig som symboler. De navn som gis nye felt i nye områder bør speile viktigheten av virksomheten for landsdeler og for landet. Mange felt har navn hentet fra norrøn mytologi. Praksisen har gitt mange gode feltnavn med dype røtter i Norge.

Navnsetting av petroleumsforekomster, i denne sammenheng felt, reguleres gjennom henholdsvis forskrift til lov om petroleumsvirksomhet og ressursforskriften. Av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet fremgår at betegnelser på petroleumsforekomster, faste innretninger og brønner, samt bruk av egennavn ved navnsetting av felt skal godkjennes av Oljedirektoratet, og at Oljedirektoratet kan gi nærmere bestemmelser til utfylling av denne paragrafen. I ressursforskriften heter det blant annet:

«Rettighetshaveren skal senest ved innsendelse av plan for utbygging og drift (PUD), eller søknad om fritak for slik plan, sende Oljedirektoratet søknad om samtykke til navnsetting av feltet. Feltnavnet blir gjeldende fra det tidspunkt plan for utbygging og drift er godkjent eller når departementet har besluttet å ikke kreve fremleggelse av slik plan for godkjenning.»

Endelig vedtak om navnsetting fastsettes av Oljedirektoratet.

På vegne av rettighetshaverne søker operatøren Oljedirektoratet om godkjenning av et felt-

⁶ Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger (PAD).

navn. Det er lagt vekt på at det nye feltnavnet skal passe til andre feltnavn i samme område. For eksempel fikk et lite felt, med arbeidsnavn Pi, navnet Gaupe i juni 2007, fordi man i samme område hadde feltnavn som Rev og Varg. Før godkjenning oversender direktoratet navneforslaget til Språkrådet for uttalelse.

Departementet vil foreta en justering når det gjelder navnsetting av petroleumsforekomster. Dagens praksis videreføres for mindre, nye felt som bygges ut ved bruk av eksisterende innretninger. Slike felt skal gis navn i tråd med navnepraksis i det gjeldende området.

Større, selvstendige utbygginger har derimot en større signaleffekt enn mindre satellittfelt. Særlig gjelder dette i nye/umodne områder som Barentshavet. For slike utbygginger er det viktig at navnevalget speiler viktigheten av prosjektet og virksomheten. De navn fra norrøn mytologi som har sterkest symboleffekt er allerede i bruk. Funn som representerer et sprang eller langt skritt framover for næringen, landsdelen eller landet, skal ha navn som reflekterer dette. Et godt navn skal favne konteksten på en god måte. Departementet vil derfor gjennomgå dagens system for å sikre at det bidrar til feltnavn også for større, selvstendige utbygginger som passer inn i en nasjonal kontekst og historieskriving.

Regjeringen vil:

- Gjennomgå dagens system for navnsetting for å sikre at det bidrar til at større, selvstendige utbygginger får feltnavn som passer inn i en nasjonal kontekst og historieskriving.

4.7.5 Eierskap og beskatning av innretninger

De fleste produksjonsinnretningene som er i bruk innenfor petroleumsvirksomheten eies av rettighetshaverne på feltene slik at alle inntekter og utgifter inngår i rettighetshavernes skatteregnskap etter petroleumsskatteloven. Hvordan disse inntektsstrømmene prises internt vil derved ikke ha skattemessig betydning for rettighetshaverne.

Det er flere eksempler på at produksjonsinnretninger, for eksempel et produksjonsskip, eies og leies ut av eierselskaper som opererer utenfor petroleumsskattesystemet. I et slikt tilfelle vil det ha stor betydning for den samlede skattebetaling fra feltet hvilken pris som rettighetshaverne betaler for leie av innretningen.

Dersom de som eier og leier ut produksjonsinnretningen er helt uavhengig av de aktuelle ret-

tighetshaverne, har rettighetshaverne stor interesse av å holde leiekostnadene så lave som mulig. Enhver krone i «overbetaling» i leie vil bety lavere overskudd, både før og etter skatt, for rettighetshaverne.

Dersom selskaper som eier og leier ut produksjonsinnretninger beskattes utenfor petroleumsskattesystemet, samtidig som rettighetshaverne har økonomiske interesser i produksjonsinnretningen, er det fare for skattemotiverte beslutninger. Dette kan medføre ugunstige beslutninger for staten som ressurseier. Dette skyldes at leieinntektene til innretningen da vil være underlagt en lavere skattesats enn den marginale sats i petroleumsskatteregimet. Rettighetshavernes utgifter til leie vil imidlertid komme til fradrag i grunnlaget for petroleumsskatten. Dersom rettighetshaverne har en økonomisk eksponering i produksjonsinnretningen vil de ikke lengre ha samme økonomiske insentiver til å få etablert lave leiepriser. De vil tvert imot kunne ha stor økonomisk fordel av at leieprisen ligger på et høyt nivå. De skattemessige aspektene ved dette håndterer ligningsmyndighetene ved behandlingen av rettighetshavernes skattelikning.

For ressursmyndighetene kan dette gi utfordringer dersom dette også kan påvirke den utbyggingsløsning som velges. Mulighetene for skatteoptimalisering gjennom å leie en innretning kan medføre et samfunnsøkonomisk tap dersom utbyggingsløsningen blir påvirket. Ressursmyndighetene er opptatt av at virksomheten reguleres slik at samfunnsøkonomiske tap unngås. Regjeringen vil på denne bakgrunn endre petroleumsforskriften slik at rettighetshavere ikke kan leie produksjonsinnretninger av selskaper/aktører hvor de selv har en økonomisk interesse.

Regjeringen vil:

- Endre petroleumsforskriften slik at rettighetshavere ikke kan leie produksjonsinnretninger av tilknyttede selskaper.

4.7.6 Utbygging av funn gir ringvirkninger

Det er et mål for regjeringen at utbygging av nye funn skal skape størst mulig verdier for samfunnet og gi ringvirkninger lokalt og regionalt. Etter EØS-avtalen er Norge en del av EUs indre marked, som er tuftet på visse grunnleggende prinsipper om fri bevegelighet av varer og tjenester, fri konkurranse, forbud mot diskriminering på grunnlag av nasjonalitet, med videre. EØS-avtalen begrenser dermed et lands adgang til å stille vil-

kår for økonomisk virksomhet ut fra nasjonale hensyn. ESA har kommet til at petroleumslovens § 10-2 slik den har vært utformet ikke fullt ut kan anses forenlig med Norges forpliktelser under EØS-avtalen. Dette er bestemmelser knyttet til organiseringen av rettighetshavers petroleumsvirksomhet i Norge og basebruk. Departementet fremmet derfor et forslag, jf. Prop 102 L (2010–2011), om visse endringer i loven. Hensikten med lovendringen er å sikre bedre samsvar mellom lovens ordlyd og Norges forpliktelser under EØS-avtalen, i tillegg til at lovteksten bedre vil reflektere den praksis som er etablert i medhold til bestemmelsen.

Endringene som foreslås vil ikke svekke mulighetene for å skape ringvirkninger gjennom videreutvikling av den norske petroleumsvirksomheten. Den sentrale forutsetningen for å oppnå ringvirkninger er videre utvikling av lønnsom aktivitet. Rammeverket og myndighetsinvolveringen i forbindelse med aktiviteten vil sikre at mulighetene for å oppnå gunstige lokale og regionale ringvirkninger vil bli videreført i den grad aktiviteten legger grunnlag for det.

Ved utbygging av funn er det viktig å finne samfunnsøkonomisk gode utbyggings- og driftsløsninger. Erfaringene fra utbygginger som Skarv, Ormen Lange, Snøhvit og Goliat viser at nye større utbygginger gir betydelige ringvirkninger lokalt og regionalt uavhengig av utbyggingsløsning. I de fleste tilfeller vil en ilandføringsløsning gi noe flere arbeidsplasser lokalt og regionalt i driftsfasen enn en ren utbygging til havs. Et viktig premiss for å oppnå gode ringvirkninger er at lokalt og regionalt næringsliv utnytter de kommersielle muligheter som en utbygging i nærområdet gir. Mange små funn som gjøres i dag vil drives via eksisterende innretninger og gir ikke økt bemanning på moderinnretningen. Slike utbygginger medfører likevel et betydelig potensial for leveranser i utbyggings- og driftsfasen.

Dialogen og samspillet mellom lokale og regionale myndigheter og næringsliv er viktig ved utarbeidelse av plan for utbygging og drift. Samtidig som departementet arbeider for å styrke ringvirkningene, må det balanseres mellom ulike interesser. Det er viktig at verdien av et prosjekt i stor grad tilfaller fellesskapet i form av skatter og avgifter. Disse bidrar til å finansiere vår velferd.

Myndighetene vil være en aktiv tilrettelegger for å sikre regionale og lokale ringvirkninger og arbeider i forbindelse med behandling av utbyggingsplaner med å finne gode løsninger. Når myndighetene godkjenner plan for utbygging og drift, legges det vekt på at det legges til rette slik at

regionale og lokale bedrifter kan delta i konkurransen om oppdrag knyttet til etableringen.

I veilederen for utarbeidelse av utbyggingsplaner (PUD/PAD-veileder) framgår det hvilke forventninger myndighetene har ved utbygginger som kan gi ringvirkninger lokalt og regionalt. Operatøren forutsettes å ha betydelig kontakt med lokale og regionale myndigheter i forberedelsen av en større utbyggingssak og skal såvidt mulig legge til rette for lokal og regional næringsutvikling som følge av prosjektet. Departementet har dialog med operatøren om hvordan dette kan skje på en best mulig måte. Dette gjelder for alle selvstendige utbygginger av en viss størrelse.

Operatøren skal analysere det lokale og regionale næringslivets kompetanse og kapasitet i forhold til de behov det er for varer og tjenester i utbyggings- og driftsperioden. Operatøren analyserer ulike typer arbeidskraft i forhold til egne behov i både utbyggings- og driftsfasen og vil presentere tiltak for å møte arbeidskraftbehovet. Det skal også beskrives forventet sysselsetting lokalt, regionalt og sentralt. Det bør utredes hvilke tiltak operatøren vil iverksette for å heve kompetansen i næringslivet, gjennom for eksempel leverandørnettverk og informasjon om arbeidsrutiner. Operatøren bør også beskrive mulighetene for å benytte lokal og regional arbeidskraft og hvilke samarbeidmuligheter de ser med andre aktører. Operatøren skal også gjøre en vurdering av behov for medvirkning fra offentlige myndigheter.

Tydliggjøringen av denne praksisen i veilederen fører til at operatøren gjennom arbeidet med konsekvensutredningen gjør seg godt kjent med det lokale og regionale næringslivet og kommer i kontakt med lokale og regionale myndigheter på et tidlig tidspunkt. Det fører også til at alle berørte får god informasjon om og oversikt over konsekvensene av en utbygging. I de fleste utbygginger ser man at god kontakt på et tidlig tidspunkt mellom operatør og regionale aktører gir gode resultater.

Regjeringen vil:

- Sikre at nye funn skaper størst mulig verdier for samfunnet og legge til rette for positive lokale og regionale ringvirkninger.
- Sikre tidlig kontakt mellom operatør og lokalt/regionalt næringsliv og relevante myndigheter.
- Stille krav om at samfunnsmessige forhold blir utredet i forbindelse med planer for utbygging og drift, herunder regionale og lokale ringvirkninger.

- Legge til rette for kvalifisering av relevante lokale/regionale leverandører i utbyggings- og driftsfasen.
- Legge til rette for at det ved nye utbygginger etableres anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen hvor utbyggingen er kan delta.
- Sørg for en effektiv base- og driftsstruktur, noe som bidrar til lokal og regional nærings- og kompetanseutvikling.
- Operatører for nye, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

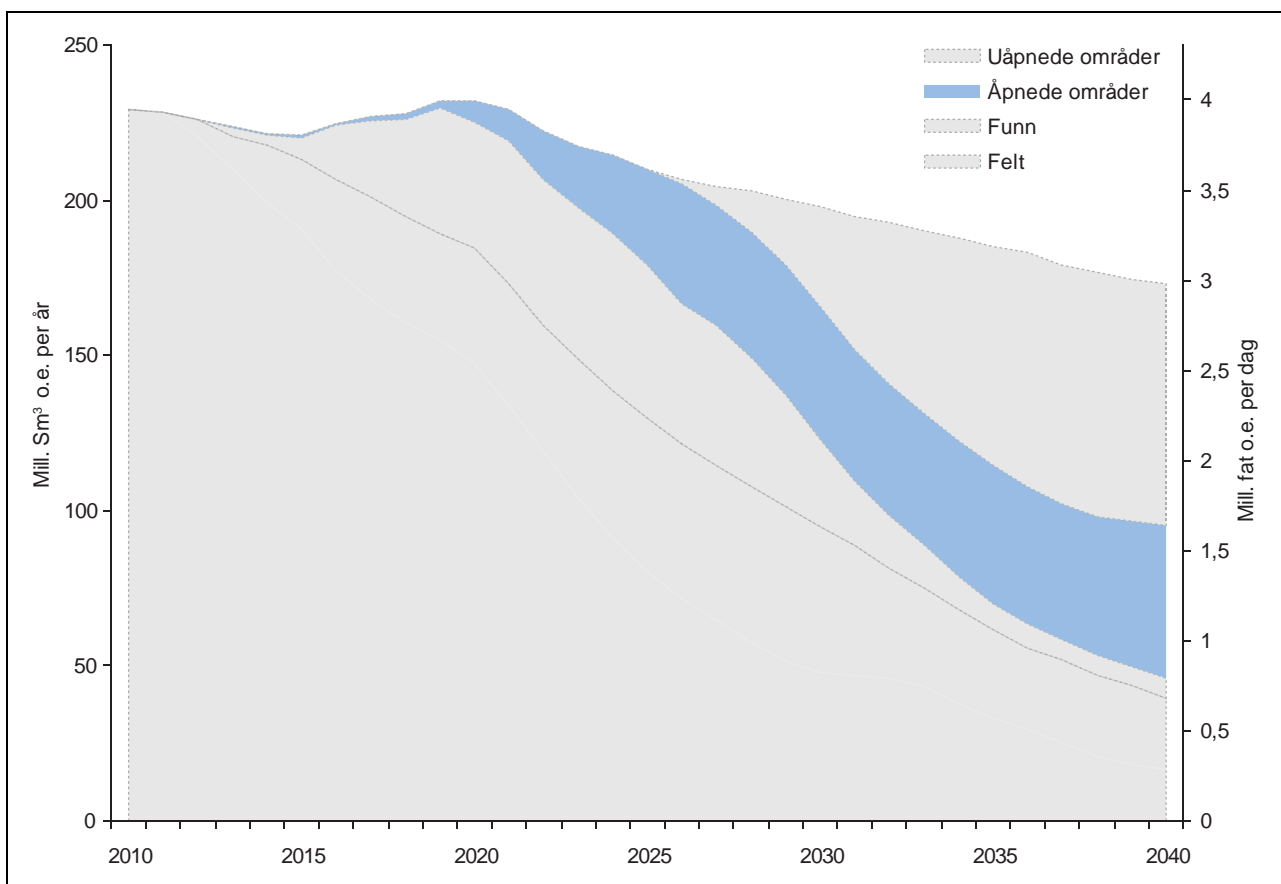
5 Finne mer i åpnete områder

Målsettingen for letepolitikken er å gjøre nye funn som er nødvendig for å sikre et jevnt aktivitetsnivå, høyest mulig verdiskaping og statlige inntekter på mellomlang og lang sikt. Dette gjøres best gjennom en effektiv og tidsriktig utforskning av norsk sokkel.

Åpnede områder for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel omfatter store deler av Nordsjøen, Norskehavet og sørlige del av Barentshavet. I de åpnete områdene forventes det fortsatt å være store uoppdagede ressurser som kan gi grunnlag for aktivitet i mange år framover. Det er ikke åpnet nytt areal for petroleumsvirksomheten etter 1994. De i utgangspunktet mest lovende delene av det åpnete arealet er nå kartlagt.

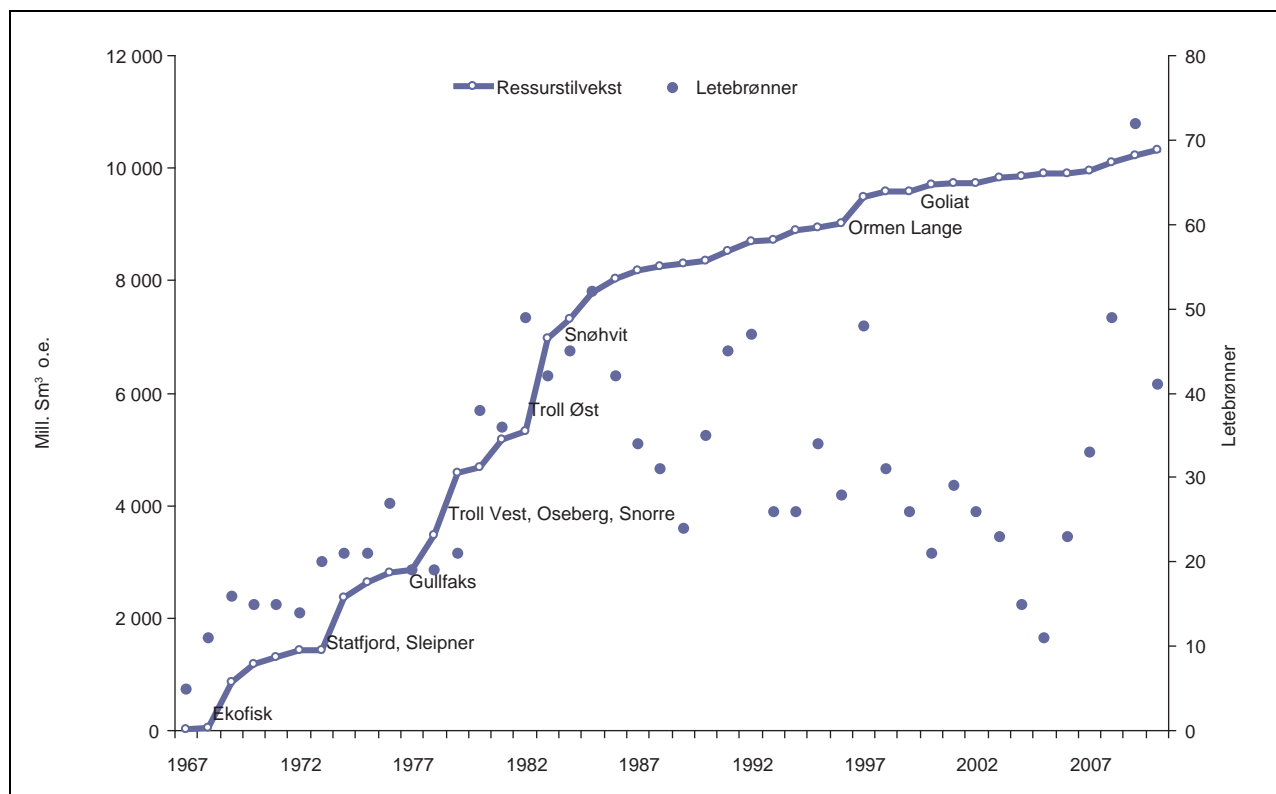
På store deler av norsk sokkel har aktivitet pågått i mange år. I disse områdene er det kjent geologi og godt utbygd infrastruktur og områdene omtales som modne. Andre deler av sokkelen kjennetegnes av mindre kunnskap om geologien, større grad av tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Slike områder omtales som umodne. For å få en hensiktsmessig utforskning av både modne og umodne områder er det etablert to likestilte konsesjonsrunder, tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) for modne områder og nummererte runder for umodne områder.

Etter hvert som en petroleumsprovinns modnes endres utfordringene og mulighetene. For å sikre effektiv utforskning og utbygging av eventuelle funn, ble det for ti år siden gjennomført endringer



Figur 5.1 Mulig produksjonsforløp på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.



Figur 5.2 Akkumulert ressurstilvekst over tid samt antall letebrønner boret per år.

Kilde: Oljedirektoratet.

i petroleumspolitikken for å få inn aktører med et sterkt fokus på de mer modne delene av norsk sokkel. Dagens aktørbilde er godt balansert, og består av selskaper som fokuserer på nye, store og mer økonomisk risikofylte prosjekter og selskaper som har fokus på mindre prosjekter med lavere økonomisk risiko.

Regjeringen ønsker å opprettholde leteaktiviteten. Det viktigste virkemiddelet er tildeling av areal i konsesjonsrunder. Omfattende tildelinger både i modne og umodne områder er viktig for å opprettholde en høy leteaktivitet. Det er nødvendig å opprettholde leteaktiviteten for å begrense fallet i produksjonen av petroleum. Regjeringen vil derfor videreføre en forutsigbar tildelingspolitikk knyttet til nummererte runder og TFO-runder.

Regjeringen vil:

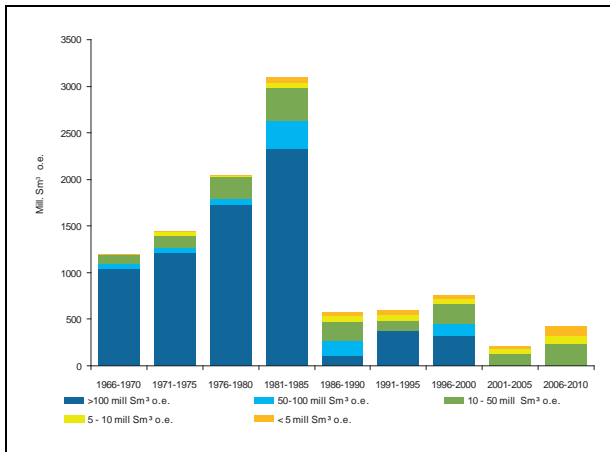
- Tildele utvinningstillatelser i modne og umodne områder for å begrense fallet i petroleumproduksjonen.

5.1 Uoppdagede ressurser i åpnet areal

Det ventes å være store mengder utvinnbare ressurser igjen på norsk sokkel. Oljedirektoratets anslag for de forventede uoppdagede utvinnbare ressursene er 2570 mill. Sm³ o.e. Usikkerhetsspennet i estimatet går fra 1020 Sm³ o.e. til 4800 Sm³ mill. o.e. De forventede uoppdagede ressursene fordeler seg på de tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet med henholdsvis 33, 30 og 37 pst.

Den gjennomsnittlige funnstørrelsen avtar etter hvert som petroleumsvinsener modnes. Dette gjelder også for områdene på norsk kontinentalsokkel. De første 20 årene ble det gjort flere særdeles store funn på norsk sokkel, og flere av disse feltene produserer fortsatt store volumer. Fra midten av 1980-tallet har ikke reservetilveksten vært like stor. Med unntak av Ormen Lange, ble de største funnene påvist i tidsrommet fra 1969 til 1984. På 1990-tallet avtok størrelsen på funnene og antall letebrønner ble færre, jf. figur 5.2.

På 2000-tallet og utover har størrelsen på funnene vært vesentlig mindre enn de største funnene som ble gjort frem til midten av 1980-tallet, jf. figur 5.2 og 5.3. Dette reflekterer at de åpnete områdene har blitt mer modne. Samtidig har funn-



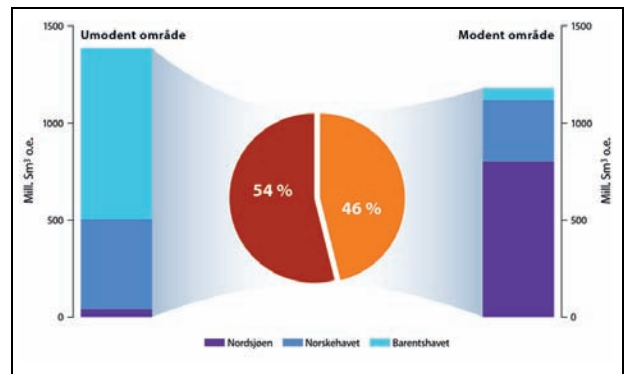
Figur 5.3 Ressurstilvekst og funnstørrelse, 1966–2010.

Kilde: Oljedirektoratet.

raten økt i perioden, og noen av funnene er fortsatt av betydelig størrelse. De gir gode inntekter for staten og for selskapene. Videre er mange funn infrastrukturnære, noe som gjør de mindre kostnadskrevende og raskere å bygge ut.

I framtida forventes store deler av produksjonen å komme fra funn som ennå ikke er påvist. Fra 2020 vil viktigheten av ressurser som gjenstår å finne bli gradvis større og etter hvert dominerende. En nødvendig forutsetning for å opprettholde produksjonsnivået er at lønnsomme funn gjøres. Dette forutsetter at letenivået i åpent areal opprettholdes.

Store volumer og verdier er fortsatt til stede i modne områder. Oljedirektoratet anslår at nesten halvparten av de uoppdagede ressursene finnes i modent område, jf. figur 5.4. Det meste av disse ressursene forventes å være i små funn i Nordsjøen. Størstedelen av Nordsjøen er omfattet av TFO-området og er dermed definert som modent område. Potensialet i umodent område av Nord-



Figur 5.4 Uoppdagede ressurser i modne og umodne områder.

Kilde: Oljedirektoratet.

sjøen er derfor begrenset. Det største potensialet i umodne områder ligger i Barentshavet og deretter i Norskehavet. Dette reflekteres også i den nylig avsluttede 21. konsesjonsrunde, der alt tildeelt areal er i Norskehavet og i Barentshavet.

5.2 Leteaktivitet innenfor en helhetlig havforvaltning

5.2.1 Forvaltningsplanene og letepolitikken

Norge har alltid hatt et høyt ambisjonsnivå når det gjelder miljøvennlig petroleumsvirksomhet. Det er innenfor helse, miljø og sikkerhet etablert et felles regelverk som forvaltes av blant annet miljø-, petroleum- og sikkerhetsmyndighetene. For å ivareta det ytre miljø og ta hensyn til andre næringer legges de relevante forvaltningsplanene til grunn for å fastsette miljø- og fiskerivilkår for begge typer konsesjonsrunder.

I St.meld. nr. 12 (2001–2002), *Rent og rikt hav*, ble det bestemt at det skal utarbeides forvaltningsplaner for de norske havområdene. Formålet

Boks 5.1 Definisjon av modne og umodne områder

Det er stor variasjon i utfordringer knyttet til å realisere potensialet for uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Variasjonen er sammenfallende med graden av modenhet i de forskjellige områdene. Petroleumsfaglige modne og umodne områder ble beskrevet i St. meld. nr. 38 (2003–2004), *Om petroleumsvirksomheten*.

Modne områder kjennetegnes av kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Dette gjør at

funnsannsynligheten knyttet til boring av prospekter er relativt høy, men samtidig er også sannsynligheten for å gjøre nye store funn mindre.

Umodne områder kjennetegnes av lite kjennskap til geologien, store tekniske utfordringer og manglende infrastruktur. Usikkerheten knyttet til leteaktiviteten er større her, men samtidig er det fremdeles mulig å gjøre nye store funn.

med forvaltningsplanene er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser og økosystemtjenester i havområdene og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte, produktivitet og naturmangfold. Forvaltningsplanene er et verktøy både for å tilrettelegge for verdiskaping og for å opprettholde miljøverdiene i havområdene. Forvaltningsplanene skal bidra til en helhetlig og økosystembasert forvaltning av norske havområder.

Den første forvaltningsplanen ble lagt frem i 2006. Den omfattet norsk del av Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Denne forvaltningsplanen ble oppdatert og framlagt for Stortinget våren 2011. Våren 2009 ble forvaltningsplanen for Norskehavet fremlagt for Stortinget. Regjeringen arbeider for tiden også med en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak.

I arbeidet med etablering av de helhetlige forvaltningsplanene for havområdene innhenter fagetatene omfattende kunnskap om havområdene. I tillegg innhentes det synspunkter på faggrunnlaget gjennom involvering av interessegrupper i offentlige høringer og konferanser. Konsekvensvurderinger av næringsaktiviteter basert på tilgjengelig kunnskap legges til grunn for vurderinger og beslutninger i forvaltningsplanene. I forbindelse med oppdatering av planene innhentes ny kunnskap der kunnskapsmangler er avdekket. Oppdatering av forvaltningsplanene vil skje jevnlig, normalt etter 4–5 år. Det gjøres et betydelig arbeid av myndighetenes fagetater samt av konsulent- og forskningsmiljøer for å opprettholde og videreutvikle kunnskapen om havområdene. Dette er i tråd med kravet til en kunnskapsbasert forvaltning. Forvaltningsplanene sikrer både et godt grunnlag for forsvarlig forvaltning, samt at det er forutsigbarhet om rammer og vilkår for petroleumsvirksomheten og annen næringsvirksomhet.

Forvaltningsplanene for havområdene avklarer hvor i åpent areal det kan være petroleumsaktivitet og hvor det ikke kan være aktivitet innenfor en gitt tidsperiode. Det settes også eventuelle områdespesifikke vilkår til petroleumsvirksomheten. Sesongbegrensninger for leteboringer og innsamling av seismikk er eksempler på slike områdespesifikke vilkår.

Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet og ikke unntatt for petroleumsvirksomhet i forvaltningsplanene, kan lyses ut i nummererte konsesjonsrunder eller inkluderes i TFO-området. Innenfor rammen av forvaltningsplanene blir det en petroleumsfaglig vurdering når nye områder skal legges til TFO-området. I de nummererte

rundene er hensynet til sekvensiell utforskning av umodne områder viktig, mens behovet for å påvise og produsere tidskriske ressurser er viktig i TFO-rundene. I behandling av forvaltningsplanene for havområdene Norskehavet og Barentshavet-Lofoten ble det bestemt at i forbindelse med konsesjonsrunder vil de områdespesifikke miljø- og fiskerikravene for petroleumsvirksomhet fra forvaltningsplanene bli lagt til grunn. Det vil ikke bli stilt miljø- og fiskerikrav utover dette.

Men for å avklare om ny og vesentlig informasjon har framkommet mellom revisjonene og oppdateringene av forvaltningsplanene, vil en ved TFO-runder og ved utlysning av blokker gjennom nummererte konsesjonsrunder ha en offentlig høring. I høringen vil det bes kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt. Regjeringen vil således ha et godt faglig grunnlag for å ta en helhetlig og balansert beslutning om rammene for petroleumsindustrien også i tiden mellom oppdateringene av forvaltningsplanene. Her vil hensyn til god ressursforvaltning ivaretas sammen med hensyn til helse, miljø og sikkerhet samt samspill med andre næringer.

Regjeringen vil:

- I områder med etablert forvaltningsplan, legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra den relevante forvaltningsplanen. Det vil ikke bli stilt ytterligere miljø og fiskerikrav for nye utvinningstillatelser i området.
- Innenfor rammene av forvaltningsplanene, legge petroleumsfaglige vurderinger til grunn for hvilke områder som inngår i TFO-området og hvilke områder som utlyses gjennom nummererte konsesjonsrunder.

5.2.2 Samspill med fiskerinæringen

Norske havområder er rike på naturressurser og har stor betydning for Norge. Ressursene i havet og under havbunnen må forvaltes på en god måte og sikre verdiskaping og velferd i et langsiktig perspektiv. Norges kyst- og havområder er viktige for næringsaktiviteter som petroleumsvirksomhet, fiske, skipsfart og turisme. Økt aktivitet og flere brukere krever god samordning slik at ulike næringer kan eksistere sammen.

Fiskerinæringen er viktig for Norge. I dag er fisk den tredje viktigste eksportartikkelen etter petroleum og metall. Over 10 000 personer har

fiske som hovedyrke, og det er om lag 6 800 fiskefartøy i Norge.

Myndighetene har helt siden petroleumsvirksomheten på sokkelen startet for snart 50 år siden, lagt vekt på at virksomheten skal drives side ved side og i samvirke med andre næringer, spesielt fiskeriene. Dette har lagt grunnlaget for verdiskaping basert både på olje- og gassressursene og fra fiskeressursene. Det omfattende systemet med konsekvensutredninger i alle faser av petroleumsvirksomheten er et viktig element for å oppnå dette.

Petroleumsloven krever at myndighetene utfører omfattende konsekvensutredninger forut for åpning av et område. I denne forbindelse blir det gjort vurderinger av blant annet de miljømessige, økonomiske og sosiale konsekvenser for andre næringer, herunder fiskeriene. Petroleumsloven krever også konsekvensutredninger som en del av plan for utbygging og drift og som en del av en avslutningsplan for disponering av innretninger etter at produksjonen er avsluttet.

Forvaltningsplanene er viktige i prosessene for å sikre godt samspill. Ved behandlingen av forvaltningsplanene for Norskehavet og for Barentshavet – Lofoten ble det opprettet områdespesifikke vilkår for å beskytte sårbare miljøverdier i særlige verdifulle områder. Disse erstattet de lisensspesifikke vilkårene i Barentshavet. I Norskehavet gjelder de områdespesifikke vilkårene fra forvaltningsplanen for nye konsesjoner. Ved søknad kan vilkårene i forvaltningsplanen også gjøres gjeldende for eksisterende utvinnings-tillatelser. I Nordsjøen gjelder lisensspesifikke krav inntil en forvaltningsplan foreligger.

I forbindelse med utlysning og tildeling av nye områder på norsk sokkel har det helt siden 1980-tallet vært stilt spesielle miljø- og fiskerivilkår. Disse vilkårene innebærer at det skal tas hensyn til fiskeriene og fiskeriresurser, både ved seismisk datainnsamling og ved boring. I de mest sårbare områdene er det fastsatt tidsbegrensninger for innsamling av seismikk og boring av letebrønner. I forkant av leteboringer og innsamling av seismikk skal det iverksettes tiltak for å informere berørte interesser.

Oljedirektoratet og Fiskeridirektoratet opprettet en arbeidsgruppe høsten 2007 for å vurdere problemstillinger knyttet til innsamling av seismikk og elektromagnetiske undersøkelser. Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet og Statens forurensningstilsyn, nå Klima- og forurensningsdirektoratet, la i 2009 frem «Rapport om skremmeeffekt og andre skadevirkninger av seismiske lydbølger – anbefalinger omkring testaktivitet.»

Når det gjelder skremmeeffekt på fisk konkluderte ikke rapporten på hvor langt fra lyd-kilden slik effekt gjør seg gjeldende. Ønsket fra enkelte hold om å fastsette en generell minsteavstand for skremmeeffekt ble derfor ikke etterkommet. Dette skyldtes i hovedsak at det forelå relativt lite forskning omkring skremmeeffekt og at næringsinteressenes syn ikke var forenlige. I denne sammenheng kan det vises til at hvor langt og hvordan lydbølgene forplanter seg i havet til en hver tid, er avhengig av de hydrografiske forholdene som veksler gjennom året og gjerne fra område til område.

I etterkant av dette arbeidet har det blitt etablert en samarbeidsgruppe mellom petroleumsmyndigheter, petroleumsindustrien, fiskerierganasjonene/fiskerimyndigheter og Klima- og forurensningsdirektoratet. Arbeidet har resultert i en rekke tiltak, med endringer i regelverk både i ressursforskriften og petroleumsloven og -forskriften. I tillegg er det igangsatt tiltak vedrørende kommunikasjon, samordning og kompetanse.

Endringene i ressursforskriften omfatter krav om kurs for fiskerikyndig person tilknyttet seismisk datainnsamling, med klargjøring av fiskerikyndiges rolle, kompetansekrav og krav om føring og innrapportering av loggbok etter tokt. Endringene omfatter videre samordning av krav til melding om undersøkelser og krav om sporing av seismiske fartøy. Oljedirektoratet har opprettet et nettbasert melde- og kunngjøringssystem for undersøkelsesaktivitet og herunder mulighet for interaktivt søk på informasjon om innmeldte undersøkelser og kunngjøring av undersøkelser. Det er inngått en samarbeidsavtale mellom Kystvakten, Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet hvor Kystvakten er primærkontakt for fiskerikyndig person.

Oljeindustriens Landsforening har i en årrekke gjennomført årlige «fisk og seismikk seminar», som er et forum for utveksling av erfaringer og kunnskap mellom industrien, myndigheter og fiskerinæringen. Både Oljedirektoratet og Fiskeridirektoratet har deltatt aktivt på disse seminarene.

Det er gjennomført flere tiltak for å få økt kunnskap om seismikkens virkning på fiskeri. Mens det er enighet om at seismikk har liten direkte skadeeffekt og ikke skader fisk på bestandsnivå, er det betydelig større uenighet om atferdsendring hos fisk i forbindelse med innsamling av seismiske data og om innføring av minsteavstand til fiske.

I forbindelse med innsamling av seismiske data utenfor Lofoten/Vesterålen sommeren 2009

ble det gjennomført et følgeforskningsprosjekt for å få bedre dokumentasjon knyttet til hvordan lyden fra seismiske undersøkelser påvirker en del fiskearter det foregår kommersiell fangst etter og dermed fiskernes fangstmuligheter. Prosjektet hadde en kostnadsramme på 25 mill. kroner og er et av de største som er gjennomført noensinne. Det ble finansiert av Oljedirektoratet og gjennomført av Havforskningsinstituttet.

Hovedkonklusjonene fra denne undersøkelsen var at seismikkundersøkelsene ikke påviste skade på det marine liv, men at lyden påvirket fiskens adferd og at fangstene forandret seg (økte eller avtok) i perioden med seismisk datainnsamling. Garnfangster av blåkveite og uer økte under og etter innsamlingen. Linefangstene av blåkveite og hyse ble redusert, men økte igjen i løpet av perioden etter innsamlingen. Fisken økte svømmeaktiviteten. Økt svømmeaktivitet kan være et symptom på en stressreaksjon. Det var imidlertid ingen klare endringer i fødeopptak hos fisken. Under seismikkinnsamlingen ble det målt lavere tetthet av sei i området, men det ble ikke påvist forandringer i fordelingene av de andre artene. Når det gjelder direkte skader på fiskelarver har tidligere forskning vist at skade kun forekommer innenfor den aller nærmeste omkrets, maksimum 5 meter rundt lydskilden. På denne bakgrunn er det konkludert med at de seismiske undersøkelsene ikke medfører skade på bestandsnivå.

Petroleumsnæringen har i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nord tatt initiativ til at fartøyer i fiskeflåten kan bli kvalifisert og gitt kompetanse til å operere oljevernutstyr. Sjøfartsdirektoratet har fastsatt nytt regelverk som i større grad muliggjør benyttelse av fiskefartøy og andre egnede fartøyer i oljevernberedskapen. I forbindelse med Goliatutbyggingen har rettighets-haverne og Norsk oljevernberedskap for operatørskap (NOFO), i samarbeid med Fiskarlaget Nord, utarbeidet et helhetlig beredskapskonsept for bruk av fiskefartøy og andre fartøy i kystnært oljevern. Hensikten er å etablere en permanent beredskapsflåte for kystnær beredskap i Finnmark på 30–40 fartøy. Fartøysflåten vil, i følge selskapene og NOFO, utgjøre en del av den permanente oljevernberedskapen for Goliatfeltet, men vil også kunne ivareta beredskapsbehovet til annen aktivitet i området.

Samspeillet mellom de to næringene er viktige for å styrke beredskapen i kystnære farvann. Ved bruk av fiskeflåten vil oljeselskapene nyttiggjøre seg av lokal maritim kunnskap og øke kapasiteten på beredskapen. Samtidig kan initiativet gi økonomiske tilleggsressurser for de involverte fiskerne

og ringvirkninger for lokalmiljøet. Kunnskapen og kapasiteten som bygges opp vil også være nyttige for Kystverket med hensyn til oljevernberedskap ved utslipp fra eksempelvis skipstrafikk.

Petroleumsvirksomheten medfører også betydelig forsterkning av den generelle beredskap for å møte eventuelle ulykker. Dette gir trygghet for alle havets brukere. Beredskapen innebærer blant annet helikoptre både på land og til havs og oppgradering av fiskeflåten med slepe- og tauemuligheter. Etablering av petroleumsvirksomhet kan gi en bedre generell beredskap og gi større trygghet enn om virksomheten ikke er etablert. Denne økte beredskapen vil kunne være av stor betydning ved ulike ulykker til havs og langs kysten som ikke er relatert til petroleumsaktivitet. Et konkret eksempel er da et beredskapshelikopter fra Heidrun-plattformen bidro i redningsarbeidet da en kjemikalietanker kolliderte med en fiskebåt utenfor kysten av Fræna kommune i Møre og Romsdal i oktober 2007.

Selv om myndighetene har gjennomført en rekke tiltak for å sikre et best mulig samspill mellom petroleumsvirksomheten og fiskeriene, både ved regelverksendringer, bedret kommunikasjon og bedre kompetanse, vil det også for framtida være viktig å ha oppmerksomhet rettet mot arbeid og prosesser som kan fremme samspillet mellom fiskeri- og petroleumsnæringen. Forskningsarbeidet har gitt betydelig ny kunnskap, og er et viktig arbeid det skal bygges videre på. Målet er å finne frem til balanserte løsninger som fremmer en langsiktig og bærekraftig forvaltning av våre havbaserte ressurser og sikrer godt samspill også i framtida.

Regjeringen vil:

- Fremme godt samspill mellom fiskeri- og petroleumsnæringen gjennom å legge begrensninger på lete og borevirksomhet basert på kunnskap fra arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner.
- Ta i bruk fiskerinæringens ressurser og kompetanse i oljevernberedskapen.

5.3 Letepolitikken

Formålet med letevirksomheten er å bidra til ressurstilvekst og dermed legge til rette for utbygging og produksjon av de uoppdagede ressursene. Letevirksomhet er innrettet for å oppnå dette på en effektiv måte. Tildelingssystemet for nye kon-

sesjoner og aktørbildet er nøkkelementer i letepolitikken.

Det er viktig at interessant leteareal i modne områder uforskes i riktig tid slik at tidskritiske ressurser kan påvises og produseres. I umodne områder er det viktig at jevnlig konsesjonsrunder gir tilgang til interessant areal samtidig som hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet gjennom trinnvis utforskning blir ivaretatt.

Ordningen med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) er et viktig tiltak for å oppnå målene i letepolitikken. Ordningen er en videreutvikling av systemet med nummererte konsesjonsrunder. Den legger til rette for tidsriktig utforskning gjennom årlige tildelinger og til arealmessig forutsigbarhet gjennom de forhåndsdefinerte områdene. Forutsigbarhet om tilsig av areal til modne områder og hvilke områder selskapene kan søke på er viktig for effektiviteten av TFO-ordningen. Selskapene gjør omfattende geologisk arbeid i disse områdene når de vet at de er tilgjengelige i en årlig tildelingsrunde. Denne forutsigbarheten er en sentral egenskap ved TFO-ordningen.

Et mangfold i aktørbildet bidrar til større konkurranse om areal og til at nye ideer fremkommer og testes ut. Det økte mangfoldet blant rettighets-haverne på sokkelen har bidratt til gode leteresultater i modne områder de siste årene.

Riksrevisjonen har gjennomført en forvaltningsrevisjon av forvaltningspraksis ved tildelinger¹. De gjennomgikk tildelingsprosessen i TFO 2007 og TFO 2008 samt i 19. og 20. konsesjonsrunde. Det ble ikke funnet vesentlige avvik fra Stortingets vedtak og forutsetninger. I undersøkelsen fremkommer det at:

«Samlet sett viser undersøkelsen at forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren gjennomgående er i samsvar med de krav som det er rimelig å stille ut fra generelle krav om forsvarlig saksbehandling og prinsipper om god forvaltningsskikk.»

5.3.1 Modne områder – TFO

De modne områdene kjennetegnes ved kjent geologi og godt utbygd infrastruktur. Funnsannsynligheten er ofte relativt høy, men samtidig er også sannsynligheten for å gjøre store funn mindre. I disse områdene finnes det gjerne felt som er i en

¹ Riksrevisjonens administrative rapport 1 2010 "Riksrevisjonens undersøkelse av forvaltningspraksis ved tildeling av utvinningstillatelser i petroleumssektoren"

Tabell 5.1 Antall tildelinger i TFO-runder og Nordsjøtildelingene.

NST 1999	14	TFO 2003	19
NST 2000	5	TFO 2004	28
NST 2001	10	TFO 2005	45
NST 2002	11	TFO 2006	58
		TFO 2007	52
		TFO 2008	34
		TFO 2009	38
		TFO 2010	49

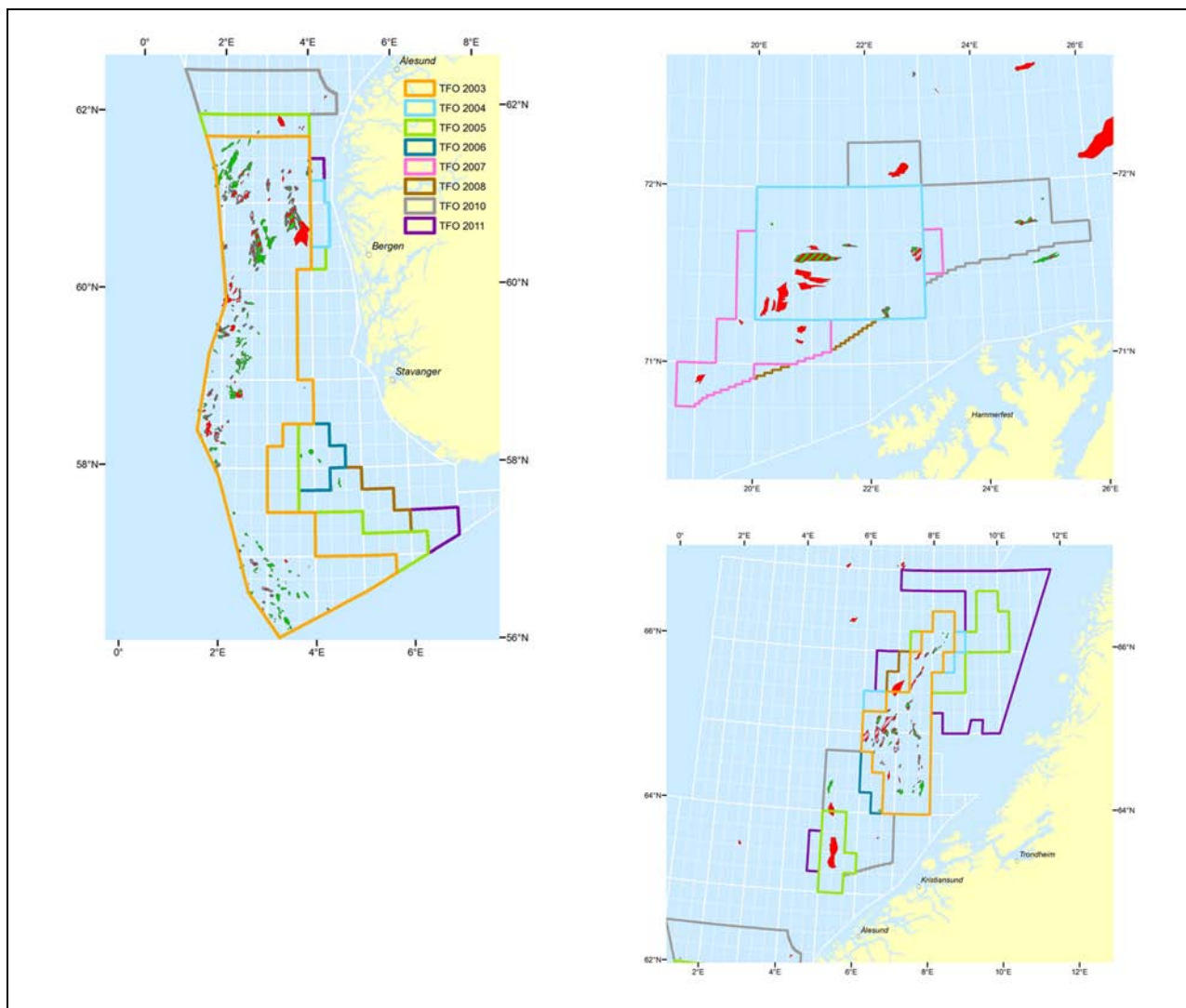
sen fase av sin levetid eller er nedstengte. De fleste nye prosjektene i modne områder ventes å være forholdsvis små og det vil ofte være nødvendig å knytte dem opp mot eksisterende felt for at de skal være lønnsomme. Innfasing av disse funnene kan samtidig bidra til forlenget levetid på de feltene de knyttes opp til. Sentrale utfordringer for den modne delen av sokkelen er derfor å oppnå rask prosjektframdrift for mange små funn, samt å oppnå størst mulig utvinning fra etablerte felt innenfor teknisk og økonomisk levetid. Hvor tidskritiske ressursene er, er avhengig av når nærliggende infrastruktur er planlagt nedstengt.

De modne områdene omfatter i dag store deler av Nordsjøen, de østlige og sørlige delene av Norskehavet og mesteparten av Barentshavet sør.

Leting i modne områder

TFO-rundene har, siden innføringen i 2003, bidratt til et betydelig antall nye tillatelser på norsk sokkel. Siden opprettelsen av TFO-ordningen er det tildelt 324 utvinningstillatelser, jf tabell 5.1. Dette er mer enn en tredel av alle utvinningstillatelser som er tildelt siden starten i 1965. Nordsjøtildelingene var forløperen til TFO-ordningen og omfattet utvalgte modne arealer i Nordsjøen. Under denne ordningen ble 40 tillatelser tildelt i årene 2000–2003. Tildelingene er og har vært nødvendige for å begrense fallet i produksjon og opprettholde aktiviteten.

I tråd med St. meld. nr. 38 (2003–2004), *Om petroleumsvirksomheten*, utvides TFO-området gradvis i takt med at nye områder blir modne. En slik gradvis utvidelse er gjennomført siden 2003, jf. figur 5.5. I første TFO-runde, TFO 2003, inn gikk primært areal i Nordsjøen og ved Haltenbanken i Norskehavet. Områdene rundt Snøhvit i Barentshavet ble inkludert fra og med TFO 2004.



Figur 5.5 Utvidelsen av TFO-området siden opprettelsen av TFO-ordningen.

Kilde: Oljedirektoratet.

Det er foretatt utvidelse av TFO-området i alle år siden etablering av ordningen unntatt i 2009.

Det er viktig at areal som tildeles blir utforsket raskt og effektivt slik at eksisterende infrastruktur kan utnyttes best mulig. Dette er viktig også fordi det tar tid fra tildelig av areal til produksjon kan starte opp. Gjennomsnittlig ledetid for norsk sokkel er 11 år fra funn til produksjon kan starte opp. Små funn som blir gjort i nærheten av infrastruktur kan ofte raskt fases inn til eksisterende infrastruktur, forutsatt at det er ledig kapasitet. Dette kan medføre at ledetiden blir kortere enn gjennomsnittet.

Godt utbygd eller planlagt utbygd infrastruktur gjør at investeringene knyttet til utbygging av nye funn kan være lave. Selv små funn kan gi god lønnsomhet dersom de kan fases inn til eksisterende infrastruktur med ledig kapasitet. Infra-

struktur har begrenset levetid, og det er derfor viktig å påvise og dernest utvinne ressursene i området før den eksisterende infrastrukturen stenges ned. Dersom dette ikke lar seg gjøre, kan lønnsomme ressurser bli liggende i bakken, fordi funnene er for små til å kunne bære nødvendig infrastruktur alene.

Det tar ofte tid før resultater av endringer i politikk framkommer. De omleggingene som har funnet sted siden år 2000 begynner å gi resultater i form av antall undersøkelsesbrønner, funn og påviste ressurser i tillatelser tildelt gjennom Nordsjøtildelingene og TFO-rundene.

Letingen som følge av tildelinger i Nordsjøtildelingene og TFO-rundene har gitt resultater. De siste fire årene er det gjort til sammen 32 funn på dette arealet. Samlet sett utgjør ressursene fra disse funnene over 200 mill. Sm³ o.e. Flere av ret-

Tabell 5.2 Undersøkelsesbrønner, funn og påviste ressurser i areal tildelt gjennom Nordsjøtildelingene og TFO-konsesjonsrunder fra 2000 til 2010.

År	Antall undersøkelsesbrønner avsluttet	Antall funn	Ressurser påvist mill Sm ³ o.e.
2000	0	0	0
2001	1	0	0
2002	3	0	0
2003	0	0	0
2004	2	0	0
2005	0	0	0
2006	2	0	0
2007	9	6	31,2
2008	12	7	32,7
2009	23	9	45,3
2010	23	10	91,8

tighetshaverne til de større funnene er allerede i gang med planlegging av utbygging. Forslag om utbygging av ett av funnene, Knarr, har vært gjenstand for myndighetsbehandling i 2011.

Tildelinger gjennom TFO-ordningen

TFO-konsesjonsrunder er årlige konsesjonsrunder. Omsøkbart areal utlyses som regel i løpet av årets første kvartal. Søknadsfristen for selskapene er rundt 15. september. Tildeling av nye utvinningstillatelser skjer vanligvis rett etter årsskiftet.

Kriteriene for tildeling av utvinningstillatelser offentliggjøres gjennom utlysningen. Disse legges til grunn for hvilke selskaper som får tildelinger i TFO-rundene. Ved tildeling blir det lagt stor vekt på den geologiske forståelsen som framkommer i søknaden og den tekniske kompetansen hos selskapene. Andre tildelingskriterier er finansiell styrke og erfaringen med det enkelte selskap. HMS-kravene framgår av utlysningen og legges til grunn ved tildeling av nye utvinningstillatelser. Arbeidsdepartementet, ved Petroleumstilsynet, foretar en HMS-vurdering av selskapene i forbindelse med søknadene.

Regjeringen foretar årlig en vurdering om utvidelse av TFO-området. Områdene kan utvides innenfor de rammer som ligger i forvaltningsplanene for det aktuelle havområdet, men ikke innskrenkes. Et mulig unntakstilfelle fra regelen er hvis det har tilkommet ny, vestenlig informasjon, som er relevant for beslutningen i forvalt-

ningsplanen om hvor det kan være petroleumsaktivitet, etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt. Dette vil neppe skje i praksis da kunnskap om petroleumsvirksomheten og havmiljøet er svært godt kjent. Eventuelt nytt areal blir inkludert i utlysningen i kommende TFO-runde.

Ved utvidelse av det forhåndsdefinerte området foreslår myndighetene arealer som karakteriseres som petroleumsfaglig modne. Med utgangspunkt i definisjonen av petroleumsfaglige modne og umodne områder har myndighetene operasjonalisert dette til følgende petroleumsfaglige kriterier, hvor ett eller flere legges til grunn for forslaget:

- Areal er infrastrukturnært. Dette omfatter både eksisterende og planlagt infrastruktur. Eventuelle ressurser i arealene anses som tidskritiske.
- Areal med letehistorie. Dette omfatter arealer som er tidligere tildelt og tilbakelevert, areal med kjente letemodeller² og areal som ligger mellom tildelt og tilbakelevert areal.
- Areal som grenser til eksisterende forhåndsdefinerte områder, men som ikke er omsøkt i nummererte runder.

² Letemodell er et geografisk og stratigrafisk avgrenset område der et spesifikt sett med geologiske faktorer er til stede slik at petroleum skal kunne påvises i produserbare mengder. Slike geologiske faktorer er reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsveier samt at fellen er dannet før migrasjonen av petroleum opphørte. Alle funn og prospekter innenfor samme letemodell kjennetegnes ved letemodellens spesifikke sett av geologiske faktorer.

I Norskehavet og i norsk del av Barentshavet foreligger det forvaltningsplaner som sikrer at hensynet til det ytre miljø og interessene til ulike brukere av havet, herunder petroleumsvirksomheten, balanseres. I forkant av en utvidelse av TFO-området forelegges forslaget til andre departementer for å sikre at eventuell ny og vesentlig informasjon fremkommer i forkant av en beslutning om utvidelse.

TFO-områdene kan utvides etter hvert som nye områder modnes. Forutsigbarhet om hvilke områder som det er mulig å søke på med jevnt tilsig av nytt areal er viktig for effektiviteten av ordningen, og er en sentral egenskap ved ordningen. Selskapene gjør et omfattende geologisk arbeid i disse områdene. Det er derfor viktig at de områder som er tatt inn i ordningen ikke tas ut igjen.

Erfaringer med TFO-ordningen

Selskapene og særlig de nye aktørene på sokkelen har vist stor interesse for TFO-ordningen. Ordningen har vært kritisert av miljøorganisasjonene og miljøetatene. I lys av dette og at ordningen hadde virket i fem år, ønsket regjeringen i 2008 å gjøre en evaluering av ordningen. I november 2008 inviterte derfor regjeringen til å komme med høringsinnspill om erfaringene med TFO-ordningen. Det kom inn til sammen 67 høringsuttalelser. En nærmere omtale av evalueringen er offentlig tilgjengelig som et uttrykt vedlegg til meldingen.³

TFO-ordningen har vist seg å være en viktig ordning for å sikre effektiv utforskning av modne områder. Den har bidratt til å styrke mangfold og konkurranse innen leting på norsk sokkel. Ordningen bidrar til forutsigbarhet for industrien ved jevnlig tildelinger gjennom en årlig syklus. Samtidig bidrar ordningen til å opprettholde leteaktiviteten i modne områder slik at ressurser blir påvist og produsert. Departementet vil i framtida også vektlegge slike vurderinger ved utvidelse av TFO-området.

Etter en balansert vurdering hvor hensyn til petroleumvirksomhet, HMS, ytre miljø og fiskeri er avveiet, vil regjeringen opprettholde TFO-ordningen. Den er svært viktig for forvaltningen av petroleumsressursene og har bidratt til en effektiv konsesjonspolitik og til god ressursutnyttelse. Forvaltningsplanene ivaretar hensynene til miljø og samspill med andre næringer sammen med øvrig regelverk. Regelverk og forvaltningsplanene legges til grunn for petroleumsvirksomhet i TFO-området på samme måte som for virksomhet i områder tildelt i nummererte konsesjonsrunder.

TFO-ordningen skal derfor gjennomføres som en årlig konsesjonsrunde i alt modent areal for å bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon på kontinentalsokkelen. Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet, og ikke unntatt for petroleumsvirksomhet i en forvaltningsplan, kan inkluderes i TFO-området. Innenfor rammene av forvaltningsplanene er det en petroleumsfaglig vurdering når nye områder skal legges til TFO-området.

For havområdene med en etablert forvaltningsplan, vil departementet i nye utvinningstillatelser legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra den relevante forvaltningsplanen. Fram til oppdatering av en forvaltningsplan vil det ikke bli stilt ytterligere miljø- og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i området.

Regjeringen vil innføre offentlig høring ved TFO-runder. For områder med forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevant forvaltningsplanen ble vedtatt.

Arbeidsprogrammene har siden opprettelsen av TFO blitt offentliggjort. Myndigheten vil fortsette denne praksis.

Regjeringen vil:

- Gjennomføre TFO-ordningen som en årlig konsesjonsrunde i alt modent areal på norsk sokkel for å bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon.
- Innenfor rammene av forvaltningsplanene, legge petroleumsfaglige vurderinger til grunn for hvilke områder som inngår i TFO-området.
- Innføre offentlig høring ved TFO-runder. For områder med forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt.
- Fortsette å offentliggjøre arbeidsprogrammene i TFO-tillatelser.

Brakke arealer

Fra ressurseiers ståsted er det viktig å sikre at ressursene blir utforsket effektivt og tidsriktig, og hindre at areal blir liggende brakt.

Utvinningstillatelser kan befinne seg i initiell periode eller i forlengelsesperioden. Petroleumsloven regulerer varigheten av disse periodene. Initiell periode kan maksimalt være 10 år. Forlengelsesperioden kan strekke seg opp til 50 år. Etter søknad kan forlengelsesperioden også forlenges utover dette.

³ www.regjeringen.no/oed

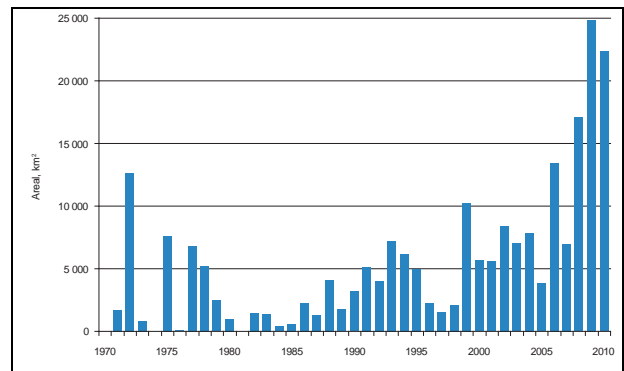
I dag settes det strenge konsesjonsbetingelser og arbeidsprogram som skal hindre at areal ligger brakt. I tillegg stilles vilkår om aktivitet gjennom behandlingen av utbyggingsplaner. Samlet hindrer dette brakt areal i nyere tildelinger. Det er derfor primært i eldre utvinningstillatelser brakt areal kan være et problem. Ved de første tildelingene var det stor usikkerhet om ressursgrunnlaget og rammeverket var mindre utviklet enn det er i dag. Det ble derfor tildelt større letearealer til selskapene enn hva praksis er i dag. Selskapene har beholdt store arealer i forlengelsesperioden

Arealavgiften har som mål å gi selskapene insentiver til å utforske og utnytte eventuelle ressurser i det tildelte arealet på en effektiv måte. Dersom et selskap ikke finner at det tildelte arealet inneholder tilstrekkelige interessante kommersielle muligheter, skal arealavgiften bidra til at området overdras til andre eller tilbakeleveres til staten. I 2007 ble endringer i petroleumforskriftens regler om arealavgift gjort gjeldende. Formålet med endringen var å styrke avgiftens funksjon som virkemiddel i ressursforvaltningen. Hovedregelen er at det ikke skal betales arealavgift for områder med produksjon og aktiv letevirksomhet. Områder hvor det ikke er aktivitet fikk derimot høyere avgift.

Oljedirektoratet har gjennomgått eksisterende tillatelser på norsk sokkel for å vurdere leteaktiviteten. Areal omfattet av en utbyggingsplan er holdt utenfor evalueringen. Følgende kriterier definerer areal som brakt:

- Det er ikke gjort leteboring og kostnadene til geofysiske eller geologiske undersøkelser er lavere enn 20 mill. kroner i tidsrommet 1.1.2008–1.1.2010.
- Det er ikke budsjettert aktivitet i form av boring av letebrønner eller geofysiske eller geologiske undersøkelser i 2010 eller 2011.
- Det har ikke vært betydelig tilbakelevering av areal siden sommeren 2008.
- Det har ikke kommet til nye rettighetshavere siden sommeren 2008.
- Nærliggende infrastruktur har ledig kapasitet eller ny kapasitet planlegges.
- Det forventes at eventuelle funn i området har en størrelse som kan bære kostnader til oppgradering/utvikling av ny kapasitet

Tillatelser med svært lite areal der det i praksis ikke er realistisk med utforskning, er ekskludert fra datagrunnlaget. Det samme er tillatelsene der myndighetene har gitt dispensasjon fra vilkår i tillatelsene.



Figur 5.6 Årlig tilbakelevering av areal.

Kilde: Oljedirektoratet.

For at ressurser skal kunne påvises og produseres på en lønnsom måte, må det være mulig å transportere petroleum ut av området. Det må finnes tilgjengelig og ledig infrastruktur som et funn kan fases inn til hvis det ikke er stort nok til å forsvare en egen utbygging. For eksempel i Barentshavet og Norskehavet skal det store funn til for at en ny utbygging kan forsvares økonomisk.

Det kan forekomme tekniske problemer som forsinker utbygging. Gudrun er et nylig eksempel på at felt blir bygd ut flere tiår etter at funnet ble gjort, blant annet på grunn av et krevende reservoir. I andre tilfeller kan det for eksempel tenkes at det kan være et høyt CO₂ innhold i gass, og det kan derfor være vanskelig å fase ressursene raskt inn til eksisterende infrastruktur.

Oljedirektoratets analyse viser at om lag en til to pst. av alt tildelt areal er brakt. Omfanget av brakt areal anses derfor som beskjedent. Omfanget forventes å bli ytterligere redusert som følge av arealavgiften. Tilbakelevert areal har økt betydelig de siste par årene, jf. figur 5.6. Dette skyldes antagelig innføring av ny arealavgift i 2007. Myndighetene ønsker å følge denne utviklingen før eventuelle andre tiltak igangsettes.

Oljeindustriens landsforening (OLF) har uttalt seg om spørsmålet om behovet for tilrettelegging for økt omløp av konsesjonsbelagt areal på norsk kontinentalsokkel. OLF mener at det for tiden ikke er behov for ytterligere initiativ fra myndighetenes side for å øke omløpshastigheten av konsesjonsbelagt areal på norsk kontinentalsokkel.

Regjeringen vil:

- Hindre brakke tillatelser ved å følge opp aktiviteten i modne områder og bruke arealavgiften for å oppnå god arealforvaltning.

5.3.2 Umodne områder – nummererte runder

De umodne områdene kjennetegnes av begrenset kunnskap om geologien, manglende infrastruktur og ofte store tekniske utfordringer. Usikkerheten knyttet til ressursgrunnlaget er større enn i modne områder. Samtidig er det fremdeles mulig å gjøre nye store funn.

I de umodne områdene utlyses og tildeles areal gjennom nummererte konsesjonsrunder. I de siste ti årene har det som regel vært avholdt nummererte konsesjonsrunder annet hvert år.

Antall utlyste blokker i de senere nummererte konsesjonsrundene har variert og gjenspeiler interessen fra industrien, behovet for sekvensiell leting og forventet prospektivitet i de tilgjengelige arealene. Fra 17. til 19. konsesjonsrunde har andelen tildelte blokker av utlyste blokker vært på omtrent 50 pst. I 20. konsesjonsrunde ble omtrent 80 pst. av de utlyste blokkene tildelt, mens andelen var noe lavere i 21. konsesjonsrunde med 65 pst. Totalt har det blitt tildelt 80 utvinningstillatelser i de siste 5 konsesjonsrundene i umodne områder på norsk sokkel.

Nominasjonsprosessen for 21. konsesjonsrunde viser at det fortsatt er betydelig interesse for norsk sokkel. Departementet mottok nominasjoner fra 43 selskaper. 138 blokker ble nominert av to eller flere selskaper. Det ble utlyst 94 blokker eller deler av blokker, 51 i Barentshavet og 43 i Norskehavet. Departementet mottok søknader fra 37 selskaper. Våren 2011 ble 61 blokker i 24 nye utvinningstillatelser tildelt til 29 forskjellige selskaper.

Fra 19. konsesjonsrunde har fokuset hovedsakelig vært vest og nord i Norskehavet og sørlige del av Barentshavet. Dette er mindre kjente geologiske områder med teknologiske utfordringer som eksempelvis basaltlag og store havdyp. Det er manglende infrastruktur i store deler av disse områdene. Dette medfører at det må påvises relativt store ressurser, alene eller samlet, for at

de skal kunne løfte nødvendig ny infrastruktur. Det er større økonomisk risiko forbundet med leting i umodne områder. Dette skyldes ofte at de geologiske forholdene er mindre kjente i tillegg til manglende infrastruktur og mer teknologisk krevende boreoperasjoner.

Leteaktiviteten i umodne områder tildelt i perioden 2000 til 2010 har variert, jf. tabell 5.4. Siden 2004 har det blitt gjort elleve funn i utvinningstillatelser tildelt i nummererte konsesjonsrunder etter år 2000. Samlet sett har det blitt funnet omtrent 116 mill. Sm³ o.e.

Den store søkermengden i 20. og 21. konsesjonsrunde viser at det fortsatt er store forventninger til norsk sokkel. Selv om det er boret flere tørre brønner i umodne områder de siste årene, har det også vært positive nyheter. Våren 2011 gjorde operatøren Statoil det største funnet (Skrugard, 7220/8–1) i Barentshavet siden Goliatfunnet i år 2000. Brønnen ble boret om lag 110 kilometer nord fra Snøhvitfeltet og forløpige ressursestimater indikerer at en selvstendig utbygging kan være realistisk. Foreløpige beregninger av størrelsen på funnet er mellom 25 og 40 mill. standard kubikkmeter utvinnbar olje, og 2–7 mrd. utvinnbar gass.

Sekvensiell utforskning er fortsatt viktig

Norsk kontinentalsokkel er åpnet stegvis for petroleumsvirksomhet. Strategien for konsesjonsrunder i ny-åpnede og umodne områder har som hovedregel fulgt prinsippet om sekvensiell leting. Dette innebærer at resultater av brønner i utvalgte blokker i et område bør foreligge og være evaluert før det utlyses nye blokker i det samme området. Denne framgangsmåten sikrer at store områder kan kartlegges med relativt få letebrønner. På den måten blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre leting og boring av unødvendige og tørre brønner kan unngås. Sekvensiell leting bidrar til en rasjonell kartlegging av de geologisk mindre

Tabell 5.3 Antall blokker som ble utlyst, tildelt og antall utvinningstillatelser i 17.-21. konsesjonsrunde. Antall blokker kan omfatte både hele og deler av blokker.

	Utlyste blokker	Tildelte blokker	Antall utvinningstillatelser
17. runde	32	18	6
18. runde	95	46	16
19. runde	64	33	13
20. runde	79	63	21
21. runde	94	61	24

Tabell 5.4 Undersøkelsesbrønner, funn og påviste ressurser i areal tildelt gjennom nummererte konsesjonsrunder fra 2000 til 2010¹.

År	Antall undersøkelsesbrønner avsluttet	Antall funn	Ressurser påvist mill. Sm ³ o.e.
2000	0	0	0
2001	4	2	4,3
2002	3	1	2,9
2003	3	3	15,3
2004	1	0	0
2005	5	4	52,8
2006	2	0	0
2007	9	2	5,2
2008	4	3	4,7
2009	4	2	30,9
2010	2	0	0

¹ Ressurstilvekst fra areal tildelt i nummererte konsesjonsrunder før år 2000 fremkommer ikke. Det kan derfor være en differanse mot total ressurstilvekst.

kjente områdene av sokkelen. Strategien fører til at kun utvalgte nøkkelblokker blir utlyst og tildelt selv om store områder blir åpnet. Politikken har vært å åpne relativt store områder for deretter å lyse ut sentrale blokker i påfølgende konsesjonsrunder. Blokkene som lyses ut er antatt å være de mest prospektive og/eller ha høy informasjonsverdi.

Nummererte konsesjonsrunder

Nummererte konsesjonsrunder vil som hovedregel bli gjennomført hvert annet år. Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet, og ikke unntatt for petroleumsvirksomhet i en forvaltningsplan, kan inkluderes i en nummerert runde⁴. Innenfor rammene av forvaltningsplanene er det en petroleumsfaglig vurdering når nye områder skal omfattes av en nummerert runde. De nummererte rundene starter med en nominasjonsprosess. Myndighetene inviterer selskapene til å nominere blokker som kan inngå i konsesjonsrunden. Basert på selskapenes nomineringer og egne vurderinger, anbefaler Oljedirektoratet hvilke blokker som bør utlyses. Etter en vurde-

ring av hvilke blokker som bør omfattes av utlysningen, sender departementet et forslag ut på høring til relevante parter. Etter at høringsuttalelsene er sammenfattet og regjeringen har fattet en samlet og helhetlig beslutning om omfanget av utlysningen, lyses aktuelle blokker ut med søknadsfrist. Deretter er det behandling av søknadene, forhandlinger med selskapene om konsesjonsvilkår før runden avsluttes med tildeling av nye tillatelser.

Forvaltningsplanene for havområdene avklarer hvor det kan være petroleumsaktivitet i åpne områder og setter eventuelle områdespesifikke vilkår til petroleumsvirksomheten. Tidsbegrensninger for leteboringer og innsamling av seismikk innenfor særskilte områder er eksempler på slike vilkår. Der det er etablert en forvaltningsplan, vil departementet i nye utvinningstillatelser legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra den relevante forvaltningsplanen. Fram til oppdatering av en forvaltningsplan vil det ikke bli stilt ytterligere miljø og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i området.

En offentlig høring før utlysning av nummererte runder ble introdusert i 20. konsesjonsrunde. Under høringene i 20. og 21. konsesjonsrunde har det etter departementets vurdering ikke framkommet vesentlig ny informasjon som

⁴ Areal som er inkludert i TFO-området vil ikke være aktuelt for nummererte runder.

ikke enten er vurdert i arbeidet med forvaltningsplanene eller som blir fanget opp av myndighetenes fagetater.

Departementet vil også framover gjennomføre offentlige høringer før utlysning av blokker i nummererte konsesjonsrunder. Forvaltningsplanene har en omfattende faglig prosess med faglig innspill og involvering av interessegrupper i høringer og konferanser, jf. avsnitt 5.2.1. For havområdene som er omfattet av en forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt.

En rekke nye og mindre aktører var søkere i 20. og 21. konsesjonsrunde. Det ble i den forbindelse gjort en mer omfattende vurdering også av finansiell styrke før tildeling. Arbeidsdepartementet, ved Petroleumstilsynet, gjør en HMS-vurdering ved tildeling. HMS-kravene kommer fram i utlysningen og legges til grunn ved tildelingen av nye utvinningstillatelser.

I nummererte runder er arbeidsforpliktelsene preget av å være tilpasset utvinningstillatelsens geologiske utfordringer. Samtidig etterstreber departementet en mest mulig effektiv utforskning av områdene og ønsker at arbeidsforpliktelsene skal være stramme med beslutningspunkter/milepæler. Bakgrunnen er ønsket om en effektiv framdrift i utvinningstillatelsene og å hindre brakke arealer. Fra og med 21. konsesjonsrunde har regjeringen besluttet å offentliggjøre arbeidsprogrammene også i nummererte runder slik som i TFO-rundene. Arbeidsprogrammene fra tidligere nummererte runder vil ikke bli offentliggjort uten samtykke fra rettighetshaverne.

Regjeringen vil:

- Gjennomføre nummererte konsesjonsrunder, normalt hvert annet år, på norsk sokkel for å bidra til å opprettholde aktivitet og produksjon.
- Innenfor rammene av forvaltningsplanene, legge petroleumsfaglige vurderinger til grunn for hvilke områder som selskapene inviteres til å nominere blokker i.
- Gjennomføre offentlig høring ved utlysning av areal i nummererte konsesjonsrunder. For områder med forvaltningsplan bes det kun om innspill knyttet til om det er tilkommet ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt.
- Offentliggjøre arbeidsprogrammene fra og med 21. konsesjonsrunde for å sikre åpenhet om petroleumsaktiviteten og likebehandling i konsesjonsrundene.

5.4 Nye og andre typer aktører

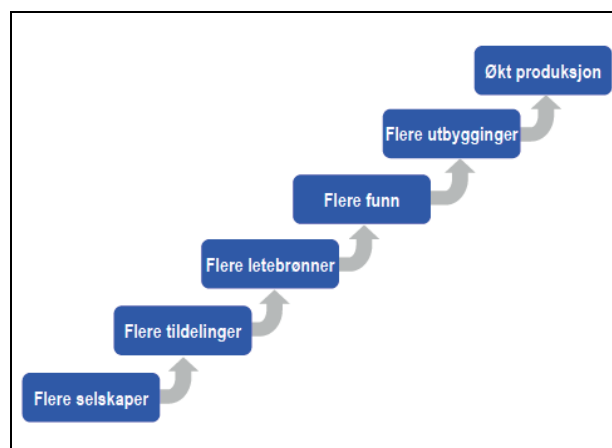
Ett av tiltakene for å få opp leteaktiviteten og øke verdiskapingen i petroleumsvirksomheten var å øke antallet og mangfoldet av rettighetshavere og operatører. I 2000 ble det åpnet for at flere oljeselskaper fikk adgang til sokkelen. Så langt har det tilkommet et betydelig antall nye selskaper. Det er tildelt mange tillatelser, og i de siste årene har flere av de nye selskapene gjort betydelige funn.

De nye selskapene som er aktive på sokkelen består hovedsakelig av mellomstore internasjonale selskaper (såkalte independents), små norske selskaper, mindre utenlandske selskaper og europeiske gass- og energiselskaper. Dette har gitt et større mangfold av selskaper og selskaps typer enn tidligere.

5.4.1 Krav til selskaper og prekvalifisering

Normalt gjennomgår nye selskaper en prekvalifisering. Her settes det krav til selskaper som skal etablere seg på norsk kontinentalsokkel. De krav som stilles til en rettighetshaver er relatert til den virksomhet de ønsker å delta i. Hvilke kvalifikasjoner som er nødvendig avhenger av hvilken type oppgaver som skal utføres. Det kreves andre kvalifikasjoner for eiere i et transportsystem som Gassled enn for eiere i utvinningstillatelser. Omtalen i dette avsnittet er relatert til deltakelse i utvinningstillatelser.

Prekvalifiseringsordningen⁵ ble etablert for å gi selskapene et tilbud om evaluering av deres egnethet for deltakelse på norsk kontinentalsokkel før de eventuelt bruker ressurser på å



Figur 5.7 Mangfold kan gi økt produksjon.

⁵ Varslet i St.meld. nr. 39 (1999-2000) Olje- og gassvirksomheten

vurdere konkrete forretningsmuligheter. En pre-kvalifisering innebærer ikke at selskapet er å anse som kvalifisert til faktisk å drive virksomhet, men gir en indikasjon på myndighetenes foreløpige oppfatning av selskapet. I tillegg benyttes systemet dersom myndighetene anser det som nødvendig å foreta en ny gjennomgang av selskaper som i dag er rettighetshavere med lavt aktivitetsnivå og som ønsker å øke aktiviteten, eller selskaper som har blitt prekvalifisert men over tid ikke har vært aktive på sokkelen.

Det overordnede kravet til nye aktører er at de må kunne bidra til verdiskaping. Dette betyr at selskapet skal være et genuint oljeselskap. I prekvalifiseringsprosessen blir det gjort en vurdering av selskapet av Oljedirektoratet og av Arbeidsdepartementet, ved Petroleumstilsynet, før departementet gjør en helhetsvurdering og tar stilling til om et selskap er egnet for å bli prekvalifisert.

For å kunne bli prekvalifisert som rettighetshaver trenger selskapene ikke å ha like god kompetanse innen alle relevante fagfelt, men må gjennom spisskompetanse kunne bidra til å skape verdier. Selskapene må ha minimumskompetanse innen alle relevante fagfelt for å være i stand til å analysere, forstå og følge opp operatørens aktiviteter i utvinningstillatelsen. Rettighetshaverne må også ha tilstrekkelig egen kapasitet og kompetanse til å ivareta gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet. I tillegg må selskapene dokumentere evne til å ivareta de finansielle forpliktelser de får som rettighetshaver. Dette innebærer blant annet at selskapene må ha et solid fundament av egenkapital og at det er et rimelig forhold mellom egenkapital og gjeld. Det kan i forbindelse med en prekvalifiseringsprosess være aktuelt å kreve at selskapene legger fram en plan for aktiviteter med tilhørende finansielle forpliktelser og hvordan selskapene vil møte disse forpliktelsene for de første års aktivitet.

Departementet vil ved en forespørsel om pre-kvalifisering vurdere selskapet slik det framstår når selskapet ber om dette. I gitte tilfeller kan det vurderes å prekvalifisere et selskap basert på en forpliktende plan for utbedringer og oppbygging av organisasjonen. Selskapene må i slike tilfeller, innenfor en gitt frist, dokumentere at de krav til utbedringer som er satt blir oppfylt før en endelig prekvalifisering kan finne sted. Denne ordningen vil kun være aktuell i tilfeller der selskapet tilfredsstiller kompetanse-, kapasitets- og finansielle krav i stor grad, men har enkelte områder der det anses å kunne møte myndighetenes krav i nær framtid. Som hovedregel gjelder dette hvor morselskapet har betydelig kompetanse og ressurser,

og kan for en kortere periode håndtere utvinningstillatelser på norsk sokkel fra et annet land. Dette gjelder primært internasjonale oljeselskaper som har store og kompetente organisasjoner i utlandet å trekke på. For små selskaper uten store og kompetente organisasjoner i utlandet settes det krav til at de må ha en tilstrekkelig organisasjon og kompetanse på plass i Norge før selskapet kan bli prekvalifisert.

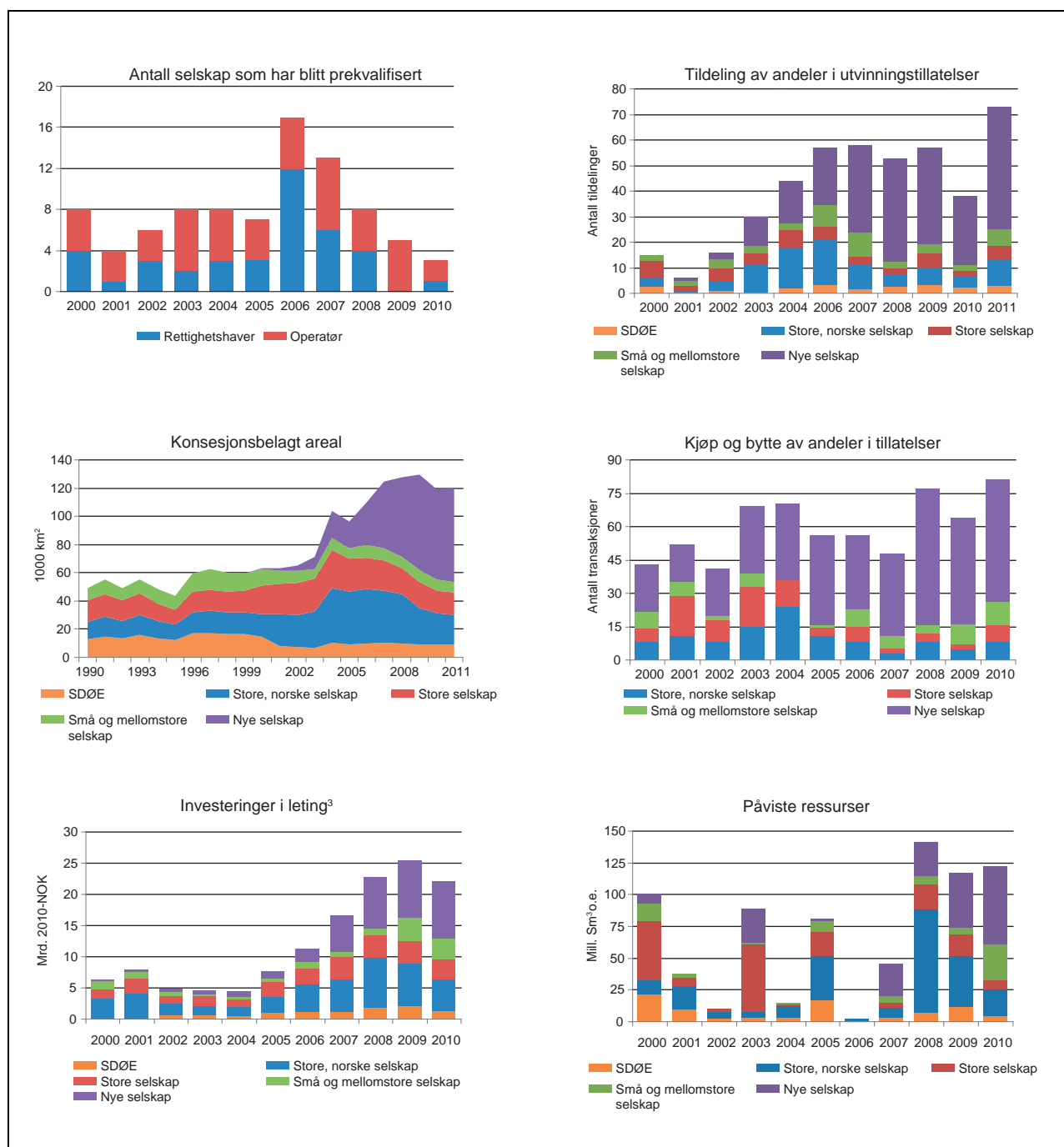
Operatørene har en sentral rolle på norsk sokkel. En operatør må derfor ha tilstrekkelig ressurser og personell til å kunne styre og gjennomføre de aktuelle operasjoner og aktiviteter i henhold til det til enhver tid gjeldende regelverk. I tillegg må selskapet kunne dokumentere evne til å ivareta finansielle krav i forbindelse med de forpliktelser aktøren har i forhold til andelene i de aktuelle tillatelsene. Operatører har vanligvis store andeler i tillatelsene og har et betydelig ansvar for gjennomføring av arbeidsforpliktelsene, utbygging og opprydding etter avsluttet drift og ved eventuelle ulykker. Det er derfor et skille mellom å være ordinær rettighetshaver og det å være operatør når det gjelder krav til selskapene.

Kravene som stilles ved prekvalifisering, vil være de samme som vil stilles ved tildeling eller ved samtykke til en overdragelse. Hvis et selskap ikke er prekvalifisert, må de samme vurderingene som gjøres i en prekvalifiseringsprosess foretas før tildeling eller samtykke til overdragelse kan gis. En rekke selskaper har blitt prekvalifisert de siste årene, jf. figur 5.8. Om lag 50 nåværende selskaper har gått gjennom prosessen og mange av disse er nå også operatører. Toppåret for inntrøden av nye aktører var 2006. Det er positivt at mange selskaper nå er aktive innen næringen.

5.4.2 Nye aktører bidrar til mer leting

Nye selskaper, som har kommet til siden 2000, har etter hvert fått et betydelig antall tildelinger i konsesjonsrundene. Spesielt etter 2003 har involveringen av nye selskaper økt. Fra 2007 har flertallet av tillatelsene blitt tildelt nye selskaper, jf. figur 5.8.

I perioden 2000 til 2011 har det blitt tildelt 241 utvinningstillatelser til nye aktører. 67 pst. av disse opereres av nye selskaper. De nye selskapene har vært spesielt aktive i modne områder. Fra og med TFO 2005 har de nye selskapene fått tildelt flere andeler enn de selskapene som var etablert før år 2000. Bildet er annerledes i umodne områder. Der har de etablerte selskapene tatt en vesentlig andel av tildelingene. Det har også der vært en gradvis økning i antall tildelinger til nye

Figur 5.8 Aktører og leteaktivitet¹.

¹ Nye selskap siden 2000: 4Sea Energy, Aker Exploration, Bayerngas Norge, BG Norge, Bridge Energy, Centrica, Concedo, Dana, Det Norske, Discover, DONG, Edison, Endeavour, Faroe, GDF SUEZ, Genesis, Lotos, Lundin, Mærsk, Marathon, Nexen, Noreco, North Energy, PGNIG, Premier, Repsol, Rocksource, E.ON Ruhrgas, Sagex, Skagen 44, Skeie Energy, Spring, Talisman, VNG, Wintershall, Agora Oil & Gas; små- og mellomstore selskap: AEDC, Hess Norge, Idemitsu, OMV, Petro-Canada, RWE-DEA, Svenska Petroleum; store utenlandske selskap: BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell og Total; store norske selskap: Hydro og Statoil.

² Det var ingen tildeling i 2005.

³ SDØE er inkludert i gruppen, store norske selskap for årene 2000 og 2001.

Kilde: Oljedirektoratet.

selskaper. I 20. konsesjonsrunde fikk de nye selskapene omtrent halvparten av de tildelte andelene, og mangfoldet opprettholdes i 21. konsesjonsrunde.

Nye aktører besitter nå omtrent halvparten av alt konsesjonsbelagt areal, jf. figur 5.8. Hovedvekten av de nye selskapene opererer utvinningstillatelser i initiell periode. De nye selskapene har

bidratt til konkurranse om areal og har fått en stor andel av tillatelsene det siste tiåret. Gjennom arbeidsbetingelsene gir et økt antall tillatelser økt leteaktivitet. Nye selskaper bringer med seg nye ideer og nye prioriteringer. Således bidrar de til at areal blir vurdert ut fra forskjellig ståsted og på forskjellige måter. Det er ikke bare nytt areal som blir vurdert, men også areal som tidligere har blitt tilbakelevert av andre selskaper. Dermed vil tidligere tildelt areal være gjenstand for nye vurderinger. Prospekter og funn som ikke er hovedprioriterte hos de veletablerte selskapene, vil kunne være av interesse for andre aktører.

I annenhåndsmarkedet for tillatelser er nye selskaper aktive. Siden 2000 har nye selskaper stått for en betydelig del av kjøp av andeler i aktive utvinningstillatelser, jf. figur 5.8. Andelen overdragelser med nye selskaper har økt fra 2000 til 2010.

En viktig side ved å ha et annenhåndsmarked for tillatelser er at det gir selskapene muligheter for å balansere risiko og ha en god porteføljestyring. Selskapene kan dermed lettere få en ønsket risikoprofil og mulighet til å opparbeide seg en portefølje av leteareal utenom konsesjonsrundene.

Enkelte selskaper har som strategi kun å drive med leting, noe som betinger at de kan selge seg ut av funn og la andre selskaper stå for utbygging og drift. Videre er det også selskaper som ikke har finansiell løfteevne eller tilstrekkelig med ressurser til å bygge ut funn. Et annenhåndsmarked gir mulighet for å selge seg ut og overlate funnet til aktører som ønsker å bygge ut og senere produsere ressursene. I tillegg vil nye selskaper ha mulighet til å overta areal som etablerte selskaper ikke arbeider aktivt med. På den måten kan annenhåndsmarkedet også bidra til å sikre leteaktivitet også i eldre tillatelser.

Vurdering av innsatsen til nye selskaper på sokkelen kan ses i lys av investeringer som gjøres i letevirksomhet. Investeringene inkluderer geologisk og geofysisk arbeid slik som seismikk og boring. Investeringnivået i leting var relativt jevnt frem til 2005, for deretter å øke betydelig, jf. figur 5.8.

Fra 2007 har investeringene i leting fra nye selskaper økt markant. I 2007 investerte disse selskapene nesten seks mrd. kroner i leting. I 2009 var det økt til over ni mrd. kroner. De siste tre årene har nye selskaper samlet investert nærmere 27 mrd. kroner i leting. I 2010 sto de nye små selskapene for 40 pst. av leteinvesteringene. Statoil, og staten gjennom SDØE, investerer fortsatt betydelig i leting, og har hatt en økning de siste årene.

De store etablerte selskapene har hatt relativt jevn investeringstakt de siste årene.

Det er påbegynt 373 letebrønner i perioden fra og med 2000 til og med 2010. 97 av brønnene er boret av nye operatører, 87 av disse var i Nordsjøen og ti i Norskehavet. I samme periode ble det gjort 141 funn, og 23 av disse er gjort av nye operatører.

I 2010 fant nye selskaper omtrent 60 mill. Sm³ o.e., noe som var den høyeste funnmengden siden adgangsregimet ble endret. I perioden fra 2000 til 2010 har disse selskapene bidratt til samlet ressurstilvekst på 190 mill. Sm³ o.e. Til sammenligning har Statoil og Petoro bidratt med 233 mill. Sm³ o.e. og de store internasjonale selskapene med 177 mill. Sm³ o.e. Erfaring viser at det tar i gjennomsnitt elleve år fra det gjøres et funn til det er utviklet et felt som produserer. Dette betyr at mange av de nye selskapene ennå ikke har rukket å komme i produksjon med egne funn.

Da politikken ble lagt om i år 2000, og det ble åpnet for nye selskaper, gjennomførte myndighetene et framstøt mot selskaper for å informere om mulighetene som fantes på norsk sokkel. Det ble gjennomført møter med selskaper, og norske myndigheter var til stede på sentrale møteplasser. I den etterfølgende perioden har mange nye selskaper etablert seg i Norge.

De store internasjonale selskapene som er etablert i Norge, er en avgjørende del av mangfoldet og har spilt en viktig rolle på norsk sokkel. Det vil de også gjøre i framtida. De har en unik kompetanse og kunnskap om norsk sokkel og de har store ressurser i form av teknologi, personell og kapital. Utvinning av olje og gass på norsk sokkel byr fortsatt på store utfordringer som passer denne typen selskaper. Det er områder med dypt vann og basaltlag, områder som krever dype, kostbare og kompliserte brønner og områder i nord med utfordringer knyttet til blant annet mørketid og tøffe klimatiske forhold. I slike områder kreves det ofte at selskapene har kompetanse og erfaring samt store ressurser å trekke på.

En sunn konkurranse og et mangfold i alle ledd av verdikjeden har vært viktig for god ressursutnyttelse på norsk sokkel. Regjeringen vil fortsatt legge til rette for dette, herunder aktivt oppsøke interessante oljeselskaper for å informere om forretningsmulighetene på norsk sokkel.

Regjeringen vil:

- Legge til rette for at nye kompetente selskaper skal kunne etablere seg på norsk sokkel, her-

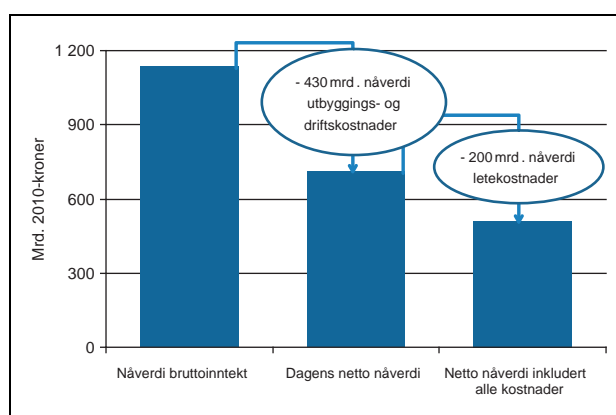
under aktivt oppsøke interessante oljeselskaper for å informere om forretningsmulighetene på norsk sokkel.

5.5 Leting er lønnsomt

Høyest mulig verdiskaping er en overordnet målsetting for petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har gjort en studie av verdiskapingen på leteaktiviteten i perioden 2000–2010. Studien viser at det har skjedd en betydelig verdiskaping i perioden. Netto nåverdi av påviste funn eksklusiv letekostnader er beregnet til drøyt 700 mrd. kroner, jf. figur 5.9. Dette er differansen mellom nåverdien av framtidige salgsinntekter for olje og gass og nåverdien av framtidige utbyggings- og driftskostnadene for funnene. Nåverdien av salgsinntektene for alle funn er beregnet til omtrent 1150 mrd. kroner, mens nåverdi av utbyggings- og driftskostnad er beregnet til i underkant av 430 mrd. kroner. Dette understreker at funnene som er påvist i perioden har betydelig verdi.

Nåverdien av alle kostnader knyttet til leting på norsk sokkel i samme periode er 200 mrd. kroner. Dette gjelder både vellykket leting og leting som ikke har påvist utvinnbare ressurser. Tar en også med disse historiske kostnadene i beregningen er verdiskapingen fra leting i perioden 2000–2010 drøyt 500 mrd. kroner. Dette viser at leteaktiviteten siden 2000 har vært lønnsomt.

Letingen har vært lønnsomt i alle havområdene på sokkelen. Nordsjøen har vært mest lønnsomt med en nåverdi på rundt 360 milliarder.



Figur 5.9 Verdiskaping fra leting, 2000–2010¹.

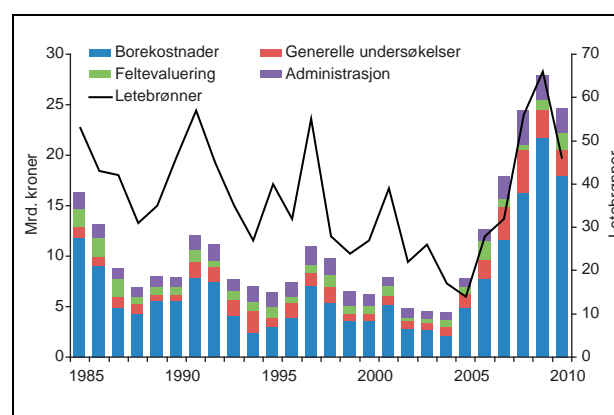
¹ Forutsetningene beregningene bygger på er en 7 pst. diskonteringsrente og OEDs prisprognoser i tillegg til SSBs historiske eksportpriser. ODs modellverktøy har generert kontantstrømmene framover fra funnene.

Kilde: Oljedirektoratet.

Leteaktiviteten målt i antall letebrønner har gått betydelig opp de siste årene. Det ble påbegynt et rekordhøyt antall letebrønner på norsk sokkel i 2009 med 65 letebrønner, nesten fire ganger flere letebrønner i forhold til 2004 da forrige petroleumsmelding ble lagt frem, jf. figur 5.10.

Samtidig som leteaktiviteten de senere år har skapt store verdier har også kostnadene gått markant opp. Letekostnadene på norsk sokkel har økt og det er dyrere å lete i dag enn før. De totale letekostnadene i 2004 var drøyt fire mrd. faste 2010-kroner. I 2010 var tilsvarende kostnader 25 mrd. kroner. Kostnaden per letebrønn var på 260 mill. kroner i 2004 mens den i 2010 var på 500 mill. kroner. Høye kostnader reduserer verdiene i virksomheten og kan påvirke leteaktiviteten.

Det er viktig at både næringen og myndighetene har fokus på kostnader og setter inn tiltak for å dempe og eventuelt endre kostnadsutviklingen. Det er mulig å gjennomføre tiltak for å utnytte ressursene best mulig og holde kostnadene nede. Selv om en rekke av riggene på norsk sokkel er tilpasset røffe forhold på relativt dypt vann, foregår mye av boreaktiviteten i Norge på relativt grunt vann. Det kan tyde på at riggsituasjonen på norsk sokkel har ført til at en rekke rigger har gjort operasjoner de er overspesifiserte til å gjennomføre. Dette kan medføre unødvendig høye kostnader. Flere selskaper har dannet samarbeidskonstellasjoner for å sikre bedre utnyttelse av riggkapasiteten. Aktørene vil på denne måten kunne tilpasse sin riggbruk ut fra både tidsmessige og spesifikasjonsmessige behov. Dette temaet er også omtalt i kapittel 2.5 og 4.3.



Figur 5.10 Letekostnader og antall letebrønner, 1985–2010.

Kilde: Oljedirektoratet.

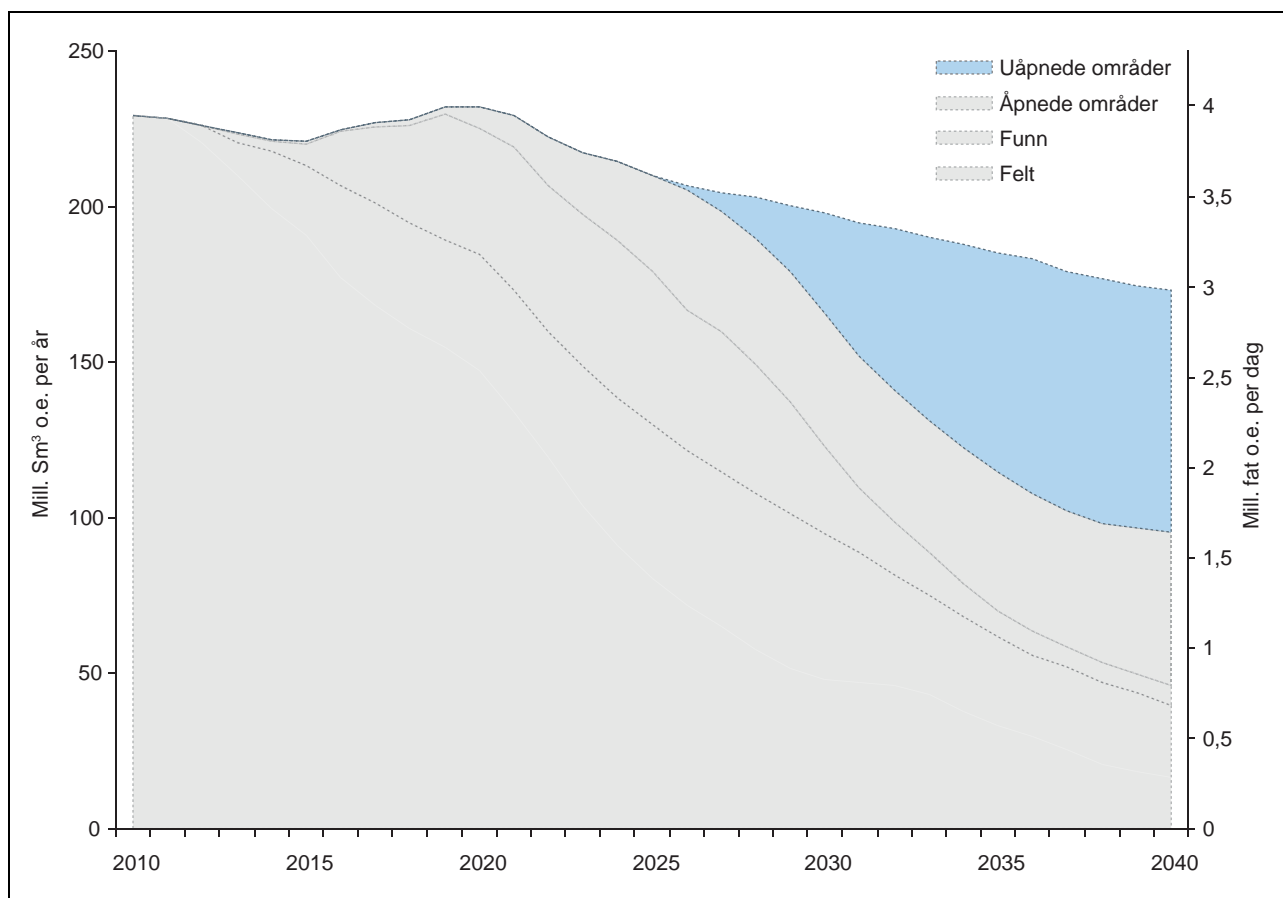
6 Forvaltning av uåpnede områder

Erfaring viser at de største funnene gjøres tidlig under utforskningen av en petroleumsprovins. Dette er naturlig siden de største kartlagte strukturene gjerne bores først. Forventningene om å gjøre nye, store funn framover er derfor størst i de lite utforskede delene av norsk sokkel.

Den norske kontinentalsokkelen er gjennom de siste 40 årene blitt kartlagt gjennom stegvis utforskning. Dette betyr at vi i dag har best kunnskap om geologien i de åpnede områdene, men også at mulighetene for å gjøre nye, store funn er redusert i disse områdene. Forrige gang et nytt område ble åpnet for petroleumsvirksomhet var i 1994. Da ble områdene på dypt vann i Norskehavet og sørvestlige deler av Nordland VI åpnet. Det foreløpige siste store funnet på norsk sokkel er

Ormen Lange i 1997. Funnet ble gjort i områdene som ble åpnet i 1994.

I de nummererte konsesjonsrundene som gjennomføres i dag har alt areal vært tilgjengelig for nomineringer fra selskaper i flere omganger. De mest attraktive delene av dette arealet er til dels godt utforsket. Åpning av nye områder er nødvendig for å gjøre nye store betydelige funn og opprettholde en betydelig petroleumsproduksjon, verdiskaping, investeringer, sysselsetting og statlige inntekter i årene etter 2020. Derfor har regjeringen besluttet å igangsette en åpningsprosess for havområdene rundt Jan Mayen og den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensingslinjen i Barentshavet sør.



Figur 6.1 Mulig produksjonsforløp på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

6.1 Tidsriktig åpning av nytt areal

Halvparten av områdene hvor man forventer at det kan finnes petroleum, er i dag åpnet. Det er således fortsatt store uåpnede områder på norsk sokkel. Dette tilsier at det finnes muligheter til å gjøre betydelige funn også i framtida. Forventede uoppdagede ressurser både i åpnet og uåpnet område er av Oljedirektoratet estimert til 2 570 mill. Sm³ o.e. I disse tallene inngår de områdene hvor det er et datagrunnlag som gjør det mulig å estimere uoppdagede ressurser. Ressursestimatene omfatter derfor ikke havområdet rundt Jan Mayen og den delen av tidligere omstridt område i Barentshavet som ligger vest for avgrensningsslinjen.

De uåpnede områdene på norsk kontinental-sokkel ligger i stor grad utenfor Nord-Norge. Den igangsatte prosessen for åpning av nye områder i Barentshavet gir store muligheter for Finnmark.

For å oppnå en jevn aktivitet på sokkelen er det viktig at olje- og gasspolitikken baseres på en kunnskapsbasert, helhetlig og langsiktig forvaltning av petroleumsressursene. Tilførsel av leteareal er en viktig forutsetning for å opprettholde investerings- og kompetansenivået i næringen, samt opprettholde produksjonen over tid. Dette vil igjen legge et grunnlag for langsiktig verdiskaping og statlige inntekter. Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv.

Store funn og tilgang på nytt prospektivt areal er viktig for hvor de store selskapene driver letevirksomhet. Leting er en kompleks virksomhet, og flytter kompetansen ut, tar det mange år å bygge den opp igjen. Kontinuerlig leteaktivitet er derfor en viktig del av god ressursforvaltning.

Det tar lang tid å få produksjon fra nye områder. Et nytt område må gå gjennom en åpningsprosess, som omfatter en konsekvensutredning, før Stortinget kan beslutte en eventuell åpning for petroleumsaktivitet. Dersom området åpnes, viser historien på norsk sokkel at det tar 10–15 år fra konsesjonstildelinger til produksjon. En beslutning om å starte en åpningsprosess i dag vil kunne medføre oppstart av produksjon først omkring 2025 eller senere.

Det er forskjell på områdene på sokkelen. Ledetiden fra åpning til produksjon er kortere i områder nært land og nært utbygd infrastruktur, enn i mer fjerntliggende områder. Dette er viktige forhold for utformingen ved petroleumspolitikken.

6.2 Arealoversikt

De samlede norske havområdene utgjør 2 140 000 km². Om lag halvparten av arealet er dekket av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum, jf. figur 6.2 og tabell 6.1. Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet. Områdene som per i dag er åpnet utgjør 523 800 km².

Flere av disse områdene er interessante petroleumsmessig. Det er betydelige forskjeller mellom områdene. Dette gjelder både kunnskapsnivå, avstander til markedene og til eksisterende virksomhet, miljøverdier og andre brukerinteresser. Områdene har således ulik grad av modenhet og problemstillinger.

De områdene som ikke er tilgjengelige for ny petroleumsvirksomhet, er havområdene ved Jan Mayen, det nordøstlige Norskehavet (deler av Nordland IV og V, Nordland VI og VII, Vestfjorden og Troms II), deler av Trøndelag I og II, Møre I, Skagerrak, den delen av tidligere omstridt område i Barentshavet som ligger vest for avgrensningsslinjen, samt et belte på 35 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland, Barentshavet nord/Polhavet, iskanten, polarfronten, Bjørnøyviften og et belte på 65 km rundt Bjørnøya.

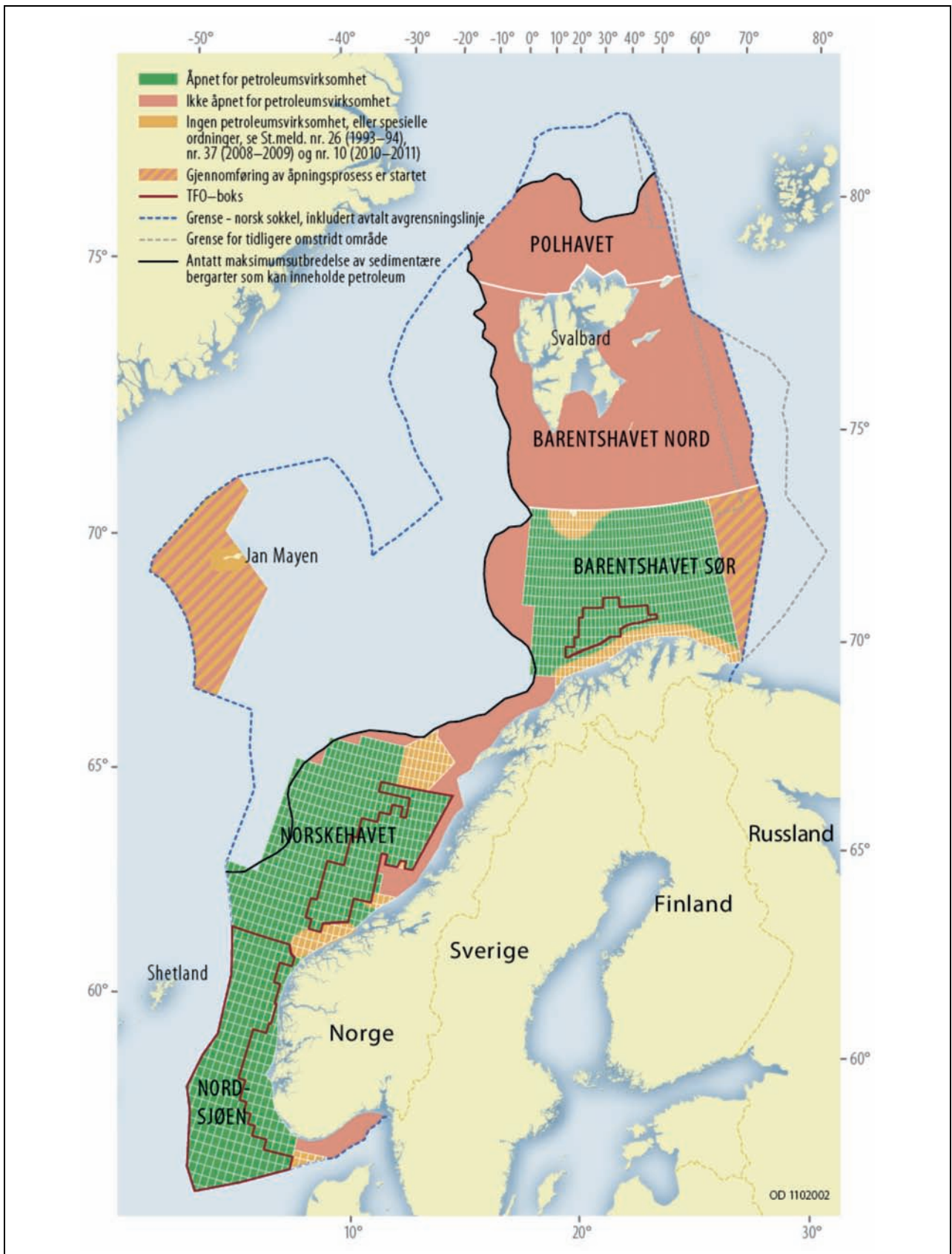
6.3 Åpningshistorikk

Areal på norsk kontinental-sokkel er åpnet i tre større omganger, i 1965, 1988 og 1994. I tillegg ble mindre områder åpnet i flere runder etter 1979, jf. boks 6.1 og figurene 6.3 og 6.4.

I 1965 ble store deler av Nordsjøen åpnet for petroleumsaktivitet. Funn gjort i dette området gjorde oppbyggingen av næringen mulig og bidrar fremdeles med hoveddelen av produksjon og statlige inntekter. Det ble åpnet for petroleumsvirksomhet nord for 62. grader i 1979. I 1988 ble store deler av Barentshavet åpnet, mens dypvannsområdene i Norskehavet ble åpnet i 1994.

Skagerrak ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1965 sammen med resten av Nordsjøen, men området ble fra slutten av 1970-tallet ikke regnet som aktuelt for leteaktivitet. I 1994 ble det besluttet at det kunne gis tillatelse til å bore et begrenset antall letebrønner i sørvestlige del av Skagerrak, før en eventuelt tok spørsmålet om videre åpning opp med Stortinget. Siden 1994 har ingen nye områder blitt åpnet for petroleumsvirksomhet.

Når et område er åpnet, er det mulig å utlyse areal og tildele utvinningstillatelser. Omfanget av



Figur 6.2 Åpne og uåpnede områder på norsk sokkel, antatt maksimalutbredelse av sedimentære bergarter, kun for illustrasjonsformål.

Kilde: Oljedirektoratet.

Tabell 6.1 Arealoversikt for norsk sokkel

Arealregnskap norsk sokkel (km ²)				
Samlede norske havområder	2 140 000			
Områder med sedimentære bergarter (kan inneholde olje og gass)	1 312 000			
Åpnet og tilgjengelig areal for petroleumsvirksomhet	523 800			
De enkelte havområder, områder med sedimentære bergarter (km ²)				
	Åpnet og tilgjengelig areal for petroleumsvirksomhet	Ikke tilgjengelig areal		
		Unntatt gjennom forvaltningsplanene	Uåpnet	Totalt
Nordsjøen	129 700		12 300	142 000
<i>herav Skagerrak¹</i>	<i>2 500</i>		<i>12 300</i>	<i>14 800</i>
Norskehavet ²	204 100	28 600	56 300	289 000
<i>herav nordøstlig del³</i>		<i>17 600</i>	<i>41 600</i>	<i>59 200</i>
Barentshavet Sør ⁴	190 000	44 100	78 000	313 000
Barentshavet Nord ⁵			469 000	469 000
Jan Mayen, omliggende havområder			100 000	100 000
Totalt	523 800	72 700	715 600	1 312 000

¹ Skagerrak ble åpnet for petroleumsvirksomhet sammen med resten av Nordsjøen. Deler av området ble senere stengt (se tekst).

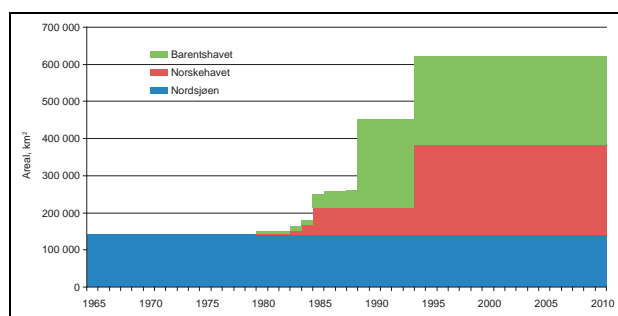
² Inkludert Troms II. Vestfjorden er ikke inkludert.

³ Nordøstlig del er uåpnet del av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II.

⁴ Inkludert Bjørnøyviften og grenselinjeområdet mot Russland i Barentshavet sør.

⁵ Inkludert grenselinjeområdet mot Russland i Barentshavet nord og Polhavet.

tildelingene bestemmes uavhengig av hvor store områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet. En effektiv måte å identifisere interessante leteområder er ved å åpne store områder og utforske områdene gradvis ved sekvensiell leting. Tildeling av nye tillatelser vil da som regel begrenses til et mindre antall nøkkelblokker. Dette har vært hovedstrategien for utforskning av nye områder på norsk kontinentalsokkel.



Figur 6.3 Åpningshistorikk norsk sokkel.

Kilde: Oljedirektoratet.

6.4 De uåpnede områdene

6.4.1 Havområdene ved Jan Mayen

Jan Mayen ligger på den midtatlantiske ryggen i Norskehavet nord for Island. Jan Mayen ligger 500 km øst for Grønland, 550 km nordøst for Island og 900 km fra Fastlands-Norge.

Jan Mayen-ryggen utgjør et mikrokontinent som strekker seg fra øya Jan Mayen sørover mot nordspissen av Island. Den geologiske utviklingen av området henger sammen med dannelsen av den nordligste delen av Atlanterhavet. Øya Jan Mayen og bergartene under øya er i sin helhet vulkanske.

Petroleumsfaglig beskrivelse

Berggrunnen omkring Jan Mayen er dominert av lavaberarter og unge sedimentære bergarter. Under disse bergartene forventes det også å finnes eldre sedimentære bergarter. Områder der

det kan opptre sedimentære bergarter dekker totalt opptil 100 000 km². Havdypet i største delen av dette området varierer mellom 1000 og 2000 meter.

Det er uvisst hvor mye petroleumsressurser som finnes i havområdene rundt Jan Mayen, men de nødvendige geologiske forutsetningene for dannelse av petroleum kan være til stede på samme måte som på Øst-Grønland og i Møre-bassenget. I området har Oljedirektoratet samlet inn om lag 5800 km 2D seismikk i 1979, 1985 og 1988. Seismikken foreligger i fire datapakker som er gjort tilgjengelige for industrien. I tillegg er det samlet inn seismikk på islandsk side i 2001 og i 2008. Det er behov for å samle inn ny seismikk for å kunne definere prospekter og avklare ressurspotensialet i området.

Det er behov for å innhente ny kunnskap og gjennomføre studier i form av både geologisk og miljøfaglig kartlegging. Kartleggingen av petroleumspotensialet vil bli foretatt av Oljedirektoratet. Resultatene fra seismikkinnsamling og grunne borer vil styrke kunnskapen og øke den geologiske forståelsen av området.

Mulig bruk av Jan Mayen

Jan Mayen naturreservat ble opprettet høsten 2010. Arealet omfatter det meste av øya og territorialfarvannet om lag 375 km² landareal og 4315

km² marint areal. Deler av øya hvor det i dag er aktivitet, er ikke omfattet av naturreservatet.

Dersom det blir petroleumsvirksomhet i havområdene ved Jan Mayen, kan dette medføre behov for å benytte Jan Mayen til enkelte aktiviteter blant annet for å ivareta hensyn til helse, miljø og sikkerhet. Eksempler på mulig bruk er etablering av base, beredskapslager, anlegg av nødvendige veier og bygninger som kaianlegg, molo, heliport, behandlings- og lageranlegg for petroleum, landfall for rørledninger med videre.

Det er lagt opp til at eventuell framtidig petroleumsaktivitet plasseres innenfor virksomhetsområdene som ikke inngår i naturreservatet. Det er på nåværende tidspunkt usikkert hvilken type aktivitet og hvilket omfang det er behov for. Dersom tungtveiende samfunnshensyn tilsier at rammen for bruk av Jan Mayen bør justeres som følge av petroleumsvirksomhet i området, ivaretas dette ved at Kongen i Statsråd foretar de nødvendige endringer i vernebestemmelsene.

Vurdering og konklusjon

Jan Mayenryggen er en ny petroleumsprovinc. I havområdene på norsk side ved Jan Mayen er det påbegynt en åpningsprosess med sikte på tildeling av utvinningstillatelser. Det er første gang dette havområdet vurderes med tanke på mulig petroleumsvirksomhet. Åpningsprosessen består

Boks 6.1 Trinnvis utforskning

1965: Den første utlysingen på norsk sokkel. Utlysning omtalt i St.meld. nr. 22 (1965–66)

1979: Det ble åpnet for petroleumsvirksomhet nord for 62 grader i begrensede områder av Norskehavet (6 blokker) og Barentshavet (20 blokker på Tromsøflaket). Omtalt i St.meld. nr. 95 (1969–70), St.meld. nr. 30 (1973–74), St.meld. nr. 81(1974–75). Behandlet i St.meld. nr. 91 (1975–76), St.meld. nr. 57 (1978–79), Utlysning omtalt i St.meld. nr. 46 (1979–80)

1981: 12 blokker utlyst i Norskehavet (Helge-land). Behandlet i St.meld. nr. 57 (1978–79), åpnet i St. meld. nr. 67 (1980–81), Omtalt i St. meld. nr. 58 (1982–83)

1983: 13 blokker utlyst i Norskehavet (Halten-banken). 19 blokker utlyst i Barentshavet (Tromsøflaket). Omtalt i St. meld. nr. 58 (1982–83)

1984: 30 blokker utlyst i Norskehavet (Halten-banken). Omtalt i St. meld. nr. 80 (1983–84)

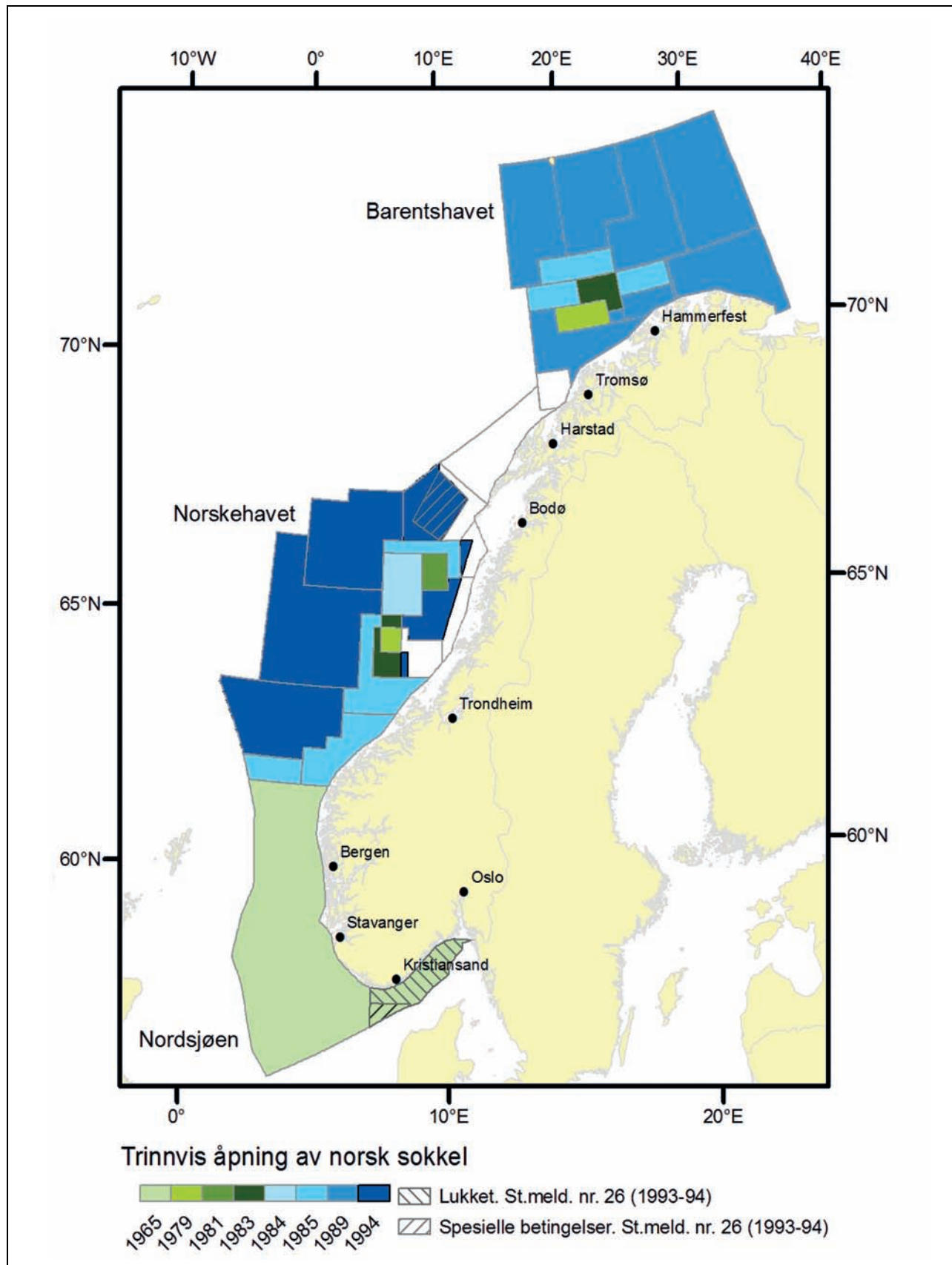
1985: 68 blokker utlyst i Norskehavet (16 blokker i Møre sør, 41 blokker Trøndelag II, 16 blokker Nordland III, 41 blokker på Møre) 70 blokker utlyst i Barentshavet (20 blokker i Troms II, 30 blokker Bjørnøya sør, 20 blokker Finnmark vest) Omtalt i St.meld. nr. 80 (1983–84) Foreslått åpnet i St.meld. nr. 79 (1984–85)

1986–1987: Strategiske blokker i Barentshavet omtalt i St. meld. nr. 79 (1984–85) St.meld. nr. 46 (1986–87)

1988: Størsteparten av Barentshavet sør åpnes for petroleumsvirksomhet. Ble lagt frem i St.meld. nr. 79 (1984–85). Foreslått åpnet i St.meld. nr. 40 (1988–89)

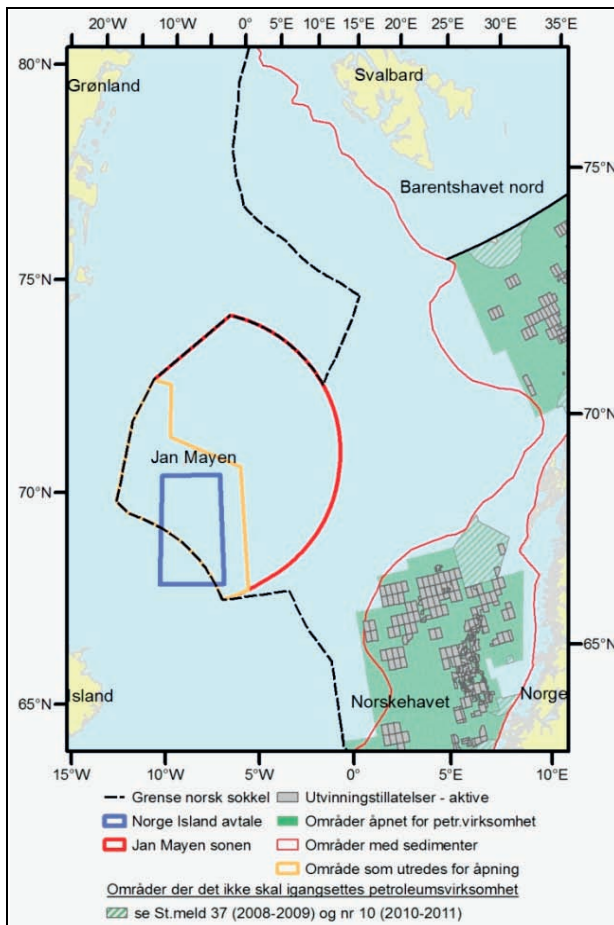
1994: Det åpnes nye områder på dypt vann vest i Norskehavet, herunder vestlig del av Nordland VI. Samtidig lukkes Skagerrak for petroleumsvirksomhet. Behandlet i St.meld. nr. 26 (1993–94)

Etter 1994 har ingen nye områder blitt åpnet for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel.



Figur 6.4 Trinnvis åpning av norsk sokkel.

Kilde: Oljedirektoratet.



Figur 6.5 Jan Mayen-området.

Kilde: Oljedirektoratet.

av to hovedelementer, en geologisk kartlegging og en konsekvensutredning. Utkast til program for konsekvensutredning ble sendt på offentlig høring 14. desember 2010. Høringsfrist for utredningsprogrammet gikk ut 22. mars 2011. Det kom inn 23 høringsinnspill. Videre aktiviteter i utredningsprosessen vil være:

- Fastsetting av program
- Definerings og planlegging av feltstudier
- Gjennomføring av feltstudier
- Analyse og rapportering av oppdatert kunnskapsgrunnlag
- Vurdering av grunnlag for petroleumsvirksomhet, etablering av scenarier
- Konsekvensutredning – relevante problemstillinger knyttet til petroleumsvirksomhet
- Offentlig høring av konsekvensutredningen
- Stortingsmelding

Løpet for de ulike aktiviteter vil fastsettes etter hvert i prosessen. Spesielt feltarbeidet og seismiske undersøkelser vil være styrende for tidsløpet for flere andre aktiviteter. Regjeringen har

bevilget 10 mill. kroner i 2011 til miljøkartlegging. En slik kartlegging vil kunne omfatte undersøkelser til havs for å øke forståelsen av havbunnen, kartlegging av sjøfugl og tilstedeværende fauna i området. Den pågående konsekvensutredningsprosessen vil avklare detaljene. Det er viktig å styrke kunnskapen om geologien i området ved å samle inn nye data. Innsamling av seismikk og grunne boringer vil være nødvendig for å kunne vurdere prospektiviteten og de framtidige mulighetene for petroleumsvirksomhet i området. Oljedirektoratet vil gjennomføre disse aktivitetene som vil starte opp i 2011.

Regjeringen vil:

- Gjennomføre en åpningsprosess i havområdet ved Jan Mayen, herunder foreta miljø- og ressurskartlegginger, inkludert seismikkinnsamling og grunne boringer.

Avgrensning av kontinentalsokkelen mellom Norge og Island

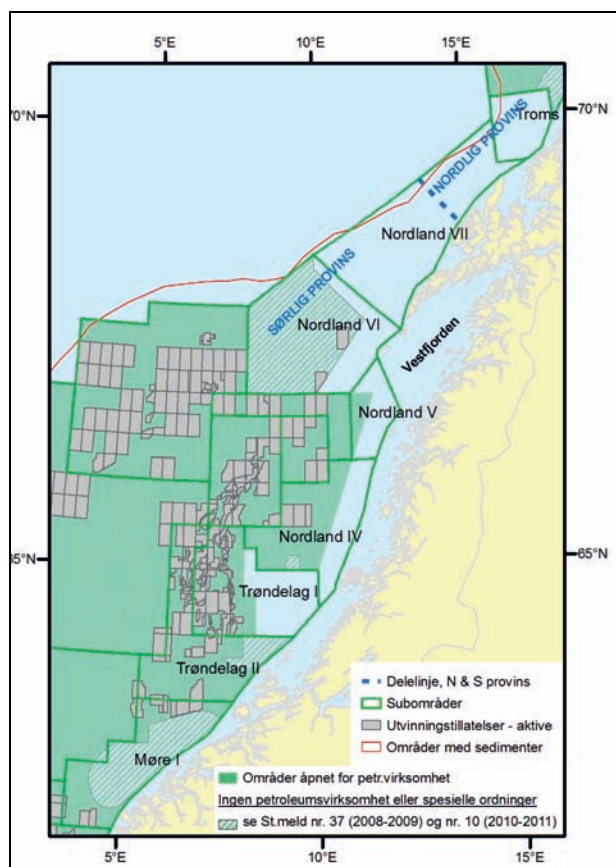
Den 22. oktober 1981 inngikk Norge og Island en overenskomst om kontinentalsokkelen i området mellom Island og Jan Mayen (St.prp. nr. 61 (1981–82)). I avtalen slås det fast at avgrensningsslinjen mellom partenes deler av kontinentalsokkelen i området mellom Island og Jan Mayen skal falle sammen med den for landenes økonomiske soner. Avtalen har videre bestemmelser om et særlig samarbeid vedrørende eventuell, framtidig petroleumsvirksomhet i et nærmere definert område mellom Island og Jan Mayen. Dette området utgjør til sammen 45 470 km². Av dette ligger 32 750 km² på norsk side av avgrensningsslinjen og 12 720 km² på islandsk side.

Islandske myndigheter la i 2006 frem en strategisk konsekvensutredning som forberedelse til petroleumaktivitet på islandsk sokkel. I 2009 ble det gjennomført en konsesjonsrunde i det islandsk havområdet. Konsesjonsrunden resulterte ikke i tildelinger. Island arbeider med en ny konsesjonsrunde, hvor det tas sikte på tildeling av utvinningstillatelser i 2012. I forbindelse med petroleumaktiviteten på islandsk side og gjennomføring av åpningsprosessen for norske havområder ved Jan Mayen, vil det være jevnlig dialog mellom norske og islandske myndigheter.

I den delen av samarbeidsområdet som ligger nord for avgrensningsslinjen (norsk kontinentalsokkel) gis Island adgang til å delta med en andel på 25 pst. ved leting etter og utvinning av petroleumforekomster. Om ønskelig, kan Island

Tabell 6.2 Oversikt over uåpnet areal i Norskehavet

Nordland IV	5 600 km ²
Nordland V	4 000 km ²
Nordland VI	21 600 km ²
Nordland VII	23 400 km ²
Troms II	5 300 km ²
Trøndelag I	7 000 km ²
Trøndelag II	2 000 km ²
Møre I	9 000 km ²
Nordland IV	5 600 km ²
Nordland V	4 000 km ²



Figur 6.6 Det nordøstlige Norskehavet.

Kilde: Oljedirektoratet.

beslutte slik deltakelse på det tidspunkt et felt besluttes utbygget. I samarbeidsområdet sør for avgrensningsslinjen (islandsk kontinentalsokkel) gis Norge adgang til å delta i petroleumsvirksomheten med en tilsvarende andel, men da bare fra og med tildelingstidspunktet.

Regjeringen vil:

- Videreføre dialogen med islandske myndigheter for å ivareta norske interesser i samarbeidsområdet ved Jan Mayen.

6.4.2 Norskehavet

Et område nordøst i Norskehavet er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. Dette området omfatter arealer i Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. I denne sammenheng omtales disse områdene som det nordøstlige Norskehavet. Lenger sør langs kysten er det også områder i Trøndelag I og II, samt ved Møre hvor det ikke vil bli utlyst konsesjonsrunder fram til oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet, senest 2014. Samlet sett utgjør dette et betydelig areal, jf. tabell 6.2. I avsnittet omtales også den del av Nordland VI som er åpnet, men hvor det ikke vil være petroleumsaktivitet i denne stortingsperioden.

Petroleumsfaglig beskrivelse av det nordøstlige Norskehavet

I det nordøstlige Norskehavet finnes en variert og kompleks geologi. Havdypet er generelt under 400 meter på sokkelområdet. Kontinentalskråningen i vest og nordvest stuper ned til mer enn 2500 meter. Petroleumsgeologisk kan området deles i en sørlig provins som omfatter Nordland IV, Nordland V, Nordland VI og sørlige Nordland VII, og en nordlig provins som omfatter nordlige del av Nordland VII og Troms II.

Det seismiske datagrunnlaget i det nordøstlige Norskehavet varierer både i omfang og kvalitet. Oljedirektoratet gjennomførte i perioden 2007–2009 innsamling av 2D-seismikk, 3D-seismikk og andre data om undergrunnen i Nordland VII og Troms II. Det har også vært samlet inn 2D-seismikk i dette området tidligere. I tillegg er det gjennomført flere grunne borer og en undersøkelsesbrønn. Flere undersøkelsesbrønner er boret rett utenfor området. Basert på nye og tidligere innsamlede data har Oljedirektoratet kartlagt områdene og beregnet ressurspotensialet.

Hovedtrekkene i geologien, ressurstemat og verdivurdering av ulike ressursutfall er beskrevet i egne rapporter fra Oljedirektoratet¹. Nordland

¹ Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (OD, 2010), Geofaglig vurdering av petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (OD, 2010), Økonomisk vurdering av uoppdagede petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (OD, 2010).

VI framstår som det mest prospektive området for petroleumsressurser. Samtidig viser kartleggingsarbeidet at uåpnet del av Nordland V, Nordland VII og Troms II også har et petroleums potensial. Kartleggingen tyder på at de nødvendige geologiske forutsetninger for å gjøre funn er tilstede, og at muligheten for å gjøre funn er vurdert som gode. Basert på ny kartlegging, prospektevaluering og letemodellanalyse anslås de samlede forventede uoppdagede ressursene å ligge på vel 200 mill. Sm³ o.e. Usikkerhetsspennet anslås til å være på mellom 76–371 mill. Sm³ o.e. Størstedelen av ressursene forventes i Nordland VI. Nordland VII og Troms II har et samlet forventet ressursestimat på høyde med det for Nordland VI.

Øvrige områder i Norskehavet

Mørkekysten ble utsatt for flere perioder med heving og erosjon. Dette har resultert i at tykke pakker med sedimenter er fjernet. Hevingen og skråstillingen av lagene kan ha medført lekkasje av hydrokarboner opp til havbunnen.

Den seismiske datadekkingen på Møre er forholdsvis god. Det ble boret flere undersøkelsesbrønner og flere grunne borer i området før det ble unntatt for petroleumsvirksomhet. Det ble ikke påvist hydrokarboner i disse brønnene, men det er gjort flere små funn rett sør for området. I St.meld. nr. 37 (2008–2009) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan)* heter det at «På Mørebankene vil det frem til oppdateringen av forvaltningsplanen, senest i 2014, ikke bli utlyst konsesjoner. Regjeringen vil da vurdere dette spørsmålet på nytt».

I Trøndelag I og II er den seismiske datadekkingen forholdsvis god. En rekke undersøkelsesbrønner som er relevante for dette området er boret på Trøndelagsplattformen. I uåpnet del av Trøndelag I er det boret en vitenskapelig, grunnbrønn. De grunne borehullene utenfor Trøndelags- og Nordlandskysten gir også nyttig informasjon om bergartenes sammensetning og alder. Det mest kritiske elementet for prospektiviteten er om det finnes moden kildebergart. Det er boret flere tørre undersøkelsesbrønner på Trøndelagsplattformen vest for det uåpnede området. En kan likevel ikke utelukke at det finnes olje og gass i det uåpnede området.

Vurdering og konklusjon

Siden 1984 har ulike deler av det nordøstlige Norskehavet vært omfattet av konsekvensutredning

ger, jf. boks 6.2. Deler av Nordland VI er åpnet, men det vil ikke være petroleumsvirksomhet der i denne stortingsperioden. Det vil heller ikke bli utlyst nye blokker i området i perioden. De øvrige områdene er ikke åpnet.

Det gjennomføres ikke konsekvensutredning etter petroleumsloven i Nordland VII og Troms II og i uåpnede deler av Nordland IV, V og VI i denne stortingsperioden. Departementet skal gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes som grunnlag for neste oppdatering av forvaltningsplanen. Arbeidet vil starte opp raskt. Temaene for kunnskapsinnhenting vil blant annet inkludere samfunns- og næringsmessige virkninger og ringvirkninger, herunder virkninger for reiseliv og fiskerinæringen. Temaene vil bli fastsatt i samspill med regionale og lokale myndigheter, sektormyndigheter og fagmiljøer.

I uåpnede deler av Nordland IV og V vil det også være behov for å styrke kunnskapen om petroleumsressursene gjennom seismikkundersøkelser og andre geologiske datainnsamlinger i regi av Oljedirektoratet og i dialog med fiskerinæring og fiskerimyndigheter. Oljedirektoratet sammenstiller datapakker med relevant seismikk fra Nordland VI, VII og Troms II som legges ut for salg.

Basert på Oljedirektoratets nye kartlegging framstår Nordland VI som det mest prospektive området for petroleumsressurser. Nordland VII og Troms II har et samlet forventet ressursestimat på høyde med det som forventes i Nordland VI. Ressursestimatet for olje er større enn for gass i Nordland VI og VII. I Troms II er det størst sannsynlighet for gass.

Regjeringen vil:

- Gjennomføre en kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes som grunnlag for neste oppdatering av forvaltningsplanen.
- Styrke kunnskapen om petroleumsressursene i uåpnede deler av Nordland IV og V gjennom seismikkundersøkelser og andre geologiske datainnsamlinger i regi av Oljedirektoratet og i

dialog med fiskerinæring og fiskerimyndigheter.

- Legge ut for salg datapakker med relevant seismikk fra Nordland VI, VII og Troms II.

6.4.3 Barentshavet sør

De deler av Barentshavet som ligger sør for 74°30' N og som ikke er tilgjengelig for petroleumsvirksomhet i dag, omtales i dette avsnittet. Dette gjelder den delen av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningslinjen, et område i vest som også er dekket av sedimentære bergarter og som omtales som Bjørnøyviften, en 65 km sone rundt Bjørnøya, områdene ved iskannten og Polarfronten og kystsonen langs Troms og Finnmark. Havdypet i Barentshavet sør er gjennomsnittlig under 400 meter, mens kontinental-

skråningen i vest ved Bjørnøyviften strekker seg ned til mer enn 2000 meter.

Petroleumsfaglig beskrivelse

Det er påvist hydrokarboner øst og vest for tidligere omstridt område. Dette gir håp om at det kan være hydrokarboner også i den delen som ligger vest for avgrensningslinjen. Datagrunnlaget er for dårlig til at en kan gi et ressursanslag for området. På begynnelsen av 80-tallet ble det inngått enighet mellom Russland og Norge om et moratorium for videre petroleumsaktivitet i det omstridte området. I forkant av moratoriet ble det fra norsk side samlet inn enkelte seismiske linjer i et begrenset område øst for sektorlinjen. Disse linjene viser at geologiske formasjoner som finnes vest for sektorlinjen fortsetter inn i området mot midtlinjen. På norsk side vest for avtaleområdet er det gjort

Boks 6.2 Uåpnede deler av Norskehavet – historikk

1984: Troms II ble konsekvensutredet, området ble ikke åpnet.

1989: Området var omfattet av utredningene som ble gjennomført i forkant av at Barentshavet Sør ble åpnet. Området ble ikke foreslått åpnet.

1994: Nordland IV, V og VI ble konsekvensutredet og delvis åpnet. Kystnære deler ble ikke åpnet. I et område midt i Nordland VI ble det gitt anledning til å bore seks letebrønner. Nordland VII ble ikke åpnet.

1996: Det ble tildelt to utvinningstillatelser i Nordland VI.

2001: Den andre brønnen i Nordland VI ble avbrutt. Det ble besluttet å gjennomføre en utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet (ULB) før eventuell videre petroleumsvirksomhet i disse områdene.

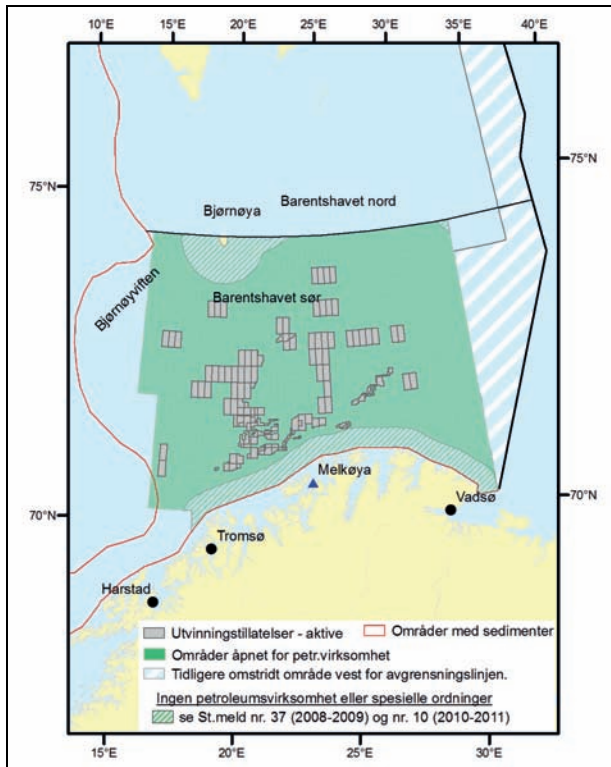
2003: ULB lagt frem. Det ble besluttet at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. Videre, at en vurdering av videre aktivitet skulle foretas i forbindelse med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet.

2006: I St.meld. nr. 8 (2005–2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten* (forvaltningsplan) ble det besluttet at det ikke skal igangsettes petroleumsvirksomhet i Nordland VI i stortings-

perioden 2005–2009. Videre at det ikke skal igangsettes petroleumsvirksomhet i Nordland VII og Troms II i daværende stortingsperiode, men at spørsmålet om petroleumsvirksomhet i disse områdene vil bli vurdert i forbindelse med revidering av forvaltningsplanen.

2009: Ved fremleggelsen av St.meld. nr. 37 (2008–2009) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet* (forvaltningsplan), ble det besluttet å ikke igangsette en åpningsprosess i de kystsonen, nordlig del. Videre at dette spørsmålet skulle vurderes i forbindelse med oppdateringen av forvaltningsplanen Barentshavet – Lofoten.

2011: I Meld. St. nr. 10 (2010–2011) *Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*, besluttet regjeringen at det i denne stortingsperioden ikke skal være petroleumsvirksomhet i de åpne deler av Nordland VI, og videre at det ikke skal igangsettes konsekvensutredning etter petroleumsloven i Nordland VII og Troms II og i uåpnede deler av Nordland IV, V og VI. Olje- og energidepartementet skal gjennomføre kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av Nordland IV, V, VI, VII og Troms II. Kunnskapen som samles inn, skal kunne brukes i en eventuell konsekvensutredning om petroleumsvirksomhet.



Figur 6.7 Barentshavet sør.

Kilde: Oljedirektoratet.

flere mindre funn. På russisk side øst for avtaleområdet er det gjort flere meget store gassfunn, inklusive Sjtokman og Kildinskoya. Det er muligheter for at petroleumssressurser kan være tilstede også i de nye områdene på norsk side. Det er behov for mer data i området for å gjøre en god ressurskartlegging og prospektdefinering. Oljedirektoratet anbefaler at det i første omgang samles inn 2D-seismikk og eventuelt flymagnetiske og gravimetrisk data².

Oljedirektoratet har ikke data for området ved Bjørnøya som gjør det mulig å etablere et ressursanslag for området. Ved iskanten og polarfronten er datagrunnlaget begrenset og det er derfor usikkert hvor stort petroleumspotensialet er i disse områdene. Oljedirektoratets oppfatning er at den vestlige kontinentale skråningen (Bjørnøyviften) har et begrenset ressurspotensial.

Kystsonen fra Troms II til avgrensingslinjen i Barentshavet er vurdert til å ha et begrenset petroleumspotensial.

Vurdering og konklusjon

Den sørlige delen av Barentshavet er generelt åpnet for petroleumsvirksomhet, med første utlysning i 1979. Gjennom nummererte runder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) ser man en økende interesse for området. I dag er det 53 aktive utvinningstillatelser i Barentshavet, og 86 letebrønner er avsluttet. Så langt er Snøhvit i produksjon og Goliat besluttet utbygget. Skrugard er et nytt funn som kan legge grunnlaget for en ny, selvstendig utbygging i området. For å kunne videreutvikle området er det viktig at det legges til rette for løpende aktivitet.

I tilknytning til oppdateringen av helhetlig forvaltningsplan av det marine miljø i Barentshavet – Lofoten, Meld. St. 10 (2010–2011), ble det foretatt justeringer i rammene for petroleumsvirksomheten i Barentshavet sør. Det ble besluttet ikke å videreføre politikken om ikke å igangsette ny petroleumsvirksomhet i området fra 35–50 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland; herunder på Tromsøflaket. Det samme gjelder for Eggakanten (området fra kanten av Tromsøflaket og nordover). For andre områder ble rammene videreført: I områdene ved iskanten og polarfronten, innenfor et belte på 65 km rundt Bjørnøya og i et belte på 35 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland, vil det ikke bli igangsatt petroleumsvirksomhet i denne stortingsperioden.

Oljedirektoratet vurderer den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensingslinjen med Russland som interessant med tanke på petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Det er påvist hydrokarboner øst og vest for området. Dette gir håp om at det kan være hydrokarboner også i den delen av Barentshavet sør som ligger vest for avgrensingslinjen. Datagrunnlaget i området er svært mangelfullt og en kan derfor ikke vurdere ressurspotensialet. Det er derfor behov for mer data fra området. Det vil i første omgang samles inn 2D-seismikk og eventuelt flymagnetiske og gravimetrisk data.

I tilknytning til oppdateringen av helhetlig forvaltningsplan av det marine miljø i Barentshavet og Lofoten, Meld. St. 10 (2010–2011), ble det besluttet at departementet skal igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsløven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser i det tidligere omstridte området vest for avgrensingslinjen i Barentshavet sør. Forutsatt at konsekvensutredningen gir grunnlag for det, vil regjeringen legge frem en stortingsmelding som anbefaler åpning av disse områdene for petroleumsvirksom-

² Gravimetrisk data viser variasjonen av gravitasjonsfeltet (tyngdekraften) for å avdekke sammensetningen av undergrunnen.

Boks 6.3 Avgrensningslinjen mot Russland

Den maritime avgrensningen mellom Norge og Russland i Barentshavet og Polhavet har vært gjenstand for forhandlinger i om lag 40 år. Overenskomsten mellom Norge og Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet ble undertegnet i Murmansk 15. september 2010. Begge lands nasjonalforsamlinger gav vinteren 2011 sitt samtykke til ratifisering av avtalen. Utveksling av ratifikasjonsdokumentene skjedde i Oslo 7. juni 2011. Avtalen vil tre i kraft tretti dager etter utvekslingen av ratifikasjonsdokumentene.

Overenskomsten om maritim avgrensning og samarbeid innebærer at det omstridte området på omkring 175 000 kvadratkilometer deles i to tilnærmet like deler. Arealet omfatter områder både nord og sør i Barentshavet. Avtalen har også bestemmelser om samarbeid mellom partene dersom en olje- eller gassforekomst skulle strekke seg over avgrensningslinjen. Deresom man finner slike grenseoverskridende petroleumsforekomster, har avtalen detaljerte regler og prosedyrer med sikte på å sikre en ansvarlig og kostnadseffektiv forvaltning av petroleumsressursene.

het. Konsekvensutredningen vil bli igangsatt når overenskomsten mellom Norge og Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet er trådt i kraft.

Regjeringen vil:

- Når overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet er trådt i kraft, igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsloven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør.
- Når overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet er ratifisert i begge land, igangsette datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør.
- Legge til rette for ny petroleumsvirksomhet i området fra 35–50 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland og i Eggakanten gjennom å inkludere disse områdene i framtidige konsesjonsrunder.

6.4.4 Barentshavet nord og Polhavet

Barentshavet nord omfatter havområdene mellom Norskehavet i vest og den maritime avgrensningslinjen mot Russland i øst. I sør er området avgrenset ved 74°30' N. I nord strekker området seg nord for Svalbard. Arealet for hele norsk del av Barentshavet nord samt de delene av Polhavet som har sedimentære bergarter, er i størrelsesorden 489 100 km². Arealet i den nye delen av

Barentshavet nord er 35 000 km². Havdypet på sokkelen er generelt under 400 meter, mens kontinentalsokkelskråningen i vest og nord strekker seg ned til mer enn 2 500 meter. Vinterstid er store deler av havområdet dekket av drivis.

De siste 15 årene har den vitenskaplige utforskningen av Polhavet vært sterkt økende. Land som USA, Russland, Tyskland og Sverige driver en utstrakt og kontinuerlig aktivitet i hele Polhavet. Prosjektet med kartlegging av sokkelens ytre grense har gjort Oljedirektoratet til en interessant aktør for de internasjonale forskningsmiljøene i området. Årsaken til dette er at norske myndigheter har hatt egne data og egen aktivitet å vise til. I denne sammenhengen har Oljedirektoratet hatt et utstrakt samarbeid med de statlige russiske kartleggingsinstituttene.

Petroleumsfaglig beskrivelse

Utforskning av petroleumspotensialet i uåpnede områder i Barentshavet har gjennom mange år hatt lav prioritet, men datainnsamling har vært foretatt av Oljedirektoratet. Undersøkelsene viser at det er et større område hvor sedimentære bergarter er til stede. Datagrunnlaget i Barentshavet nord er gammelt og har dårlig dekning.

Vurdering og konklusjon

Interessen for de nordlige områdene er økende. Regjeringen har definert nordområdene som sitt viktigste strategiske satsingsområde utenrikspolitisk. Nærvær, aktivitet og kunnskap er grunnpillarene i satsingen. Ambisjonen er at Norge skal

Boks 6.4 Fastsettelse av yttergrensen for norsk kontinentalsokkel

FNs Kontinentalsokkelkommisjon gav i sin anbefaling i april 2009 Norge medhold i å kunne fastsette grensen for sin kontinentalsokkel utenfor 200 nautiske mil i tre områder: i Nansenbassenget i Polhavet nord for Svalbard, i Smutthullet mellom Norge og Russland i Barentshavet og i Smutthavet, dvs. området utenfor 200-milsgrensen mellom fastlands-Norge og Jan Mayen og Grønland.

Sokkelområdet utenfor 200 nautiske mil i Nansenbassenget er på om lag 14 000 km² og dekker dyphavsområder med om lag 4000 meters vandyp. Ut fra felles interesser mellom Norge og Russland om den nordlige avgrensningen av kontinentalsokkelen samarbeidet tekniske etater i de to statene om kartleggingen av området.

Etter at enigheten om avgrensningslinjen mellom Norge og Russland kom på plass, er det nå klart at norsk sokkel i det tidligere omstridte området blir på om lag 88 000 km², hvorav om lag 8 600 km² ligger i Smutthullet. Avklaringen har stor betydning for å få en effektiv forvaltning av denne delen av sokkelen i framtiden, og vil for norske myndigheter kunne føre til lettere samarbeid med russiske myndigheter i området.

Norges kontinentalsokkel utenfor 200 nautiske mil i Smutthavet kan utgjøre opp til om lag 250 000 km². I den sørlige delen av dette området tar imidlertid også Island og Danmark med Færøyene sikte på å dokumentere kontinentalsokkel utenfor 200 nautisk mil. I september 2006 ble det undertegnet en forhandlingsprotokoll mellom Norge, Island og Danmark/Færøyene om framgangsmåten for avgrensningen av kontinentalsokkelen og i sørlige del av Smutthavet. Protokollen må følges opp med formelle avgrensningsavtaler når Kontinentalsokkelkommisjonen har avgitt sin anbefaling til Island og Danmark/Færøyene for dette området. Derksom Island og Danmark/Færøyene får anbefa-

linger fra Kontinentalsokkelkommisjonen i tråd med sine sokkelframlegg, vil de islandske og færøyske sokkelarealene til sammen utgjøre om lag 60 000 km². Norsk kontinentalsokkel i Smutthavet vil da bli på om lag 190 000 km². Størstedelen av dette arealet dekker dyphavsområder på 3000–3500 meter vandyp.

Dyphavsområdene i Polhavet og i Smutthavet som nå er inkludert i norsk sokkel utenfor 200 nautiske mil regnes ikke som prospektive områder for olje og gass. De kan imidlertid inneholde andre typer ressurser som man nå ikke kjenner til. Den del av tidligere omstridte område som nå befinner seg på norsk side av avgrensningslinjen, er derimot del av det grunne sokkelområdet i Barentshavet, og derved en del av de prospektive delene av norsk kontinentalsokkel.

For utnyttelse av de ikke-levende ressurser på kontinentalsokkelen utenfor 200 nautiske mil fra grunnlinjene, gjelder særregel om plikt til avståelse av produksjonsavgift etter Havrettskonvensjonens art. 82 til fordel for utviklingsland og kystløse stater. En nærmere beskrivelse av forpliktelsene i art. 82 følger av St.prp. nr. 37 (1995–96) om samtykke til ratifikasjon av Havrettskonvensjonen.

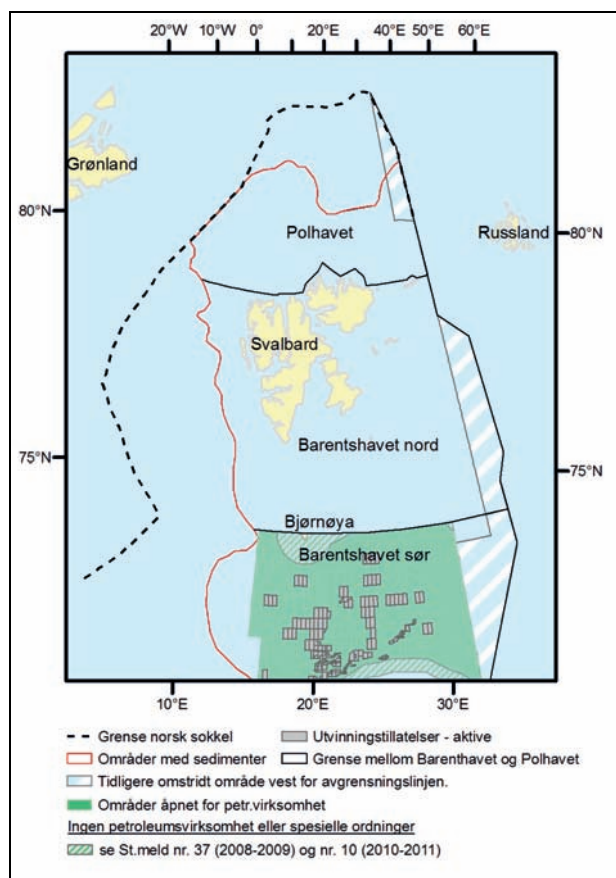
Det er i 21. konsesjonsrunde utlyst nye blokker i Vøringplataet, hvorav fire befinner seg utenfor 200 nautiske mil fra grunnlinjen. Dette kan aktualisere Norges plikt til å avstå produksjonsavgift etter Havrettskonvensjonens art. 82. Avgiftsforpliktelsen inntreder det sjette produksjonsåret på et produksjonssted, og skal det første året utgjøre én prosent av verdien eller mengden av produksjon på et produksjonssted. Deretter økes satsen med ett prosentpoeng for hvert etterfølgende år til det tolvte året, og skal deretter forbli syv prosent ut produksjonstiden. Avgiftsforpliktelsen påhviler den norske stat, men vil også kunne overveltes selskapene direkte.

være helt i front internasjonalt når det gjelder utvikling av kunnskap om, for og i nordområdene. Videre tas det sikte på at Norge skal være den fremste forvalter av miljøet og naturressursene i nordområdene. Vi har i dag begrenset kunnskap om Barentshavet nord og Polhavet. Et sentralt ele-

ment i nordområdestrategien er å gjennomføre prosjekter for å utvikle ny kunnskap.

6.4.5 Nordsjøen og Skagerrak

Skagerrak er betegnelsen på havområdet mellom Danmark, Sverige og Sør-Norge. I denne



Figur 6.8 Barentshavet nord og Polhavet.

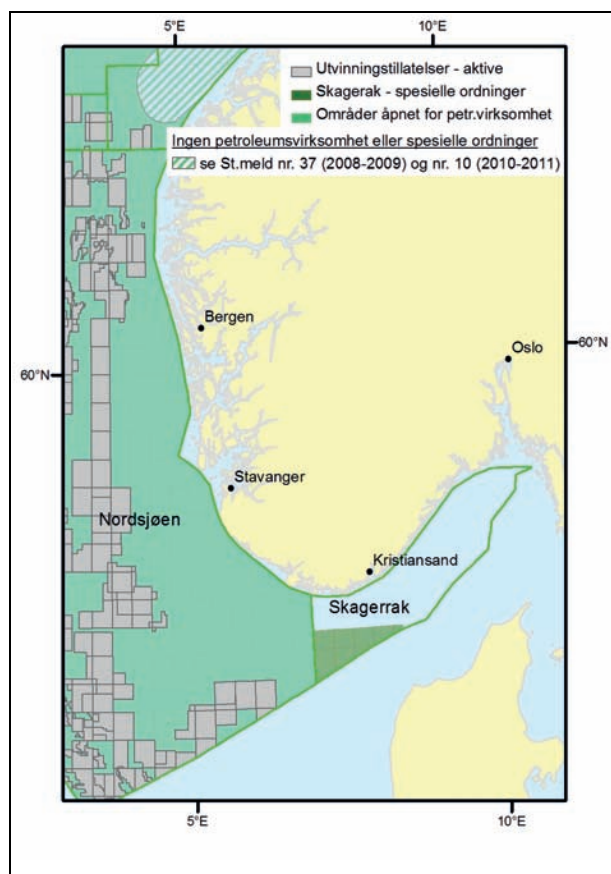
Kilde: Oljedirektoratet.

beskrivelsen er Skagerrak avgrenset til området mellom grunnlinjen og grensen mot Danmark og Sverige, øst for 7° Ø, jf. figur 6.10. Arealet av hele Skagerrak er 14 800 km², uåpnet del av Skagerrak er 12 300 km². Havdypet i Skagerrak varierer fra 100 til om lag 750 meter.

Petroleumsfaglig beskrivelse

I den nordlige delen av området, som ikke har vært åpnet, er det samlet inn en begrenset mengde seismikk. Disse dataene er av eldre dato og har lav kvalitet. Det er behov for å samle inn ny seismikk dersom man skal gjøre en ny geologisk kartlegging av området. En undersøkelsesbrønn ble boret rett vest for Skagerrak. Det ble ikke påvist hydrokarboner eller kildebergart i brønnen, men gode reservoarbergarter ble påtruffet.

Oljedirektoratet antar at det største potensialet for olje- og gassforekomster finnes i sørlige del av Skagerrak.



Figur 6.9 Nordsjøen.

Kilde: Oljedirektoratet.

Vurdering og konklusjon

I 1987 ble det igangsatt forberedelse til en konsekvensutredning for hele Skagerrak. Konsekvensutredningen ble lagt fram i St.meld. nr. 26 (1993–94). Stortinget besluttet på den bakgrunn at en del av Skagerrak skulle gjøres tilgjengelig for lettevirksomhet i 1994. Dette område som ligger nord for linjen 57°40' N og øst for 8°30' Ø ble gjort tilgjengelig for lettevirksomhet på særskilte vilkår. Det vil kunne gis tillatelse til å bore inntil fire lettebrønner i området, før en eventuelt tar spørsmålet om videre åpning opp med Stortinget. De øvrige deler av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet.

I forbindelse med myndighetsbehandlingen av spørsmålet om letteboring i Skagerrak tok svenske myndigheter kontakt og ønsket tilleggsutredninger av mulige konsekvenser for den svenske vestkysten. Etter en samlet vurdering av miljø- og fiskerihensyn, samt aktivitetsnivået i sektoren, ble det ikke tildelt utvinningstillatelser i Skagerrak.

Det er boret flere tørre brønner rett vest for området. Området har størst potensial i sørlige del.

Regjeringen vil:

- Vurdere det fremtidige behovet for ny kunnskap om petroleumsressursene i Skagerak.

6.4.6 Elementer i en åpningsprosess

Regjeringen har valgt å etablere helhetlig forvaltningsplan som verktøy for beslutninger knyttet til utnyttelse av havområdene. Siktemålet er å legge til rette for verdiskaping og sameksistens mellom de enkelte næringene gjennom bærekraftig bruk av ressurser og økosystemtjenester. Samtidig skal økosystemenes struktur, funksjon og produktivitet opprettholdes, og naturmangfoldet bevares.

Før vi kan ha petroleumsvirksomhet i et havområde må det gjennomføres en åpningsprosess. Petroleumsloven gir hjemmel for ressursforvaltningen, herunder igangsetting av åpningsprosesser. Petroleumsloven forvaltes av petroleumsmyndighetene. Først når et område er åpnet vil det kunne tildeles utvinningstillatelser etter fastsatte bestemmelser og visse miljø- og fiskerimessige vilkår.

Elementer i en åpningsprosess

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget Stortingets beslutning baseres på. Beslutning om åpning av et område tas av Stortinget.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en kartlegging av geologien og dermed ressurspotensialet i området. En første kartlegging av geologien kan eksempelvis omfatte innsamling av seismikk, boring av grunne brønner, elektromagnetiske undersøkelser eller flymagnetiske undersøkelser. Undersøkelsene gjennomføres vanligvis av Oljedirektoratet.

Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnmessige

virksomheter av petroleumsvirksomhet i området. Dette inkluderer mulig fare for forurensning samt de økonomiske og sosiale virkninger petroleumsvirksomheten kan ha. En slik vurdering gjøres ved at det utarbeides en konsekvensutredning i regi av Olje- og energidepartementet. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess.

I første del av konsekvensutredningsprosessen utarbeides et forslag til utredningsprogram. Dette inneholder en beskrivelse av hva som skal utredes. Utkastet til utredningsprogram sendes på offentlig høring. Departementet fastsetter så på bakgrunn av programforslaget og høringsuttalelsene utredningsprogrammet.

Etter fastsettelse av utredningsprogrammet vil det kunne være behov for å styrke kunnskapen om blant annet miljøverdiene i det aktuelle området. Eksempler er kartlegging av sjøfugl, havbunn, pelagiske arter og tilstedeværende fauna. Behovet for datainnsamling vil imidlertid avhenge av kunnskapsstatus innenfor det enkelte fagområde.

På bakgrunn av kunnskap om miljøverdiene og andre relevante samfunnsforhold og oppfatning om en mulig framtidig petroleumsvirksomhet i området, gjennomføres selve konsekvensutredningen.

Tema i konsekvensutredningene kan være:

- Forhold med betydning for løsninger, design og operasjoner
- Samfunnmessige konsekvenser
- Regulære utslipp til sjø
- Fysiske inngrep
- Konsekvenser for andre virksomheter
- Hendelser med akutt forurensning

Konsekvensutredning og underlagsrapporter sendes på offentlig høring.

Utredningene, høringsuttalelsene og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Mulige vilkår til en åpning omtales i stortingsmeldingen. Stortinget tar beslutning om åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det angjeldende område, inklusive eventuelle vilkår.

Boks 6.5 Om åpningsprosesser i petroleumsløven

I petroleumsløvens § 3-1 står det følgende om åpning av nye områder:

«Før åpning av nye områder med sikte på tildeling av utvinningstillatelse, skal det finne sted en avveining mellom de ulike interesser som gjør seg gjeldende på det aktuelle området. Under denne avveiningen skal det foretas en vurdering av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten og mulig fare for forurensninger samt de økonomiske og sosiale virkninger som petroleumsvirksomheten kan ha.

Spørsmålet om åpning av nye områder skal forelegges lokale myndigheter og sentrale interesseorganisasjoner som kan antas å ha særlig interesse i saken. Videre skal det ved offentlig kunngjøring gjøres kjent hvilke områder det foreligger planer om å åpne for petroleumsvirksomhet og arten og omfanget av den virksomhet det gjelder. Interesserte skal gis en frist på minst 3 måneder til å uttale seg. Departementet avgjør hvilken saksbehandling som skal følges i det enkelte tilfelle.»

7 Det ytre miljø, beredskap og sikkerhet

Hensyn til andre næringer og ivaretagelse av det ytre miljø har fra starten vært en integrert del av forvaltningen av petroleumsvirksomheten. Det er gjennom 40 år utviklet et omfattende virkemiddelapparat som ivaretar hensynet til andre næringer og det ytre miljø i alle faser av virksomheten – fra åpning av nye områder, via tildelinger av konsesjoner, leting, utbygging og drift og fram til avslutningen av et felt.

Utslipp fra petroleumsvirksomheten deles ofte opp i tre ulike deler; driftsutslipp til sjø, driftsutslipp til luft og akutte utslipp. Akutte utslipp er utslipp som ikke er planlagt og heller ikke tillatt etter forurensningsloven. Driftsutslipp til sjø er i all vesentlig grad rensert vann som stammer fra reservoarene (produsert vann) og utboret steinmasse (borekaks) som stammer fra boreaktivitet. Utslipp til luft er i overveiende grad eksos fra energiproduksjon som trenges for å drive innretningene. I tillegg er det noe forbrenning av gass over fakkelløp og sikkerhetsmessige årsaker og avdamping av lette oljekomponenter ved lagring og lasting av råolje.

Blant annet som følge av en rekke virkemidler etablert i løpet av mer enn 40 år med petroleumsvirksomhet og et sterkt fokus på å begrense utslippene hos myndigheter og selskaper, er norsk sokkel blant de fremste i verden når det gjelder utslipp til luft per produsert enhet, jf. figur 7.1.

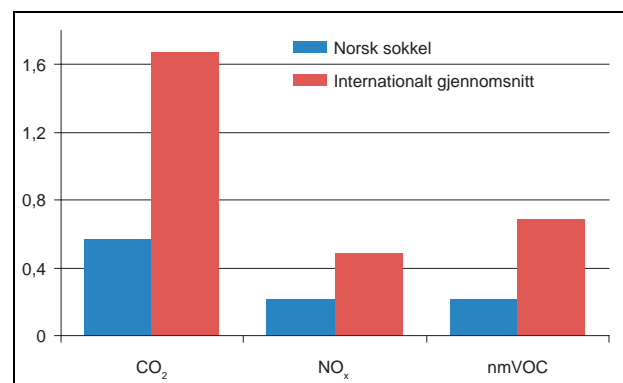
Det er etablert et mål om null miljøfarlige og miljøskadelige utslipp til sjø (nullutslippsmålet). Målet anses for å være nådd for tilsatte miljøfarlige kjemikalier, men målet for utslipp av olje og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer i produsert vann er ikke nådd i samme grad. I 2007 var 90 pst. av kjemikalieutslippene stoffer som ikke antas å utgjøre noen fare for marint miljø. I dag reinjiseres deler av vannet som er med opp fra reservoarene. En unngår da å tilføre havet oljedråper og kjemikalierester som er igjen etter at vannet er rensert. Samtidig medfører det energibruk på innretningen, da vannet trykkes tilbake i undergrunnen.

De to største akuttutslippene som har skjedd på kontinentalsokkelen var utblåsningen på Bravo-

plattformen i 1977 og et uhell i forbindelse med oljelasting på Statfjord-feltet i 2007. Det har ikke forekommet at akuttutslipp på kontinentalsokkelen har nådd kysten. Selskaper og myndigheter har hver dag fokus på å håndtere risikoen ved virksomheten på en god måte, slik at dette heller ikke skal skje i framtida. Sikkerhetsstandarden på norsk sokkel er høy.

45 år med petroleumsaktivitet på norsk sokkel har vist at det lar seg gjøre å forene produksjon av olje og gass med miljøhensyn. Men vi er ikke i mål; aktørene må fortsatt arbeide intensivt med å finne nye, effektive løsninger som reduserer utslippene fra virksomheten ytterligere. Helhetlige vurderinger ved etablering av nye mål og kostnadseffektiv virkemiddelbruk for å nå disse er viktig, slik at ressursutnyttelse og ulike miljøhensyn kan balanseres på en god måte.

Forvaltningsansvaret for petroleumssektoren er fordelt på flere departementer og direktorater. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har ansvar for å sikre en god og forsvarlig forvaltning av olje- og gassressursene. Arbeidsdepartementet og Petroleumstilsynet har ansvaret for helse, arbeidsmiljø og sikkerhet. I en kommende stortingsmelding om arbeidsmiljø, arbeidsfor-



Figur 7.1 Utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt for andre petroleumsproduserende land for året 2008.

Enhet i 100 kg per Sm³ o.e. for CO₂ og i kg per Sm³ o.e. for øvrige komponenter.

Kilde: OLF og EnvironmentWeb.

hold og sikkerhet i norsk arbeidsliv vil Arbeidsdepartementet legge fram en bredere oppdatert status for HMS-tilstanden i virksomheten. Fiskeri- og kystdepartementet ved Kystverket har ansvar for statens beredskap mot akutt forurensning og for å koordinere private, kommunale og statlige aktører i et nasjonalt beredskapssystem. Miljøverndepartementet og Klima- og forurensningsdirektoratet har ansvar for regulering av utslipp til luft og sjø gjennom utslippstillatelser, samt stiller krav til beredskap mot akutt forurensning i petroleumsvirksomheten. Miljøverndepartementet vil i en kommende stortingsmelding om norsk klimapolitikk legge fram en bred gjennomgang av status og mål for klimapolitikken.

7.1 Moderne og omfattende regulering

Petroleumsvirksomheten er underlagt strenge krav til ivaretagelse av det ytre miljø. Det er etablert et omfattende og grundig system som består av blant annet forvaltningsplaner, konsekvensutredninger, utslippstillatelser og økonomiske virkemidler. For å legge til rette for en best mulig oppfølging har helse-, miljø-, arbeidsmiljø- og sikkerhetsmyndighetene i samarbeid utviklet et integrert helhetlig regelverk for helse, miljø og sikkerhet.

Kostnadseffektiv virkemiddelbruk er et bærende prinsipp for forvaltningen av petroleumsressursene i Norge. Dette innebærer at det skal gjøres kost-/nyttevurderinger av tiltak som reduserer utslipp til luft og sjø, og at tiltakene med lavest kostnad iverksettes først. Prinsippet om kostnadseffektivitet er også bærende i norsk klimapolitikk. Forurenser skal betale, og miljø- og klimamålene skal nås gjennom bruk av kostnadseffektive virkemidler. Petroleumsvirksomheten i Norge har betalt CO₂-avgift siden 1991 og, i tillegg, vært en del av kvotesystemet siden 2008.

Gjennom forvaltningsplanene etableres det overordnede rammer som balanserer interessene knyttet til næringsvirksomhet og ivaretagelse av det ytre miljø. Etter omfattende faglige vurderinger blir det, blant annet, fastsatt vilkår for ny petroleumsvirksomhet i forvaltningsplanområdene. Disse områdebaserte vilkårene er fastlagt spesielt ut fra avveininger mellom petroleums-, fiskeri- og miljømessige hensyn.

Før et område skal åpnes for petroleumsaktivitet gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget som Stortinget sin beslutning om

eventuell åpning skal baseres på. En åpningsprosess inkluderer en kartlegging av ressursgrunnlaget for petroleum. I tillegg skal det foretas en vurdering av de nærings- og miljømessige virkningene av eventuell petroleumsvirksomhet og mulig fare for forurensning, samt de økonomiske og sosiale virkningene som petroleumsvirksomheten kan ha. Dette gjøres gjennom en konsekvensutredning.

I forbindelse med innsamling av seismisk data, skal denne aktiviteten meldes myndighetene 5 uker før oppstart. Det er i tillegg lagt begrensninger for seismikkinnsamling i de mest sårbare områdene gjennom forvaltningsplanene. Slike begrensninger kan være tidsbegrensning av slik aktivitet for eksempel under gytevandring eller gyting. Dette skal bidra til å hindre seismisk innsamling når naturressursene kan være ekstra sårbare. Det er også krav om at det skal være en fiskerikyndig person om bord i fartøyet under innsamling av seismikkdata. Den fiskerikyndige personen skal være bindeledd mellom petroleums- og fiskerinæringen, slik at begge næringene kan utøve sin virksomhet på best mulig måte.

Det er strenge krav knyttet til leteboring. Det må hentes inn tillatelse for leteboring fra Oljedirektoratet for hver enkelt brønn som skal bores. Tillatelsen forutsetter at tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven og samtykke til leteboring fra henholdsvis Klima- og forurensningsdirektoratet og Petroleumstilsynet er gitt. Gjennom forvaltningsplanene er det i tillegg lagt begrensninger på leteboring i spesielt sårbare områder, for eksempel i forhold til gyting.

Som en del av en utbyggingsplan (PUD/PAD) for enkeltfelt skal operatøren blant annet utrede konsekvensene for natur og miljø av at det aktuelle funnet bygges ut. I utredningen beskrives eventuelle klima- og miljøeffekter av forventede utslipp, samt mulige avbøtende tiltak for å redusere utslippene. Både programmet for, og selve konsekvensutredningen, sendes på offentlig høring til berørte samfunnsaktører. Hensikten med dette er å sikre en bred og åpen prosess.

Siden 1996 har kraft fra land vært vurdert i forbindelse med alle nye eller reviderte utbyggingsplaner. Dette har bidratt til at flere felt har besluttet å dekke sitt energibehov fra land. I dag er nærmere 40 pst. av norsk gassproduksjon drevet med kraft fra land. Store nye kraftuttak til petroleumssektoren har konsekvenser for kraftnettet og forsyningsikkerheten på land og på innretningene. Dette må sees i sammenheng.

I driftsfasen reguleres utslippene via tillatelser etter forurensningsloven, i tillegg til de økono-

miske insentivene som selskapene løpende har til å redusere utslippene via CO₂-avgift, kvoteplikt for CO₂ og NO_x-avgift eller innbetalinger til næringslivets NO_x-fond. Selskapene deltar aktivt i næringslivets NO_x-fond. Selskapene må søke Klima- og forurensningsdirektoratet og Statens strålevern om tillatelse etter forurensningsloven for utslipp til luft og sjø og Olje- og energidepartementet om fakingstillatelse.

Myndighetene spiller en sentral rolle i forbindelse med nedstenging av felt eller innretning. Rettighetshaver skal legge frem en avslutningsplan to – fem år før en tillatelse etter petroleumsløven utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. Etter at denne planen er behandlet av relevante myndigheter blir det så fattet et disponeringsvedtak. Dette sikrer en sikkerhets-, miljø- og ressursmessig forsvarlig nedstenging og disponering av den enkelte innretning.

Forskning og utvikling er viktig for en mer miljøvennlig utvinning på norsk sokkel. Gjennom forskningsprogrammene DEMO2000 og PETROMAKS-programmet støttes en rekke prosjekter relatert til utslipp til sjø og luft. Totalt er slike miljøprosjekter i programperioden bevilget og støttet med 235 mill. kroner.

Miljøreguleringer av virksomheten foregår således på alle stadier av virksomheten; fra vurdering av om området skal åpnes, ved leting, ved vurdering av hvordan et felt skal bygges ut, ved spesifikke tillatelser knyttet til driften av feltet, ved årlige endringer av disse og fram til avslutning av produksjon og disponering av innretningene. Dette sikrer et omfattende og solid system knyttet til virksomheten, der alle relevante myndigheter er involvert. Oppdateringer av forvaltningsplaner og nye konsekvensutredninger med oppdatert kunnskap skal bidra til at beslutninger kan treffes på et best mulig og oppdatert faktagrunnlag. Høringsrunder og høringsuttalelser gir mulighet for at alle relevante aktører blir hørt, mens NO_x- og CO₂-avgiften samt kvoteplikt for CO₂ gir selskapene økonomiske insentiver til å ivareta miljøhensyn i den daglige driften. I tillegg har myndighetene mulighet til å treffe enkeltvedtak ved for eksempel godkjenning av utbyggingsplaner.

7.2 Driftsutslipp til sjø

Regulære utslipp til sjø er tillatte utslipp som reguleres gjennom utslippstillatelser. Utslippene kan være borekaks og produsert vann som inneholder

rester av tilsatte kjemikalier, olje, tungmetaller og andre naturlig forekommende stoffer fra berggrunnen, inkludert radioaktive stoffer. Kjemikalier tilsettes i bore- og brønnoperasjoner og ved produksjon av olje og gass. De tilsatte kjemikalierne er delt inn i klasser avhengig av stoffenes egenskaper, og det skilles mellom kjemikalier i grønn, gul, rød og sort kategori.

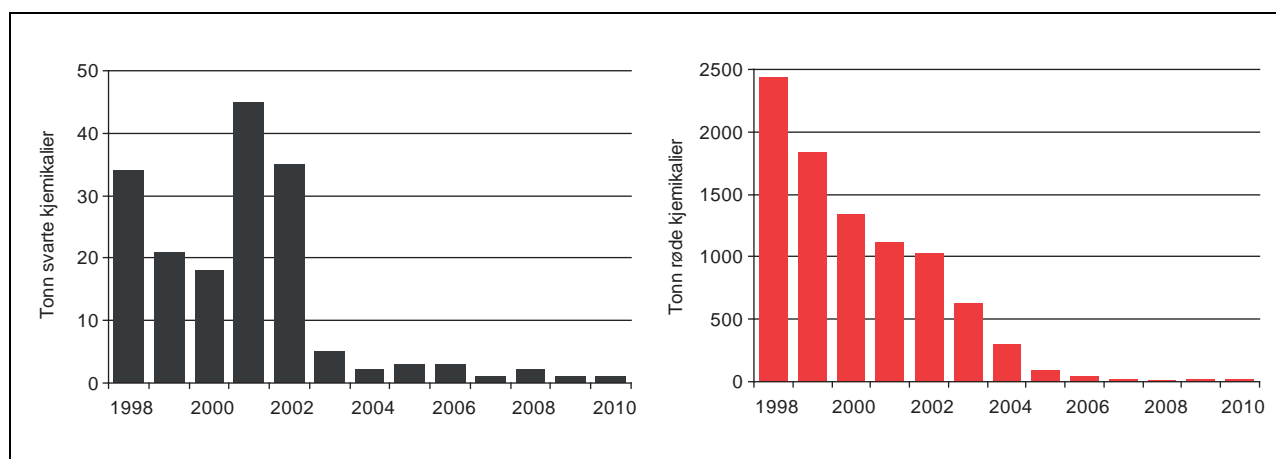
Kjemikalier i grønn kategori er stoffer som antas ikke å medføre skade eller ulemper for det marine miljø. Kjemikalier i gul kategori er vanligvis ikke definert som miljøfarlige, mens kjemikalier i rød og svart kategori er definert som farlige for miljøet. Kjemikalier i rød og svart kategori reguleres strengt og tillates bare sluppet ut der det er tungtveiende sikkerhetsmessige eller tekniske grunner.

Totale mengder kjemikalier brukt i 2009 var 480 000 tonn. Av dette ble 174 000 tonn sluppet ut, hvorav 99,9 pst. var i kategoriene grønn eller gul. De øvrige mengder ble injisert, gjenbrukt eller håndtert som avfall. Av miljøgiftene som står på myndighetenes prioriteringsliste bidrar petroleumsvirksomheten med inntil fire pst. av de nasjonale utslippene.

Etter at målet om null utslipp av olje og miljøfarlige stoffer til sjø kom i 1997, er utslippene av kjemikalier i svart kategori redusert fra 34 tonn i 1998 til knapt 1 tonn i 2010, jf. figur 7.2. Utslipp av kjemikalier i rød kategori er redusert fra 2440 tonn til 16 tonn i samme periode. Mer enn 99 pst. av alle miljøfarlige kjemikalier er fjernet i løpet av de siste ti årene. Om lag 80 pst. av de totale kjemikalieutslippene skjer ved boring og brønnoperasjoner.

Dette bekrefter at operatørens og myndighetenes arbeid med reduksjon av utslipp av tilsatte miljøfarlige kjemikalier på norsk sokkel har gitt resultater, og nullutslippsmålet for disse anses som nådd. Arbeidet med å redusere utslippene fortsetter blant annet ved å se på mulighetene for å injisere produsert vann og borekaks, samtidig som substitusjonsarbeidet med tilsatte kjemikalier fortsetter.

Den utborede steinmassen som kommer fra borehullet ved boring etter petroleum kalles for borekaks. Borekaks har vedheng av rester av borevæsker og andre kjemikalier. Hvorvidt borekaks tillates sluppet ut til havs avhenger ofte av hvilken type borevæske som er benyttet under boring. Ved boring med vannbasert borevæske (grønn kategori) vil borekaks normalt tillates sluppet ut, mens borekaks fra boring med andre borevæsker (oljebaserte eller syntetiske) normalt injiseres etter tillatelse fra Klima- og forurens-



Figur 7.2 Utslipp av tilsatte kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet fordelt på svart og rød kategori.

Kilde: Oljedirektoratet.

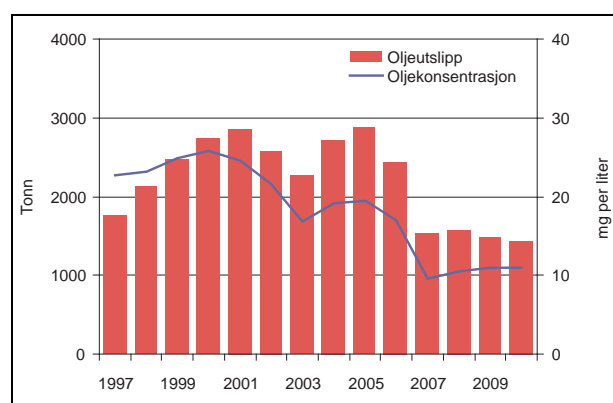
ningsdirektoratet eller fraktes til land for behandling og deponering.

Dersom borekaks tillates sluppet ut, vil den spre seg utover sjøbunnen i utslippspunktets umiddelbare nærhet. Dette vil skje i varierende tykkelse, avhengig av størrelsen på partiklene som slippes ut, strømhastigheten i vannmassene og hvor dypt utslippet skjer. Dette kalles nedslamming, og det er antatt at sårbare organismer som koraller og svamper er følsomme for dette.

Ved produksjon av olje og gass vil det følge vann opp med brønnstrømmen fra reservoaret. Dette vannet inneholder rester av tilsatte kjemikalier, olje og andre naturlige forekommende stoffer, slik som tungmetaller og radioaktive stoffer. Vannet blir enten tilbakeført til reservoaret og deponert i egnet formasjon, eller renses og deretter sluppet ut i havet. Selv om det produserte vannet renses før det slippes ut, vil det inneholde små rester av olje, samt løste stoffer. Som følge av bruk av ny renseteknologi og økt andel av vann som injiseres, er både utslippene og oljekonsentrasjonen i vannet redusert i løpet av de siste årene, jf. figur 7.3.

Mengden produsert vann er nært knyttet til aktivitetsnivået på sokkelen og hvor lenge brønnene har produsert. Andelen vann i brønnstrømmen øker jo lenger ut på halen av et felt det produseres. For å redusere utslipp til sjø støttes også en rekke prosjekter innen produsert vann, håndtering av akutte utslipp til sjø og overvåking og deteksjon av utslipp.

Oljekonsentrasjonen i det produserte vannet som slippes ut til sjø lå i 2009 på om lag 11 mg per liter. Dette er langt under maksimumsnivået på 30 mg per liter, som er fastsatt i nasjonalt regelverk



Figur 7.3 Utslipp av olje.

Kilde: Oljedirektoratet.

basert på vedtak i Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det Nordøstlige Atlanterhav (OSPAR).

7.2.1 Virkemidler for å redusere regulære utslipp til sjø

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St. meld. nr. 58 (1996–1997), *Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling* og er utdypet og presisert i en rekke stortingsmeldinger deretter. Hovedregelen er at det ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, verken kjemiske stoffer som er tilsatt eller som finnes naturlig. Det er angitt at nullutslippsmålet skal nås innenfor akseptable rammer for miljø, sikkerhet og økonomi. I 2005 vurderte Klima- og forurensningsdirektoratet nullutslippsmålet for tilsatte miljøfarlige kjemikalier som nådd.

Målet om ingen utslipp av miljøfarlige tilsatte kjemikalier (svarte og røde)¹ har siden 2005 blitt ansett som oppfylt. Av sikkerhetsmessige og tekniske hensyn vil det fortsatt være noe utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø også i årene som kommer. I 2009 ble radioaktive stoffer også inkludert i nullutslippsmålet.

Norsk regelverk gjennomfører internasjonale krav gjennom «Konvensjon om bevaring av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren» (OSPAR-konvensjonen). I henhold til konvensjonen skal oljeinnhold i utslipp være minst mulig og ikke over 30 mg per liter. Gjennom OSPAR kategoriseres også kjemikaliene etter iboende egenskaper.

Produsert vann slippes normalt ut relativt høyt i vannsøylen og de giftigste vannløselige fraksjonene vil fortynnes raskt med sjøvann. Kortsiktige (akutte) virkninger av regulære driftsutslipp av produsert vann og borekaks er vurdert å være *ubetydelige*, da disse generelt vil være av lokal og midlertidig karakter uten konsekvenser på bestandsnivå. Det er mer usikkerhet omkring

mulige langtidsvirkninger. Basert på dagens kunnskap fra forskning og overvåking er det ikke påvist konsekvenser på bestandsnivå. Det forskes imidlertid videre på dette området.

For å redusere utslipp av produsert vann injiseres vann på flere felt uten at det brukes til trykkstøtte. Denne løsningen vil medføre økt energibruk og økte utslipp av klimagasser. For gamle felt vil dette ofte også være dyrt og teknisk vanskelig. Nye virkemidler for å redusere utslipp av produsert vann til sjø fra petroleumssektoren vil derfor ses i et helhetlig perspektiv. Utslippene til sjø må ses i sammenheng med andre forhold som utslipp til luft, generering av avfall, sikkerhet og kostnader. Myndighetenes vurdering er at det ikke bør innføres et generelt krav om injeksjon.

Mengden av forurensende stoffer i produsert vann vil variere fra felt til felt. Likeledes vil kostnadene ved reinjeksjon av produsert vann variere. På noen felt vil kostnadene være forholdsvis lave, for eksempel fordi feltet uansett benytter vann til trykkstøtte og det produserte vannet kan benyttes som en del av trykkstøtteopplegget. På andre felt kan forholdet være at mengdene produsert vann vil være forholdsvis små, mens kostnadene med å reinjisere det kan være svært høye.

En vurdering fra sak til sak der miljønytte og eventuelle andre gevinster vurderes mot kostnadene ved en slik løsning, er solid forankret i norsk ressurs- og miljøforvaltning. Klima- og forurensningsdirektoratets nullutslippsrapport fra 2010 konkluderer blant annet med at det ikke bør innføres et generelt krav om injeksjon av produsert vann på norsk sokkel. Men for nye utbygginger bør det gjøres transparente samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvurderinger som også omfatter helhetlige miljøvurderinger av tiltak for å hindre utslipp av produsert vann. Det er ikke framkommet forhold som tilsier at konklusjonene fra rapporten ikke skal kunne anvendes over hele sokkelen.

Det ble stilt strengere krav for utslipp til sjø i Barentshavet enn sokkelen for øvrig. Kravet ble innført i 2003 og innebar at petroleumsvirksomhet i området skulle gjennomføres med null utslipp til sjø under normal drift, representert ved null utslipp til sjø av produsert vann og borevæske/kaks fra boring. Denne politikken ble justert i Meld St nr 10 (2010–2011), *Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. I framtida vil en regulere utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i dette forvaltningsplanområdet på samme måte som petroleumsvirksomheten på øvrige deler av norsk kontinentalsokkel.

Boks 7.1 Blåskjell måler utslipp

For å sikre forsvarlig oljevirkosomhet på sokkelen må utilsiktede forurensende utslipp effektivt og, nøyaktig måles, og informasjonen raskt sendes til de rette menneskene. Selskapet Biota Guard har tatt i bruk et biologisk «måleverktøy» for å spore mulige utslipp fra plattformer i tillegg til fysiske og kjemiske sensorer. Et slikt «måleverktøy» er blåskjell. Biota Guards system baserer seg på måling av helsen til det enkelte blåskjell. Skjellene lukker seg igjen i varierende grad, hvis de utsettes for skadelige stoffer eller opplever fysisk stress på grunn av andre trusler. Dette kan registreres og måles og kan gi en umiddelbar indikasjon på eventuelle utslipp. Prosjektet er støttet av PETROMAKS-programmet i Norges forskningsråd.

¹ Kjemikalier er delt inn i klasser avhengig av potensiell miljøfarlighet, og det skilles mellom gule, grønne, røde og svarte kjemikalier. Kjemikalier i svart kategori er i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut og omfatter blant annet miljøgiftene som står på miljøvernmyndighetenes og OSPARs prioritetslister. Kjemikalier i rød kategori er miljøfarlige og skal prioriteres for utskifting med mindre miljøfarlige alternativer (substitusjon). Stoffer i grønn kategori antas ikke å ha miljøeffekt av betydning og er listet på OSPARs PLONOR liste. Stoffer i gul kategori er de som ikke kommer inn under de andre kategoriene. (jf. aktivitetforskriften § 63).

Boks 7.2 Klimagasser, NO_x- og nmVOC-utslipp på norsk sokkel

I 2009 var totale utslipp av klimagasser i Norge på 51,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Utvinning av olje og gass stod for 12,4 mill. tonn, eller en andel på 27 pst. Klimagassutslippene fra innretningene på kontinentalsokkelen stammer i all hovedsak fra forbrenning av gass i turbiner, dieselbruk og fakling av gass.

Klimagassutslippene fra petroleumsvirksomheten anslås de nærmeste årene å ligge på rundt 14 mill. tonn CO₂-ekvivalenter per år. Utslippstviklingen er usikker, men utslippstoppen vil i følge framskrivningene nås innen 2020.

Totale NO_x-utslipp i Norge var i 2009 på 180 600 tonn, en nedgang på 4 pst. fra 2008. Petroleumsvirksomheten stod for 49 800 tonn, noe som gir norsk sokkel en andel på 29,7 pst. av samlede norske utslipp. Om lag 65 pst. av NO_x-utslippene fra norsk sokkel stammer fra turbiner. NO_x-utslipp fra turbiner avhenger av turbinlast, samt type drivstoff. For eksempel gir forbrenning i gassturbiner lavere utslipp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorer.

NO_x-utslippene fra petroleumssektoren er anslått til om lag 44 tusen tonn i 2020.

De norske utslippene av nmVOC var 141 200 tonn i 2009. Av dette stod petroleumssektoren for om lag 45 000 tonn. Utslippene i petroleumssektoren er redusert med 82 pst. fra toppåret 2001. Majoriteten av dette skyldes utslippsreduerende tiltak rettet mot lasting og lagring av olje på kontinentalsokkelen.

NmVOC-utslippene fra petroleumssektoren er anslått til om lag 28 000 tonn i 2020.



Figur 7.4 Klimagasser, NO_x - og nmVOC-utslipp på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

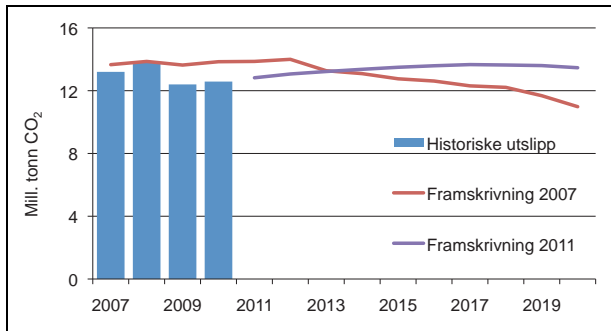
7.3 Utslipp til luft

Petroleumssektoren stod i 2009 for 27 pst. av de norske utslippene av klimagasser. Dette skyldes at sektoren er stor i Norge, at aktiviteten er energiintensiv og at fossilt brensel i liten grad brukes til stasjonær forbrenning på fastlandet. Dette skyldes utstrakt bruk av elektrisitet til oppvarming og en elektrisitetsproduksjon som domineres av vannkraft. Klimagassutslippene er stort sett avgasser fra forbrenning av gass i turbiner, fakling av gass og forbrenning av diesel. Disse avgassene inneholder blant annet CO₂.

Sektoren står også for vesentlige bidrag til andre typer utslipp til luft. Andre miljøskadelige stoffer som blir sluppet ut, er flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC), metan

(CH₄), nitrogenoksider (NO_x) og svoveldioksid (SO₂). CO₂ og CH₄ er klimagasser, NO_x og SO₂ bidrar til forurening. NmVOC vil reagere med NO_x i luft og danne ozon, som blant annet kan forårsake nedsatt plantevekst. Eksponering for nmVOC kan også være helseskadelig og kan innebære et arbeidsmiljøproblem. Utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er vesentlig lavere enn det internasjonale gjennomsnitt for oljeproduiserende land.

Det er krevende å gi anslag for framtidig utvikling i en næring. Utslipp av klimagasser påvirkes av en rekke forhold. Framskrivninger bygger derfor på en rekke beregningstekniske forutsetninger. Usikkerheten i prognosene kommer også til uttrykk ved å sammenstille tidligere framskrivninger med faktiske utslipp. Utslippene fra petrole-



Figur 7.5 CO₂-utslipp fra petroleumssektoren.

Kilde: Oljedirektoratet.

umssektoren fram til 2010 har vært lavere enn hva som eksempelvis ble anslått våren 2007². Siste utslippsframskriving indikerer imidlertid en oppjustering av utslippene i 2020 med om lag 23 pst. fra samme tidspunkt, jf. figur 7.5.

Utviklingen på store deler av norsk kontinentalsokkel går mot mer modne felt, samtidig som avstandene for gasstransport øker ettersom mange nye gassfelt ligger lenger unna markedene. Produksjonen av gass utgjør en stadig større del av produksjonen på kontinentalsokkelen. Behandling og transport av produsert gass er mer energikrevende enn produksjon og transport av væske. I tillegg minker reservoartrykket utover i feltenes levetid. Dermed øker behovet for energi i prosessanlegget og i gasskompresjonen. Alle disse forholdene trekker isolert sett i retning av økt energibehov, noe som ofte betyr større utslipp per produsert enhet.

Reservoarforholdene er en annen faktor som gjør at energibehovet øker. Lenger ut i levetiden til feltet kommer det mer vann i brønnstrømmen. Siden det stort sett er den samlede væske- og gassmengden (vann, olje og gass) som avgjør energibehovet i prosessanlegget, vil et felt få høyere utslipp per produsert oljeeinheit når produksjonen går ned. Det å øke utvinningsgraden fra feltene vil derfor trekke i retning av økte utslipp per produsert enhet.

Forskjellige typer utslipp må veies mot hverandre. Et eksempel er sammenhengen mellom utslipp til sjø og utslipp til luft. Strengere krav til for eksempel utslipp av produsert vann vil føre til økt behov for rensing eller injeksjon. Dette er prosesser som krever energi og vil medføre økte utslipp til luft. Likeså kan anstrengelser for å redusere NO_x-utslippene fra en innretning påvirke utslippene av CO₂, da dette innebærer at turbi-

nene driftes på en spesiell måte. Alle disse hensyningene må balanseres på en fornuftig måte gjennom riktig virkemiddelbruk.

7.3.1 Virkemidler for å redusere utslipp til luft

Av ressursmessige årsaker har man fra starten av petroleumsalderen i Norge satt krav om gassavsetning for alle felt. Utstrakt brenning av gass over fakkel – en praksis med store tilhørende utslipp som en ser i mange andre petroleumsprovins – har derfor aldri vært en aktuell løsning på norsk sokkel. Gassen har i stedet kommet til nytte for eksempel ved å dekke energibehovet hos kjøpere av norsk gass på kontinentet eller til injeksjon for økt utvinning. Brenning av gass i fakkel og kaldventilering, utover det som er nødvendig for å sikre normal drift, er etter petroleumsløven ikke tillatt uten godkjenning fra departementet.

Innføringen av CO₂-avgift i 1991 bidro til utvikling og bruk av teknologi som muliggjorde sløkking av fakkelen. Løsningen medførte at fakkelen automatisk ble tent når det var sikkerhetsmessig nødvendig å brenne gassen. Dette bidro til å redusere fakkelvolum. Fakking stod i 2010 for 11,6 pst. av CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten i Norge. Dette er lavt sammenliknet med andre petroleumproduserende land.

Den største kilden til utslipp av CO₂ og NO_x er energiproduksjon på innretningene. Disse kan reduseres på to hovedmåter, nemlig gjennom å:

- redusere behovet for energi
- produsere energien mer effektivt og/eller med mindre utslipp

Den beste måten å oppnå dette på er å etablere virkemidler som gjør at selskapene har egeninteresse av å begrense sine utslipp. Dette kan gjøres ved å sette en kostnad på utslippene, slik at selskapenes overskudd blir størst når de gjennomfører de hensiktsmessige utslippstiltakene. På kontinentalsokkelen gjør en dette ved at selskapene må betale CO₂-avgift og kjøpe klimagasskvoter for å dekke sine utslipp. Dette kommer i tillegg til verdien selskapene kan oppnå ved å eksportere og selge gassen sin framfor å bruke den på feltet.

Petroleumssektoren har betalt CO₂-avgift siden 1991 og vært en del av kvotesystemet siden 2008. Før petroleumssektoren ble en del av kvotesystemet, utgjorde CO₂-avgiften for petroleumssektoren om lag 350 kroner per tonn CO₂. Da petroleumssektoren ble en del av kvotesystemet i 2008, ble CO₂-avgiften redusert tilsvarende nivået på kvoteprisen, slik at den totale CO₂-kostnaden

² Framskrivingene som var en del av bakgrunnsinformasjonen til St.meld. nr. 34 (2006–2007).

(avgift + kvotepris) for petroleumssektoren skulle forbli på samme nivå som tidligere. Den totale CO₂-kostnaden varierer nå imidlertid i takt med kvoteprisen, slik det også er tilfelle for annen kvotepliktig næringsvirksomhet i EU.

Både CO₂-avgiften og kvotesystemet er sektorovergripende virkemidler som har hatt stor utslippsreducerende effekt. «Sektorovergripende» betyr at disse virkemidlene omfatter flere sektorer. CO₂-avgiften er likevel en differensiert avgift på tvers av sektorer, og petroleumsvirksomheten er blant de sektorene som historisk har betalt høyest CO₂-avgift. Norsk petroleumssektor har derfor over lang tid hatt en betydelig sterkere egeninteresse av å gjennomføre relativt sett dyre utslippsreducerende tiltak enn de fleste andre aktører i inn- og utland.

Over tid har dette utløst utslippsreducerende tiltak med tiltakskostnader opp til denne CO₂-kostnaden. Totalt regner petroleumsnæringen med at CO₂-avgiften har utløst tiltak som har redusert CO₂-utslippene med 40 mill. tonn siden 1991. Ettersom mange tiltak allerede er utløst, finnes det derfor få utslippsreducerende tiltak med lave tiltakskostnader i sektoren. Arbeidet under Klimakur 2020 bekrefter dette kostnadsbildet.

Ved installasjon av nytt energiproducerende utstyr på innretninger skal det brukes best tilgjengelig teknologi. Krav om bruk av slik teknologi har bidratt til betydelige reduksjoner av utslipp til luft.

I 1996 vedtok Stortinget at det ved alle nye feltutbygginger skal legges fram en oversikt over energibehov og kostnadene ved å benytte kraft fra land framfor gassturbiner. Kraft fra land skal evalueres av operatøren og følges opp av myndighetene i forbindelse med behandling av hver enkelt ny plan for utbygging og drift. Kraft fra land omtales nærmere under kapittel 7.3.3.

Gjennom Klimaforliket ble forskning for å redusere utslipp til luft styrket. Den offentlig finansierte petroleumsforskningen skal ha et sterkere fokus på klimagassutslipp. 25 mill. kr er fra og med 2009 øremerket til forskning rettet mot energieffektivisering og reduksjon av klimagassutslipp tilknyttet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. Aktuelle forskningsutfordringer er reduserte klimagassutslipp ved mindre fakling (optimalisert prosesskjøring, redusert antall nedstengninger etc.) og lavere utslipp fra kraftgenerering (styring og utnyttelse av gassturbiner etc), samt mer effektiv bruk av energi (driftoptimalisering, varmegjenvinning).

NO_x-utslippene avhenger ikke kun av brensel og virkningsgrad som CO₂-utslippene, men også

av forbrenningsteknologi og hvilken last turbinene går på. Aktiviteten på norsk sokkel har gått foran i arbeidet med å utvikle gassturbiner som gir lavere NO_x-utslipp – såkalte lav-NO_x-turbiner.

I 2007 innførte Stortinget en NO_x-avgift³ og ga videre fritak for utslippskilder som inngikk en miljøavtale med staten. I 2008 undertegnet Miljøverndepartementet og næringsorganisasjonene den første NO_x-avtalen, som innebar at de årlige NO_x-utslippene skulle reduseres med 30 000 tonn innen utgangen av 2011, selv om dette senere er blitt nedjustert til 18 000 tonn. I desember 2010 ble det inngått en ny avtale som skal sikre at Norge reduserer sine årlige NO_x-utslipp med ytterligere 16 000 tonn innen 2017. Miljøavtalen om NO_x regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere de samlede NO_x-utslippene fra kildene som omfattes av avtalen. Alle operatørselskap med drift på norsk sokkel er med på denne avtalen. Sats for innbetaling til Næringslivets NO_x-fond er 11 kroner per kilo NO_x. Pengene skal gi tilskudd til virksomheter som gjennomfører kostnadseffektive NO_x-tiltak.

I 2009 ble det innbetalt til sammen 653 mill. kroner til NO_x-fondet. Olje- og gassindustrien stod for 444 mill. kroner (68 pst.). Frem til og med 2009 var 80 pst. av utslippsreduksjonene som støttes av fondet utløst i maritim sektor, mens 7 pst. av fondets utslippsreduksjoner ble gjennomført direkte i olje- og gasssektoren og 4 pst. på rigger. Selv om NO_x-utslippene i petroleumssektoren har vært relativt stabile de siste ti årene, finansierer olje- og gassindustrien betydelige utslippsreduksjoner i andre sektorer. Innbetalingssatsen for petroleumssektoren er nesten tre ganger så høy som for de andre sektorene som deltar i NO_x-fondet. Gjennom SDØE-ordningen og skattesystemet vil staten dekke en betydelig del av inntektene til NO_x-fondet.

En del lette oljekomponenter (nmVOC) fordamper fra råoljen ved lagring og lasting. Ved oljeterminalen på Sture ble teknologi for å gjenvinne slik oljedamp tatt i bruk i 1996. Etter krav fra Klima- og forurensningsdirektoratet om å redusere utslippene av nmVOC ved lagring og lasting offshore, ble det i 2002 inngått en avtale om industrisamarbeid for å møte kravene på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Dette har ført til at det i løpet av det siste tiåret er installert teknologi for gjenvinning av oljedamp til bruk på skip. Dette har, sammen med reduksjoner i volumer olje som lagres og lastes, gitt resultater. Fra 2001 til 2009

³ NO_x-avgiften i 2010 er på 16,14 NOK/kg NO_x.

Boks 7.3 Eksempler på utslippsreducerende tiltak

Utslippene fra petroleumssektoren i Norge er gjenstand for relativt sterk virkemiddelbruk, og det er allerede gjort mye for å redusere utslippene til luft fra denne sektoren. Utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon på kontinentalsokkelen står for om lag 90 prosent av de totale utslippene fra offshorevirksomheten. Mange ENØK-tiltak er gjennomført etter at CO₂-avgiften kom i 1991. For at energieffektiviteten skal øke betydelig mer på lengre sikt, er det nødvendig med et skifte i teknologi og konsept for energiforsyningen. Det krever langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Et eksempel på utslippsreducerende teknologi er kombikraft, der varmen fra eksosgassen i turbinene brukes til å produsere damp, som så blir brukt for å produsere elektrisitet. Kombikraft øker energieffektiviteten og er i dag i bruk på feltene Oseberg, Snorre og Eldfisk. Disse anleggene er enestående i offshoresammenheng i verden. Det er også installert flere lav-NO_x turbiner som reduserer NO_x-utslippene betydelig.

Et annet eksempel er arbeidet med injisering og lagring av CO₂ i ferdigproduserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjoner under vann eller på land. Siden 1996 er det årlig

blitt skilt ut om lag en million tonn CO₂ på Sleipner for å nå gasskvalitetskravene. Denne CO₂-gassen er blitt lagret i Utsira-formasjonen. Når Gudrun starter opp og knyttes til Sleipner i 2014 er det planlagt at CO₂ skal skilles ut og lagres i Utsira-formasjonen. På Snøhvitfeltet begynte en i april 2008 å separere og lagre CO₂, før naturgassen blir kjølt ned til flytende gass (LNG). CO₂-gassen går i rør fra LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet. Der blir den injisert og lagret i formasjonen Tubåen, 2600 meter under havbunnen. Ved full drift på Snøhvit vil opp til 700 000 tonn CO₂ i året kunne bli lagret. Disse anleggene hvor det gjennomføres CO₂-injeksjon til havs er de eneste av sitt slag i verden.

Petroleumsvirksomheten er omfattet av mange virkemidler for å redusere utslipp til luft, både i planleggingsfasen og i driftsfasen av prosjektene. Fokus på reduksjon av utslipp til luft har vært og vil fortsatt være viktig for petroleumssektoren. Sektoren har over tid hatt en høyere CO₂-kostnad enn andre sektorer både i Norge og i utlandet. Dette har allerede gitt store utslippsreduksjoner. Ytterligere tiltak i petroleumssektoren er relativt kostbare, noe som senest er synliggjort i Klimakurrapporten.

har nmVOC-utslippene blitt redusert fra 250 000 til 45 000 tonn.

7.3.2 Klimakur 2020

Klimakur 2020 har utredet tiltak for den norske petroleumsindustrien som samlet kan redusere utslippene av klimagasser med 5,5 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Tiltakene har et kostnadsspenn fra 400 til 4000 kroner per tonn redusert CO₂. Det er stor usikkerhet knyttet til anslagene for tiltaks-kostnader og teknologiutvikling.

Tiltakene er store og kompliserte industriprosjekter som det tar tid å realisere. Det er vurdert som mulig å gjennomføre reduksjoner i petroleumssektoren på opp til tre mill. tonn innen 2020. I Klimakur 2020 omfatter petroleumssektoren alle petroleumsinretningene på norsk sokkel og landanleggene på Kollsnes, Stura, Nyhamna, Melkøya, Mongstad og Kårstø. Klimakur 2020 har utredet tiltak innenfor tre områder:

- energieffektivisering
- elektrifisering

- fangst- og lagring av karbondioksid (Carbon Capture and Storage, CCS).

Petroleumsindustrien stod i 2009 for 27 pst. av Norges totale klimagassutslipp. Størsteparten av utslippene er knyttet til energiproduksjon. Innføring av CO₂-avgift på sokkelen i 1991 førte til at selskapene ble mer bevisste på energieffektiv drift. Det er utløst mange CO₂-reducerende tiltak som følge av avgiften. Redusert faking og oppgradering av turbiner er eksempler på tiltak som har hatt stor effekt. Det er fortsatt muligheter for å redusere utslipp gjennom energieffektivisering. Framskrivningene av utslipp (referansebanen) for petroleumssektoren inkluderer forventede tiltak innen energieffektivisering og teknologiforbedringer. Tiltakene er uspesifiserte og utgjør om lag én mill. tonn CO₂ i 2020.

I Klimakur 2020 har Oljedirektoratet oppdatert beregningene av tiltakskostnader fra rapporten *Kraft fra land til norsk sokkel*, som ble lagt fram i januar 2008. I denne rapporten ble tiltakskostna-

Boks 7.4 Klimakur 2020

I 2008 nedsatte Miljøverndepartementet en etatsgruppe under ledelse av Klima- og forurensningsdirektoratet. Den fikk navnet Klimakur 2020. Mandatet slo fast at sluttrapporten skulle dekke følgende punkter:

1. Vurdere forventet kvotepris i 2012, 2015 og 2020
2. Gjennomgå internasjonale mål og virkemidler i klimapolitikken. Særlig skal man vurdere utviklingen i Europa, og se på hvilke konsekvenser den kan ha for norske virkemidler
3. Vurdere behovet for nye eller endrede virkemidler i norsk klimapolitikk. Særlig vekt skal legges på virkemidler som bidrar til å oppfylle målet om å redusere utslippene med 15 til 17 millioner tonn innen 2020. Samtidig ønsker man å finne virkemidler som er styringseffektive og kostnadseffektive på lenger sikt.

Oljedirektoratet har sittet i førersetet for analysene av petroleumssektoren.

der og utslippsreduksjoner ved å erstatte utstyr for elektrisk kraftproduksjon på innretningene med kraft fra land beregnet. Oppdaterte tiltakskostnader ved områdeelektrifisering (sørlige, midtre og nordlige Nordsjø og Norskehavet) er beregnet til å ligge mellom 1350 og 3100 kroner per tonn CO₂ redusert. Oljedirektoratet har utredet tiltak som samlet kan gi utslippsreduksjoner på om lag 4,6 mill tonn. Den oppdaterte analysen viser at den sørlige delen av Nordsjøen er det området der elektrifisering har lavest tiltakskostnad, blant annet fordi feltene her har lang forventet levetid. Stortinget vedtok i 1996 at kraft fra land skal utredes av utbygger og følges opp av myndighetene i forbindelse med hver ny utbygging på sokkelen. Se også avsnitt 7.3.3.

Oljedirektoratet har også vurdert elektrifisering av landanlegget på Melkøya og deler av Kårstø-anlegget. For disse anleggene er også karbonfangst og -lagring (CCS) vurdert. Disse tiltakene er gjensidig utelukkende, noe som betyr at karbonfangst og -lagring ikke er aktuelt, dersom anlegget elektrifiseres og omvendt.

For førstegenerasjons fullskalaanlegg er tiltakskostnadene for reduserte utslipp beregnet til 1300–2250 kroner per tonn CO₂.

Det er ikke beregnet tiltakskostnad for fangst og lagring av CO₂ fra utslippskilder til havs. Tidligere analyser tyder på at tiltakskostnadene vil ligge betydelig høyere enn for petroleumsanlegg på land. Teknologitvilling kan imidlertid endre kostnadsbildet for offshore karbonfangst og -lagring.

Bruk av CO₂ til å øke utvinningen fra felt i produksjon kan gi et inntektsbidrag for karbonfangst og -lagring i Norge. Høy oljepris kan gjøre det lønnsomt å injisere CO₂ for økt utvinning. Dette krever imidlertid stabil tilgang til store CO₂-volumer, større enn dem som kan komme fra Kårstø og Mongstad. Det er ikke gjort vurderinger av mulighetene for å bruke CO₂ til økt utvinning i Klimakur 2020.

Utredningene gjennomført under Klimakur vil, sammen med blant annet høringsuttalelsene til arbeidet, oppdaterte utslippsanslag og makroøkonomiske analyser av tiltak, være bakgrunnsmateriale for arbeidet med den kommende klimameldingen.

7.3.3 Kraft fra land

Fra 1997 har kraft fra land vært vurdert for alle nye utbygginger og større ombygginger på kontinentalsokkelen. Troll A-plattformen var den første installasjonen på kontinentalsokkelen som ble drevet med kraft fra land. Felt som Ormen Lange, Snøhvit og Gjøa er senere forsynt med elektrisitet. Valhall og Goliat vil få kraft fra land når de kommer i produksjon. I tillegg får også landanleggene Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden og Nyhamna helt eller delvis kraft fra nettet. I dag er nærmere 40 pst. av norsk gassproduksjonen knyttet til disse feltene.

Oljedirektoratet og NVE gjennomførte i 2009/2010 en analyse av kraftbehovet for felt som allerede har kraft fra land eller har besluttet dette. Disse er beregnet å etterspørre i underkant av 5 TWh i 2011, voksende til nærmere 6,5 TWh i 2020. Det er viktig å se kraft fra land til petroleumsvirksomheten i sammenheng med kraftsystemet på land. Levering av kraft til petroleumsvirksomheten utover det som er besluttet kan bli utfordrende. Bygging av nye overføringslinjer er viktig for å gjøre systemet mer robust.

Departementet har også sett på mulighetene til å ta kraft fra land til eksisterende felt på kontinentalsokkelen. Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Klima- og forurensningsdirektoratet utarbeidet rapporten «Kraft fra land til norsk sokkel» i 2008. Denne analysen er

blitt oppdatert i forbindelse med arbeidet med utredningen Klimakur 2020.

Energiforsyningsløsningen til en petroleumsinstallasjon blir behandlet i forbindelse med myndighetenes godkjenning av en utbygging. Dette skjer både i prosessen med konsekvensutredning og i den etterfølgende behandlingen av utbyggingsplanen. Det er krav om at alle planer for utbygging og drift av olje- og gassfelt skal inneholde en analyse av mulighetene til å få kraftforsyning fra land. Dette gjelder både nye feltutbygginger og større modifikasjoner på eksisterende installasjoner.

Tilgangen på kraft

I lys av ønsket om økt bruk av kraft fra land til installasjoner på sokkelen er det viktig med stor oppmerksomhet på grenseflatene mellom kraftsystemet og petroleumssektoren. En forutsetning for en løsning med kraft fra land er at det kan skje uten negative effekter på kraftsystemet og at hensynet til naturmangfold på fastlandet ivaretas. Elektrifisering av sokkelen forutsetter derfor at det samtidig er sikret utbygging av tilstrekkelig ny kraft eller at det framføres tilstrekkelig nytt nett slik at det ikke oppstår regionale ubalanser.

Klimakur forutsetter ved beregninger av tiltakskostnader ved elektrifisering at nødvendig kraft finnes til den forutsatte kraftpris. I en del tilfeller vil imidlertid elektrifisering kunne medføre betydelige ekstrakostnader knyttet til utbygging av nye overføringslinjer.

I Norge står vannkraft for nær all elektrisitetsproduksjon på land. Den dominerende rollen til vannkraften gjør at den norske elektrisitetsproduksjonen varierer mye fra år til år avhengig av tilslaget til vannmagasinene. Denne egenskapen ved det norske kraftsystemet er det viktig å ta hensyn til også ved vurderingene av krafttilgangen til petroleumsvirksomheten.

Produksjonen og forbruket av elektrisitet er ikke jevnt fordelt over landet, og mulighetene til overføring mellom de ulike delene av landet er avhengig av tilstrekkelig nettkapasitet. Dette innebærer at en planlagt økning i forbruket av kraft som følge av ytterligere elektrifisering må vurderes i forhold til forsynings sikkerheten både regionalt og nasjonalt. Etablering av nye forbruksenheter vil kunne skje raskere enn etablering av ny produksjon og overføringsnett. Grundig planlegging er derfor nødvendig for å sikre at denne typen etableringer ikke gir regionale ubalanser i kraftsystemet. Etableringen av nye, store for-

bruksenheter har bidratt til de regionale ubalansene som vi har hatt i de senere årene.

Tidligere ble ofte etableringen av virksomhet med høyt kraftforbruk knyttet sammen med utbygging av større produksjonsanlegg. Mye av kraftproduksjonen som bygges i dag dreier seg om spredt lokalisert småkraft og vindkraft, med liten reguleringsevne. Det gjør at betydningen av et solid strømmnett med god overføringskapasitet blir viktigere enn før. Et solid strømmnett er svært viktig for levering av kraft fra land til nye installasjoner på kontinentalsokkelen. I Statnetts nettutviklingsplan for 2010 tas det sikte på et kraftig styrket sentralnett med et investeringsomfang på om lag 40 mrd. kroner frem mot 2020. Planen omfatter også tilrettelegging for planlagt petroleumsvirksomhet og økt bruk av kraft fra land.

For å bedre koordineringen av investeringer i nett, produksjon og forbruk ble energiloven endret fra 1.1. 2010⁴, blant annet ved å innføre en plikt for nettselskapene til å tilknytte nye anlegg for produksjon på alle nettnivå, når produksjonsprosjektet og nettinvesteringen samlet er samfunnsøkonomisk rasjonell. Den praksis man tidligere hadde hatt med å tilknytte forbruk på regional og sentralnett ble lovfestet. Nettselskapene skal om nødvendig investere i nettanlegg, men det er presisert at tilknytning til kraftsystemet må vente til det er driftsmessig forsvarlig. Departementet kan også i ekstraordinære tilfeller gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk. Dette innebærer et større ansvar for egen kraftforsyning hos store forbruksenheter, også innenfor petroleumssektoren.

Tidsaspektet

Utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er omfattende og krever lang tid både til planlegging og utbygging. For å motvirke regionale ubalanser må operatøren for felt som vurderer å knytte seg til kraftsystemet på land eller øke sitt allerede eksisterende kraftforbruk vesentlig, på et tidlig tidspunkt ta kontakt med energimyndighetene og aktuelle nettselskap.

Det er svært omfattende prosesser knyttet til å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge ut strømmnett. I mange tilfeller vil utbygging av nett ta vesentlig lenger tid enn utbyggingsprosjektene på sokkelen. Dette understreker betydningen av at utbygger på et tidlig tidspunkt tar kontakt med energimyndighetene og aktuelle nettselskap.

⁴ Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) Om lov om endringer i energiloven.

For å hindre regionale ubalanser er det viktig med et samsvar mellom produksjon, forbruk og overføringskapasitet. Dette vil være viktig for departementet i behandlingen av disse spørsmålene.

Tidsdimensjonen er videre viktig for planleggingen av feltutbygginger, da operatøren i ekstraordinære tilfeller kan risikere at nettselskapet gis unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for feltets forbruk. Gis det unntak, risikerer man at prosjektene ikke blir gjennomført eller at en annen energiløsning må velges.

Statnett har en viktig rolle som tilrettelegger for forbruk gjennom sitt nettutviklingsarbeid. Oljedirektoratet har en sentral rolle i å kartlegge mulig forbruksutvikling i de ulike områdene på kontinentalsokkelen. En slik kartlegging vil inkludere forbruk fra utbygginger som ikke har kommet så langt at det er naturlig for utbygger å ha kontakt med energimyndighetene og aktuelle nettselskap. Dette vil sikre at kunnskap om mulig framtidig kraftforbruk i petroleumssektoren så tidlig som mulig kommer de sentrale aktørene innen kraftsektoren til gode.

For å avklare i hvilken grad kraft fra land til felt på kontinentalsokkelen er en mulig løsning kraftsystemmessig, vil det kreves en konkret vurdering av hvert enkelt tilfelle.

Effektene på utslipp

Kraft fra land til petroleumssektoren vil redusere utslippene av CO₂ fra norsk sokkel. Det vil også bidra til en reduksjon av utslipp innenfor Norges grenser så lenge kraftbehovet dekkes opp av utslippsfri kraftproduksjon i Norge eller ved importert kraft. Kraft fra land kan derfor være en måte å redusere de nasjonale utslippene.

Et økt uttak av kraft til petroleumssektoren vil påvirke norsk kraftbalanse. De siste årene har det variert hvorvidt Norge er netto importør eller eksportør av kraft. Resultatet av et økt forbruk som følge av kraft fra land til petroleumssektoren vil derfor redusere eksporten eller øke importen av kraft.

Både petroleumssektoren og elektrisitetsproduksjon er underlagt kvoteplikt i EUs kvotesystem. Det prinsipielle grunnlaget for et kvotesystem er at de samlede utslippene er bestemt i kvoteperioden. Det betyr at reduserte utslipp et sted innenfor systemet motsvares av økte utslipp et annet sted. I et slikt system er derfor den eneste direkte måten å redusere utslippene på å redusere antallet kvoter. I perioden 2008–2010 (kyotoperioden) bidrar Norge med om lag syv mill. tonn

CO₂ årlig i reduserte utslipp gjennom det europeiske kvotesystemet ved at vi tildeler færre kvoter enn det som var anslåtte utslipp fra kvotepliktige norske virksomheter. I EUs kvotesystem er kvotemengden i all hovedsak fastlagt. For perioden 2013–2020 skal kvotemengden i EUs kvotesystem reduseres med 21 pst. eller 1,74 pst. hvert år. EU-kommisjonen har indikert at kvotemengden vil kunne bli redusert ytterligere dersom de europeiske klimamålene skjerpes. Kvotesystemet vil derfor være et sentralt virkemiddel til reduserte utslipp i Norge og Europa det neste tiåret.

Nye utbygginger

Myndighetene gjør et grundig arbeid for å vurdere kraft fra land ved nye utbygginger og store ombygginger på norsk sokkel. Historisk sett har ikke kraft fra land vært et realistisk alternativ på grunn av høye kostnader og tekniske utfordringer. Teknologit utvikling over tid har gjort kraft fra land mer aktuelt. Kraft fra land krever fortsatt meget store investeringer og vil som oftest kun være realistisk ved større, selvstendige utbygginger eller ved større ombygginger av store felt.

En tiltakskostnadsberegning for kraft fra land er basert på en rekke forutsetninger om framtidig utvikling, herunder omfanget av eventuelle ombygginger, investerings- og driftskostnader, levetid for feltet samt framtidig elektrisitets- og gasspriser. Det er viktig at de beregninger som gjøres også framover er basert på realistiske forutsetninger også angående levetid. Ved vurdering av kostnaden av tiltaket for Ekofisk sør- og Eldfisk II-utbyggingene ble det eksempelvis beregnet tiltakskostnad for levetid både til 2028 og til 2049. Levetid er viktig for nivået på tiltakskostnaden. Beregningene operatøren har gjort for Ekofiskområdet illustrerer dette. Tiltakskostnader ble beregnet til 5310 kr per tonn CO₂⁵ ved levetid 2028 og 3585 kr for levetid 2049.

I dag er Troll A-plattformen, Gjøa, Ormen lange og Snøhvit forsynt med kraft fra land. Den nye plattformen på Valhall, som har oppstart i 2011, vil også få kraft fra land. Av nye utbygginger er det vedtatt at Goliat skal få kraft fra land når feltet starter opp i 2013. Samtidig får landanleggene Kårstø, Kollsnes, Tjelbergodden og Nyhamna helt eller delvis kraft fra nettet.

En gjennomgang av alle utbygginger godkjent siden 2005 viser at fire av utbyggingene har en løsning med kraft fra land, jf. tabell 7.1. Ved undervannsutbygginger (inklusive nye brønner) er kraft

⁵ Beregnet med syv pst. årlig reell diskontering.

Tabell 7.1 Prosjekter der kraft fra land er vurdert siden 2005.

Felt	PUD år	Type innretning	Omtrentlige/ opprinnelige reserver per 31.12.2010* mill. Sm ³ o.e.	Energiforsyning
Knarr	2011	FPSO	8	Tradisjonell kraftforsyning
Visund Sør	2011	Subsea til Gullfaks	10	Vertsinnretning
Valemon	2011	Plattform	34	Eksisterende innretning
Eldfisk II	2011	Plattform	35	Eksisterende innretning
Ekofisk Sør	2011	Plattform	35	Vertsinnretning
Gudrun	2010	Plattform	20	Vertsinnretning
Marulk	2010	Subsea til Norne	12	Vertsinnretning
Gaupe	2010	Subsea til Armada	5	Vertsinnretning
Trym	2010	Subsea til Harald	6	Vertsinnretning
Oselvar	2009	Subsea til Ula	9	Vertsinnretning
Goliat	2009	Flyter – Sevan	39	Kraft fra land
Yttergryta	2008	Subsea til Åsgard	2,5	Vertsinnretning
Morvin	2008	Subsea til Åsgard	14	Vertsinnretning
Alve	2007	Subsea til Norne	9	Vertsinnretning
Gjøa	2007	Flyter – semi	55	Kraft fra land
Vega og Vega S	2007	Subsea til Gjøa	25	Vertsinnretning
Skarv	2007	FPSO	70	Tradisjonell kraftforsyning
Valhall videreutvikling	2007	Plattform	53	Kraft fra land
Yme	2007	Plattform	12	Tradisjonell kraftforsyning
Rev	2007	Subsea til Armada	7	Vertsinnretning
Volund	2007	Subsea til Alvheim	7	Vertsinnretning
Tyrihans	2006	Subsea til Kristin	77	Vertsinnretning
Oseberg Delta	2005	Subsea til Oseberg	9	Vertsinnretning
Blane	2005	Subsea til Ula	1	Vertsinnretning
Fram Øst	2005	Subsea til Troll C	12	Vertsinnretning
Ringhorne Øst	2005	Brønner fra Ringhorne	15	Vertsinnretning
Volve	2005	Plattform	9	Tradisjonell kraftforsyning
Vilje	2005	Subsea til Alvheim	8	Vertsinnretning
Enoch	2005	Subsea til Brae	0,5	Vertsinnretning

* Reserver lagt inn for PUD mottatt i 2011.

Kilde: Oljedirektoratet.

fra land kun realistisk, dersom vertsplattformen har dette som kraftløsning, som for eksempel for Vega og Vega sør. Dersom en vertsplattform får kraft fra land en gang i framtida, vil også de tilknyttede ressursene bli produsert med kraft fra land. Gudrun-plattformen henter sin kraft fra Sleipner og vil derfor få kraft fra land dersom Sleipner skulle få dette en gang i framtiden.

Med flere nye, mindre funn i samme område kan det være betydelige gevinster ved en samordnet utbygging. En samordnet utbygging kan også gjøre kraft fra land til et mer realistisk alternativ enn hvis feltene utbygges enkeltvis. Oljedirektoratet har en viktig rolle for å sørge for at dette blir utredet. De vurderinger som foretas av selskaper og myndighetene i det enkelte tilfelle vil avklare

hvorvidt kraft fra land er en hensiktsmessig løsning.

Eksisterende felt

De fleste feltene på sokkelen i dag får energibehovet dekket av gassturbiner. Det kreves som oftest omfattende modifikasjoner og ombygginger for å bygge disse innretningene om til å få kraft fra land. Dette er kostnadskrevende og krever tilgjengelig plass på innretningen. En lengre nedstenging vil eksempelvis føre til store tap i form av utsatte salgssinntekter. Mer realistisk er en slik løsning når eksisterende energiforsyning må skiftes ut eller oppgraderes.

Kraft fra land til eksisterende felt på norsk sokkel er blitt analysert og vurdert i flere omganger. I 2002 utarbeidet Oljedirektoratet og Norges vassdrags- og energidirektorat en rapport om kraft fra land til norsk sokkel. Som følge av føringer i Klimameldingen i 2007 ble denne rapporten oppdatert i 2008. Denne gangen var også Petroleums-tilsynet og Klima- og forurensningsdirektoratet med på arbeidet. Den nylig fremlagte Klimakur-rapporten estimerer også tiltakskostnader for kraft fra land, både for eksisterende og nye felt.

Klimakur-rapporten viser tiltakskostnader fra 1350 kr per tonn CO₂ og oppover for kraft fra land til eksisterende områder (kraft fra land til flere innretninger på en gang). For enkeltfelt derimot vil det i de fleste tilfeller være langt mer kostbart å erstatte kraftforsyningen på enkeltinnretninger med kraft fra land.

Alle kraft fra land-prosjektene som presenteres i Klimakur er basert på deelektrifisering. Det betyr at det kun er den kraften fra turbinene som genererer elektrisitet som erstattes med kraft fra land. På norsk sokkel produserer om lag halvparten av turbinene elektrisk kraft, mens den resterende andelen driver utstyr som pumper og kompressorer direkte. Til sammen utgjør turbinene 75 pst. av CO₂-utslippene fra petroleumssektoren. Potensialet for utslippsreduksjoner som følge av deelektrifisering vil derfor begrense seg til om lag halvparten av dette.

Ved store ombygginger på eksisterende felt kan kraft fra land i noen tilfeller være et reelt alternativ. Dette er som regel i tilfeller hvor det er snakk om å erstatte gamle innretninger på feltet med nye. I slike tilfeller kreves det som regel ny utbyggingsplan, og kraft fra land blir i så måte vurdert på lik linje med nye utbygginger. Valhall er et eksempel på at det er mulig å føre kraft fra land til eksisterende felt som bygges om. Utbyggingsplanen for videreutvikling av feltet ble godkjent i

2007. Det nye feltsenteret på Valhall får kraft fra land og erstatter to eldre innretninger. Det skal etter planen starte opp i 2011.

Regjeringen vil:

- Kreve vurdering av kraft fra land som energiløsning for nye felt og ved større ombygginger av eksisterende felt, herunder vurdere relevant levetid.
- Følge opp at operatøren for nye feltutbygginger i petroleumssektoren på et tidlig tidspunkt søker om tilknytning til nettet i tilfeller der kraft fra land er aktuelt.
- Statnett skal legge til rette for framtidig kraftforbruk, blant annet større og spesifikk økninger i kraftforbruket i petroleumssektoren, der som dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

7.4 Akuttutslipp til sjø

Det går et viktig skille mellom regulære og akutte utslipp til sjø. Akutte utslipp til sjø er utslipp som ikke er planlagt og som det ikke blir gitt tillatelse til fra Klima- og forurensningsdirektoratet. Det kan forekomme akutte utslipp til sjø av både olje, kjemikalier og borevæsker.

De aller fleste uhellsutslippene er små, men også større utslipp av olje kan forekomme. I 2010 var det 139 akutte utslipp av olje, hvorav 132 var mindre enn én kubikkmeter. Totalt volum for alle utslippene var 105 m³, jf. figur 7.6.

Å redusere risikoen for akutt forurensning til null er ikke mulig. Det er derfor viktig å håndtere risikoen på en god måte. For å få til dette er det svært viktig å arbeide for å redusere både sannsynligheten for og konsekvensene av et akutt utslipp. Etter forurensningsloven har operatørselskapene ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møte akutt forurensning.

De miljømessige konsekvensene av et akutt utslipp av olje er avhengig av mange faktorer. Selv om størrelsen på utslippet er det mest sentrale, vil også utslippssted, årstid, vindstyrke, strøm og beredskap være avgjørende for skadeomfanget. De fleste utslippene i Norge har skjedd fra skip nær kysten.

Aktivitetsnivået i petroleumsnæringen har økt kraftig i mange år uten at antall utslipp har økt tilsvarende. Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel har over tid hatt et varierende antall mindre akutte utslipp og noen større akutte utslipp. I løpet av 40 år med virksomhet har det vært tre hendelser med utslipp av olje på mer enn 1000

Boks 7.5 Ulykken med Deepwater Horizon

20. april 2010 oppsto en eksplosjon på boreriggen Deepwater Horizon, da den var i ferd med å avslutte boringen på Macondo-prospektet i Mexicogolfen. Riggen brant i to dager før den sank. Brønnen ble stengt mekanisk 16. juli, og 19. september ble den erklært permanent plugget. Ulykken kostet 11 menneskeliv. Den medførte den største utblåsningen i amerikanske farvann noensinne. Om lag 800 000 m³ olje lekket ut av brønnen før utslippet ble stoppet. Amerikanske myndigheter har anslått at over 40 pst. av oljen enten er naturlig nedbrutt eller fordampet. 17 pst. av lekkasjen fra brønnen ble samlet opp ved brønnhodet. Ytterligere 16 pst. ble samlet opp, oppløst ved bruk av kjemiske dispergeringsmidler eller brent.

Granskningsrapporten fra en presidentoppnevnt kommisjon ble lagt frem i januar 2011. Hovedkonklusjonen til kommisjonen er at ulykken kunne vært unngått og at de bakenforliggende årsakene var: «en kompleks og sammenvevd serie av mekaniske svikter, dårlige beslutninger, designvalg, operasjonell gjennomføring og lagsamarbeid».

I en kommende stortingsmelding om arbeidsmiljø, arbeidsforhold og sikkerhet i norsk arbeidsliv, vil Arbeidsdepartementet dekke HMS-myndighetenes oppfølging av ulykken med Deepwater Horizon i Mexicogolfen.

Ulykken skjedde i et av USAs viktigste fiskeriområder. En tredjedel av all sjømat i USA stammer derfra. Fiskeriaktiviteten ble stoppet i store områder umiddelbart etter ulykken. I juni 2010 var 37 pst. av havområdene i amerikansk del av

Mexicogolfen stengt for fiske. 19. april 2011 ble de siste gjenværende, stengte områdene over utslippspunktet igjen åpnet for fiskerivirksomhet. Det er i begrenset grad funnet forskjeller i kvaliteten på sjømaten før og etter ulykken. Også ekstremverdiene som blir målt ligger godt innenfor kravene som amerikanske myndigheter setter til sjømat. Regionen er også et av de viktigste områdene for turisme i USA med en årlig omsetning på over 240 mrd. kroner (40 mrd. USD).

Det er blitt funnet 8 183 sjøfugl, 1 144 havskilpadder og 109 marine pattedyr levende eller døde som man mener har vært berørt av utslippet. 4 av 100 døde sjøpattedyr var observerbart tilgriset av olje. Totalt ble 210 km kystlinje moderat til sterkt berørt av olje. De umiddelbare konsekvensene av ulykken har ikke vært så omfattende som mange fryktet i de tidlige fasene av ulykken. De samlede konsekvensene av utslippet på økosystemet er det for tidlig å si noe om. Nærmere en fjerdedel av utslippet ble igjen i det marine miljøet. En har heller ikke erfaring med så utstrakt bruk av dispergeringsmidler tidligere.

Det kommer til å ta år før en får en fullstendig oversikt over effektene av ulykken. Det vil bli gjort mye arbeid for å kartlegge dette i årene framover. BP har alene bevilget 3 mrd. kroner (500 mill. USD) for uavhengige studier av konsekvensene av utslippet. Det gjenstår fortsatt en rekke granskinger og utredninger som oppfølging av ulykken i USA.

kubikkmeter; Bravo-utblåsningen i 1977, utslipp fra Statfjord C i 1989 og fra Statfjord A i 2007. Det har fram til i dag ikke forekommet akutte utslipp av olje fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel som har nådd land.

7.4.1 Risikoen for akuttutslipp av olje

Petroleumstilsynet overvåker risikoutvikling i petroleumsvirksomheten på flere måter. Et viktig verktøy i denne sammenheng er kartleggingsarbeidet i Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP). Siden 2001 er det i RNNP-regi samlet inn et omfattende datamateriale som primært er analysert med tanke på risiko relatert til storulykke og arbeidsmiljø.

I 2010 publiserte Petroleumstilsynet rapporten «RNNP – akutte utslipp 2001–2009». I denne rapporten er nevnte datagrunnlag, supplert med informasjon fra Environmental Web databasen, analysert med tanke på akutte utslipp (faktiske og potensielle) i perioden 2001–2009. Det er registrert 452 akutte utslipp av råolje på norsk sokkel fra 2001 til 2009. 439 av disse havner i den laveste kategorien på 0 til 10 tonn.

RNNP-dataene viser at antall akutte råoljeutslipp til sjø på norsk sokkel sett under ett ble mer enn halvert i perioden 2001–2004, mens nivået har vært konstant i perioden 2004–2009. I Nordsjøen har det vært en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp per år. Reduksjonen var størst fram til 2003, mens reduksjonen de siste seks år

Tabell 7.2 Akutte utslipp over 5 kubikkmeter i perioden 2005–2009.

Felt	År	Kubikkmeter olje	Beskrivelse
Statfjord	2007	4400	Brudd i lasteslange ved lasting av råolje Statfjord A
Norne	2005	340	Feilstilt ventil ved flushing av flowlinje og stigerør
Tordis	2008	100	Lekkasje til havbunnen fra injeksjonsbrønn for produsert vann.
Draugen	2006	98	Utslipp ved lasting av råolje
Statfjord	2009	95	Oljeforurenset vann til sjø.
Statfjord	2008	50	Oljelekkasje i skaft på Statfjord A sluppet kontrollert til sjø av sikkerhetsmessige hensyn
Åsgard	2007	22	Feil ventilsetting førte til overløp fra dieseltank
Ekofisk	2008	12	Feiloperasjon ved drenering av rådieletank.
Snorre	2007	10	Operasjonsfeil førte til at diesel gikk til sjø fra brannpumpe.
Snorre	2007	10	Ventil- og operasjonsfeil førte til at diesel gikk til sjø via brannpumpe.
Gullfaks	2005	8,8	Feiloperasjon etter reparasjon av flotasjonscelle
Statfjord	2007	8,5	Lekkasje av tetningsolje til åpent dren.
Heidrun	2008	7	Utslipp av dieselolje til sjø etter omlegging til ny dieseltank
Statfjord	2005	7	Rørlekkasje
Draugen	2008	6	Brudd i kopling pga trykkoppbygging ved lasting av råolje

har vært mer begrenset. I Norskehavet var det en økning tidlig på 2000-tallet, så en betydelig reduksjon, og deretter et stabilt nivå fra 2004.

Ser en på den siste femårsperioden har det vært 15 hendelser i petroleumsvirksomheten som har resultert i utslipp større enn 5 m³, jf. tabell 7.2. De aller fleste utslippene er små, og i perioden er det 8 utslipp som er større enn 10 m³. Det er

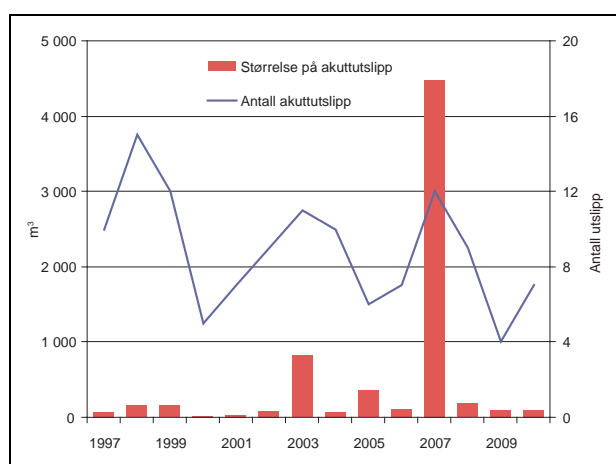
mange forskjellige årsaker til slike utslipp. Majoriteten av utslippene er operasjonelle feilhandlinger, og en stor andel dreier seg om diesellekkasjer/-utslipp. Informasjon som dette er viktig i det forebyggende arbeidet for å redusere risikoen for akutte oljeutslipp til sjø.

7.4.2 Virkemidler og tiltak for å redusere risikoen for akuttutslipp

Risikoen for akuttutslipp er lik sannsynligheten for et akuttutslipp ganget med konsekvensene av dette. For å redusere risikoen må man således fokusere på tiltak som kan redusere sannsynligheten for og konsekvensen av et akutt utslipp.

Arbeidet med RNNP er et viktig supplement til faktaunderlaget for å prioritere ulykkesforebyggende arbeid slik at sannsynligheten, og således risikoen, for akutte oljeutslipp kan reduseres. I tillegg til å illustrere risikoutviklingen på norsk sokkel under ett er det også tilrettelagt for å kunne se hvert havområde for seg, slik at det også kan brukes i arbeidet med forvaltningsplaner.

I januar 2010 ble rapporten «Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleums-



Figur 7.6 Akutte utslipp av olje på mer enn 1 m³ olje fra petroleumssektoren.

Kilde: Oljedirektoratet.

virksomheten i Nordområdene» utgitt. Rapporten, som ble utarbeidet av Petroleumstilsynet, Universitetet i Stavanger og International Research Institute of Stavanger, slår fast at teknologi- og kunnskapsutvikling er avgjørende for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå. Dette kan redusere sannsynligheten for og konsekvensene av akutte utslipp. Det er således viktig at industri og myndigheter lærer av uønskede hendelser, slik at risikoen for nye akutte utslipp reduseres.

Oljevernberedskapen på norsk sokkel er viktig for å redusere konsekvensene av eventuelle større, akutte oljeutslipp. Klima- og forurensningsdirektoratet stiller krav til oljevernberedskapen, operatørselskapene har ansvaret for å bekjempe oljesøl fra petroleumsinstallasjoner på havbunnen eller på havoverflaten. Ansvaret omfatter strategisk ledelse. Norsk oljevernforening for operatørskap (NOFO) har på vegne av operatørene ansvar for taktisk og operasjonell ledelse av beredskapsressursene som blir tatt i bruk. NOFO etablerer og ivaretar oljevernberedskap på norsk sokkel for å bekjempe oljeforurensning på vegne av 25 operatørselskap, både i åpent farvann, i kystnære områder og i strandsonen. I den norske beredskapsmodellen kombineres offentlige og private oljevernressurser. Samarbeidet mellom den kommunale og den statlige oljevernberedskapen og NOFO gjør at Norges totale beredskapsressurser er tilgjengelige til enhver tid. Kystverket ivaretar statens ansvar for akuttberedskap og vil føre tilsyn ved oljevernaksjoner. Kystverket kan også vurdere om staten skal overta som leder av oljevernaksjonen.

Det er ingen garanti for at et framtidig oljeutslipp ikke vil kunne nå sårbare ressurser, i havet eller på land. Oljefelt bygges ut lenger nord enn tidligere. Risikoen for at et akutt oljeutslipp kan nå land øker (isolert sett) når virksomheten drives nærmere kysten. Dette krever utvikling av nytt utstyr både for å oppdage, følge og samle opp forurensning. Den store spredningen på aktivitetene langs hele kysten vil også kunne initiere behov for mer utstyr.

NOFO har tilgang til betydelige oljevernressurser som kan mobiliseres til alle deler av norsk sokkel. Dette inkluderer 20 egne fulltidsansatte, 50 vakt-/forsterkningspersonell fra operatørselskap, 25 oljevern fartøy, 25 slepebåter, 20 havgående mekaniske oljeoppsamlingsystemer og 80 personer tilknyttet 5 oljevernbasener. Det er store lagre av dispergeringsmiddel, oljevernutstyr for operasjoner nær kysten med tilgang til fiskefartøy, spesialteam til organisering og ledelse ved behov for operasjoner i strandsonen. Oljevernarbeidet

fokuserer på 5 barrierer, der barriere 0 er å hindre olje å komme ut i vannet, barriere 1, 2 og 3 er knyttet til oppsamling til havs og barriere 4 er opprydding i strandsonen.

Det legges også begrensninger på leteboring i oljeførende lag i visse deler av året. Dette for å begrense miljøkonsekvensene for blant annet fisk og fugl som følge av et eventuelt akutt oljeutslipp ved leteboring. Disse begrensningene er spesifisert i konsesjonsdokumentene fra myndighetene eller i forvaltningsplanen for et havområde. Det stilles krav til beredskap mot akutt forurensning ved alle leteboringer.

7.5 Sikkerhet på norsk sokkel

Det er Arbeidsdepartementet/Petroleumstilsynet som har ansvaret for regelverk for, og tilsyn med, både teknisk og operasjonell sikkerhet samt arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs og ved nærmere bestemte landanlegg. Myndighetsansvaret dekker alle faser av virksomheten, som ved planlegging, prosjektering, bygging, bruk og ved eventuell senere fjerning.

RNNP ble igangsatt i 1999/2000 for å utvikle og anvende et måleverktøy som viser utviklingen i risikonivået på norsk sokkel. Arbeidet har en viktig posisjon i næringen ved at det bidrar til en omforent forståelse av utviklingen i risikonivå blant partene. RNNP-arbeidet følger utviklingen i risikonivå i petroleumsvirksomheten ved hjelp av ulike metoder som hendelsesindikatorer, barriere data, intervju med nøkkelinformanter, arbeidsseminarer, feltarbeid og annet hvert år også en stor spørreskjemaundersøkelse. Resultatene presenteres i årlige rapporter, som også gir grunnlag for å sette i verk tiltak for å motvirke en negativ utvikling.

Samlet sett viser den siste RNNP-kartleggingen en svak negativ utvikling i risikobildet i 2010. Totalindikatoren for storulykker, både for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger, har i de siste fem-seks årene flatet ut. Målet er kontinuerlig forbedring.

Det var ingen dødsulykker på sokkelen i 2010 og frekvensen av alvorlige personskader har vist en positiv utvikling de senere år. Skadefrekvensen er nå 0,68 alvorlige personskader per million arbeidstimer for hele sokkelen. Det er signifikant lavere enn gjennomsnittet for foregående tiårsperiode.

Fram til 2008 var det en gjennomgående positiv utvikling i antall brønnkontrollhendelser. Men i perioden 2008–2010 har det vært en kraftig

økning, fra 11 hendelser i 2008 til 28 i 2010. Økningen er klar også når en tar hensyn til utviklingen i aktivitetsnivået (antall borede brønner). Petroleumstilsynet har bedt næringen ta tak i utfordringene knyttet til hydrokarbonlekkasjer og brønnkontrollhendelser. Næringen er bedt om å komme opp med konkrete tiltak som kan bidra til at utviklingen går i riktig retning.

Næringen har det siste tiåret rettet stor oppmerksomhet mot å redusere antall hydrokarbonlekkasjer og har etablert klare reduksjonsmål. Gasslekkasjer har stort potensial for å gjøre skade på grunn av eksplosjonsfaren ved spredning av gass-sky. Målet om maksimalt 20 lekkasjer ble nådd i 2005, mens målet om maksimalt ti lekkasjer per år ble nådd i 2007. Siden har utviklingen gått i feil retning; 14 lekkasjer i 2008, 15 i 2009 og 14 i 2010. I 2010 er det spesielt lekkasjer i kategorien 0,1–1 kg/s som øker. Det ble registrert én lekkasje med rate over 10 kg/s i 2010. Mer målrettet, og ikke minst kontinuerlig innsats fra næringen, må til for å snu denne utviklingen.

Indikatoren for de mest alvorlige helikopterhendelsene viser en positiv utvikling fra 2009 til 2010. Antall skip på kollisjonskurs viser også en positiv utvikling.

I en kommende stortingsmelding om arbeidsmiljø, arbeidsforhold og sikkerhet i norsk arbeidsliv, vil Arbeidsdepartementet legge fram en bredere oppdatert status for HMS-tilstanden i virksomheten. Det vil også pekes på viktige trekk ved HMS-regimet for norsk petroleumsvirksomhet og de viktigste utfordringene for HMS-arbeidet i årene fremover. Omtalen vil også dekke HMS-myndighetenes oppfølging av ulykken med Deepwater Horizon i Mexicogolfen.

7.6 Disponering

Petroleumsløven krever at rettighetshaverne legger fram en avslutningsplan for departementet til fem år før tillatelsen utgår eller bruken av innretningen tar slutt. Avslutningsplanen skal bestå av to deler; en konsekvensutredningsdel og en disponeringsdel. Konsekvensutredningen gir en oversikt over ulike konsekvenser disponeringen av innretningen vil ha på blant annet miljøet. Konsekvensutredningsdelen blir sendt på høring til berørte parter. Disponeringsdelen skal behandles av Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet som begge gir sin vurdering av denne. På bakgrunn av konsekvensutredningen med tilhørende høringsuttalelser og disponeringsdel med tilhørende vurdering av de to departemen-

tene, utarbeider Olje- og energidepartementet en kongelig resolusjon om disponering som legges fram for regjeringen.

Departementet har så langt behandlet mer enn 10 disponeringsplaner for utrangerte innretninger. I de fleste tilfellene har innretningene blitt fjernet og ført til land for opphugging. Eksempler på dette er Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg og Frøy. Det er blitt gitt to tillatelser til å etterlate innretninger til havs. Dette gjelder betongunderstellet til Ekofisktanken og et betongunderstell til TCP2-innretningen på Frigg-feltet.

Det er stor usikkerhet knyttet til disponeringsaktiviteten framover. Det er vanskelig å forutsi når en innretning skal stenges ned. Nedstengingstidspunkt for de ulike feltene og innretninger avhenger av en rekke faktorer, i første rekke oljepris, forventet produksjonsutvikling, drifts- og vedlikeholdskostnader og teknisk tilstand.

I tillegg til at nedstengingstidspunktet kan avvike fra opprinnelig plan, kan oppstart og varighet av selve avviklingsprosjektet være usikkert. De ulike feltene har betydelige forskjeller med hensyn til størrelse, kompleksitet og antall innretninger. Noen felt vil kunne ha utbygging og drift i flere faser, der noen innretninger fases ut, mens andre fortsatt vil være i drift. For mange vil også andre faktorer, som periode for plugging av brønner, frakobling av rørledninger eller tredjeparts bruk påvirke fjerningsarbeidet. Tilgjengelighet av tungløftfartøy vil være en viktig faktor. Det samme vil værforholdene, da mange aktiviteter vil være begrenset til sommerhalvåret.

Når vedtak om disponering fattes, legger myndighetene til grunn både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumsløven av 1996 regulerer disponering av innretninger. I tillegg har Norge i norsk regelverk gjennomført forbudet mot å dumpe utrangerte innretninger til havs, noe som er vedtatt under OSPAR-konvensjonen. OSPAR-vedtaket legger føringer på hva slags disponeringsalternativer som er akseptable for ulike typer innretninger til havs og åpner for unntak i enkelte spesifiserte tilfeller. Norge har gitt to slike unntak. Disse er betongunderstellet på Ekofisktanken og betongunderstellet på TCP2 på Frigg-feltet. I tillegg finnes det 10 andre betonginnretninger på norsk sokkel hvor fjerning kan være mulig. Imidlertid kan dette ha miljømessige og sikkerhetsmessige konsekvenser som kan gjøre det hensiktsmessig å la disse innretningene bli stående. I 2013 skal OSPAR igjen vurdere om det er grunnlag for å redusere mulighetene for unntak fra dumpeforbudet basert på erfaringer og teknologiutvikling. Oljedirektoratet har tatt initia-

tiv til et samarbeidsprosjekt med Klima- og forurensningsdirektoratet og Petroleumstilsynet for å vurdere framtidige utfordringer og tiltak for fjer-

ning og opphugging av betonginnretninger på norsk kontinentalsokkel.

8 Sysselsetting, ringvirkninger og forskning

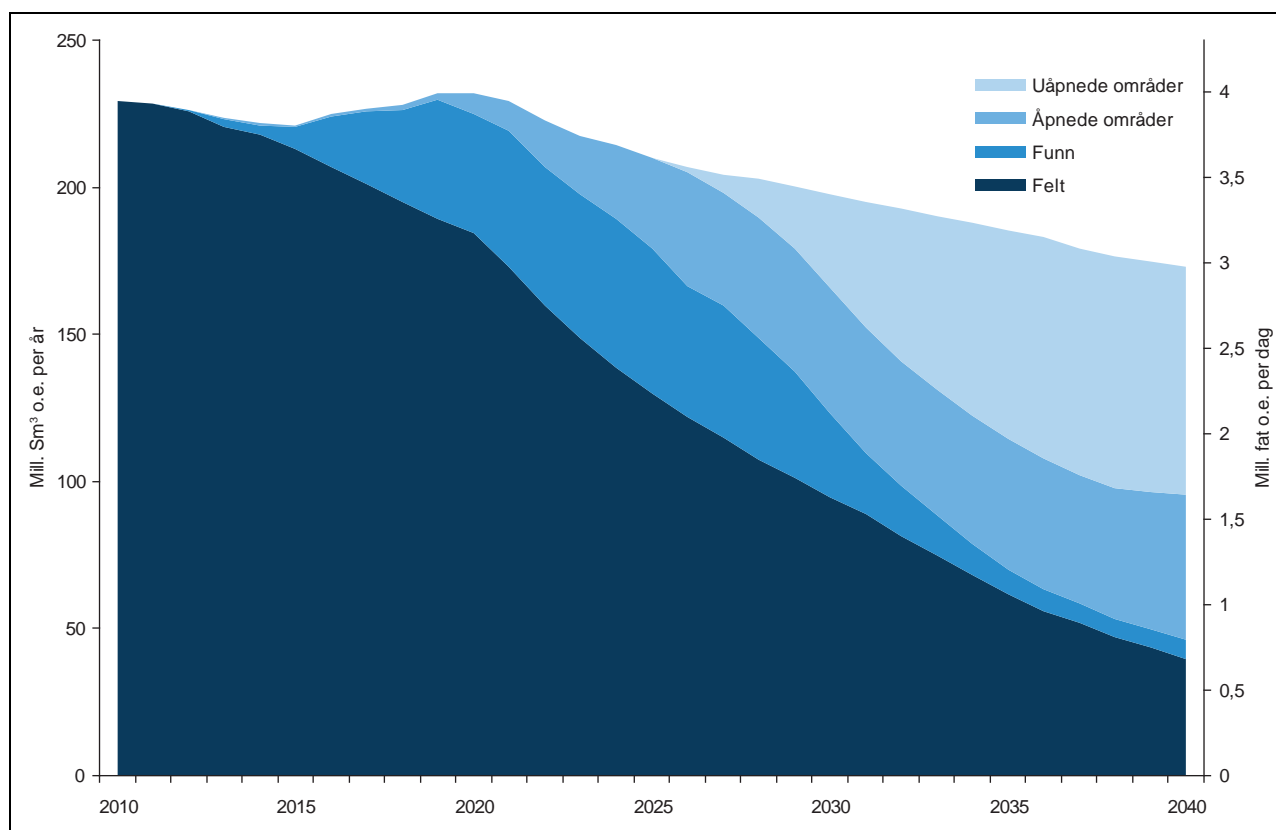
Petroleumsressursene på norsk sokkel har lagt grunnlaget for en høykompetent og internasjonalt konkurransedyktig olje- og gassnæring. Oljeselskaper, leverandørindustri og forsknings- og utdanningsinstitusjoner har i fellesskap funnet løsninger på krevende forhold til havs. Store utbyggingssjekter har drevet fram nye teknologiske løsninger. Gunstige rammebetingelser for forskning og teknologiutvikling har vært en viktig forutsetning.

Det er et mål i regjeringens petroleumspolitik å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass, som også kan gi grunnlag for lønnsomme og attraktive arbeidsplasser på fastlandet. Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel genererer arbeidsplasser over hele landet. Næringen sysselsetter i dag om lag 43 000 personer, men over 200 000 arbeidsplasser kan direkte eller indirekte

knyttes til etterspørselen fra aktivitetene på sokkelen. Det utgjør nær åtte pst. av samlet sysselsetting i Norge.

Ressursinnsatsen på norsk sokkel er på et svært høyt nivå. Dette ser ut til å fortsette i de kommende årene. Et fortsatt høyt aktivitetsnivå innebærer at det er et betydelig marked for en petroleumsrettet leverandørindustri og for annen tilknyttet næringsvirksomhet. Mindre funn gjør det likevel mer krevende å få til nye, felles teknologiløft i næringen.

Aktivitetsnivået i petroleumsvirksomheten over tid er avhengig av hvor stor del av de gjenværende ressursene som blir utnyttet. Dersom kun dagens investeringsplaner blir gjennomført, vil petroleumsvirksomheten raskt reduseres. En sterk satsing på eksisterende felt, på nye lønnsomme feltutbygginger og leting vil gi grunnlag



Figur 8.1 Mulig produksjonsforløp på norsk sokkel.

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

for et høyt og stabilt aktivitetsnivå også framover i tid. I et tidsperspektiv utover 2020 vil leting i åpne områder og tilgang på nye leteområder være avgjørende for aktivitetsnivået. Tiltak innenfor alle disse områdene er nødvendige for å sikre næringen nye oppgaver. Derfor har regjeringen besluttet å igansette en åpningsprosess for havområdene rundt Jan Mayen og den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensninglinjen i Barentshavet sør.

Nye funn gir grunnlag for nye utbygginger og tilhørende ringvirkninger. Størst potensial for å gjøre store og nye funn er i havområdene utenfor Nord-Norge. Gjennom utvidet leteaktivitet legges det til rette for ny aktivitet og betydelige ringvirkninger i nord. Utbyggingene av Snøhvit, Goliat og Skarv illustrerer at petroleumsvirksomhet gir betydelig verdiskaping og sysselsetting lokalt og regionalt.

Ved å utnytte ressurspotensialet på norsk sokkel, vil olje- og gassnæringen kunne skape betydelig aktivitet i fastlandsøkonomien i tiår framover. Utbygging og drift av felt vil gi kunnskapsintensive arbeidsplasser og andre positive ringvirkninger. Utnyttelse av ressurspotensialet vil bidra til forskningsaktivitet og kompetansebygging. Forskning og utvikling er viktig for å oppnå økt ressursuttak og sikre industrien internasjonal konkurransekraft. Næringen er og må være en pådriver innen forskning og utvikling. Myndighetene har en viktig rolle som tilrettelegger, og på utvalgte områder hvor næringens innsats ikke er tilstrekkelig er det behov for offentlige midler.

8.1 Sokkel og land

Et fortsatt høyt etterspørselsnivå fra virksomheten på norsk sokkel er avgjørende for framtida til en lang rekke bedrifter og arbeidsplasser i hele landet. Dette gjelder bedrifter og arbeidsplasser både i oljeselskaper, i petroleumsrettet leverandørindustri og i annen tilknyttet næringsvirksomhet.

Norske bedrifter er involvert i hele produksjonskjeden. Ulike bedrifter driver eksempelvis aktivitet til havs, leting, utbygging, modifikasjoner, vedlikehold, drift og disponering. For disse bedriftene og tilhørende sysselsetting er det ikke bare det totale etterspørselsnivået som teller. Disse bedriftene er avhengige av at det er aktivitet i hele verdikjeden innenfor petroleumsvirksomheten.

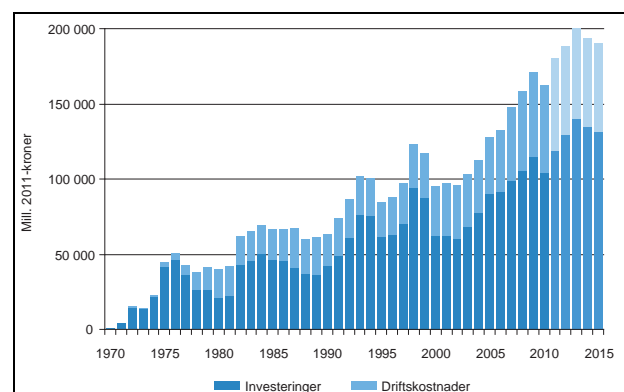
I løpet av det siste tiåret har investeringene og driftskostnadene på norsk sokkel økt kraftig. Res-

sursinnsatsen på norsk sokkel er på et høyt nivå, noe som ser ut til å fortsette i kommende femårsperiode, jf. figur 8.2. Et fortsatt høyt aktivitetsnivå innebærer at det også framover vil være et betydelig marked for en petroleumsrettet leverandørindustri og for annen tilknyttet næringsvirksomhet.

Oppdragsmengden knyttet til felt i drift er et kjernemarked for norsk leverandørindustri. Norske leverandører er særlig godt posisjonert til å konkurrere om oppdrag knyttet til felt i drift fordi de har geografisk nærhet til norsk sokkel og ofte erfaring fra tidligere oppdrag på de aktuelle feltene.

Dersom kun vedtatte investeringsplaner gjennomføres, vil norsk sokkel oppleve et raskt produksjonsfall. En forsterket innsats på å øke utvinningsgraden fra eksisterende felt kan begrense produksjonsfallet. Det vil gi store muligheter for nye oppdrag fordi tiltak som øker ressursuttaket på felt ofte krever betydelige investeringer. Det vil også legge grunnlaget for en mer langsiktig drift av feltene. Bare i inneværende år er det planlagt å ta investeringsbeslutninger i nye innretninger, modifikasjoner og brønner på Ekofisk, Eldfisk, Åsgard, Snorre og Troll som alle har en investeringsramme på over 10 mrd. kroner. Tiltak for å øke utvinningsgrad og levetid er viktig for store deler av leverandørindustriens oppdragsmengde på mellomlang sikt.

Antallet nye funn på norsk sokkel øker i modne områder. Gjennomsnittlig funnstørrelse er imidlertid vesentlig lavere enn på 1970- og 1980-tallet. Funnstørrelsen har betydning for utbyggingsløsninger og trenden er færre selvstendige utbygginger og flere brønner og satellitter tilknyttet eksisterende infrastruktur. Mindre funn, kombinert med et relativt høyt kostnadsnivå sammenlignet med andre petroleumsprovinser, medfører at næringen står overfor nye teknologiske og økonomiske utfordringer i årene som kommer.



Figur 8.2 Ressursinnsats (1971–2015).

Kilde: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet.

Store deler av letearealet næringen i dag har tilgang til er forholdsvis godt utforsket. De lovende områdene på dypt vann i Norskehavet har foreløpig ikke innfridd forventningene. Skrugardfunnet – som nylig ble gjort, er positivt nytt for utforskningen av Barentshavet. Sist nytt areal ble åpnet for petroleumsvirksomhet var i 1994. Det tar lang tid å modne funn slik at de resulterer i feltutbygging og produksjon. For eksempel er funnåret for Snøhvit, Gjøa og Skarv henholdsvis 1984, 1989 og 1998. Snøhvit ble satt i produksjon i 2007, Gjøa i 2011, mens Skarv fortsatt er under utvikling. Det er i løpet av de siste ti år ikke gjort så store funn som tidligere. Dette vil ha betydning for hvilke utbygginger som kommer framover.

Tilgang på nye, prospektive leteområder er viktig for å legge til rette for nye, større prosjekter som kan bære fram framtidens teknologiske løsninger. Derfor har regjeringen besluttet å igangsette en åpningsprosess for havområdene rundt Jan Mayen og den del av tidligere omstridt område som ligger vest for avgrensningsslinjen i Barentshavet sør. Petroleumsindustrien prioriterer sine ressurser der det eksisterer interessante forretningsmuligheter. For at Norge skal forbli vertsland for en innovativ og høyteknologisk olje og gassindustri, er tilgang til attraktivt leteareal en forutsetning. Større funn i umodne områder krever gjerne større grunnlagsinvesteringer i form av selvstendige utbygginger og infrastruktur. Slike funn gir derfor grunnlag for større oppdrag for leverandørindustrien per feltutvikling enn utbygging av mindre funn i modne områder. Nye selvstendige utbygginger gir videre mulighet for oppgaver for flere deler av leverandørindustrien enn mindre satellittfelt. Næringen må i fellesskap finne frem til kostnadseffektive løsninger som gjør at ressursene både i nye områder og i modne områder kan bli realisert.

På lang sikt er det helt avgjørende at det påvises tilstrekkelig nye ressurser for å sikre jevn og høy aktivitet på sokkelen og dermed også nye oppgaver for næringen. Fortsatt nye feltutbygginger forutsetter tilgang til nytt areal. Uten tilgjengelig areal vil etterspørselsimpulsene mot leverandørindustrien avta i takt med redusert ressursinnsats på sokkelen, og dermed svekke grunnlaget for en norskbasert leverandørindustri.

Når produksjonen opphører, skal innretningene på norsk sokkel fjernes. I dag står det om lag 500 innretninger på norsk sokkel. Det vil være et betydelig arbeid med å avvikle felt som har vært i produksjon. Kostnaden ved å håndtere innretningene på norsk sokkel er estimert til om lag 160 mrd. kroner¹. Dette innebærer at håndtering av

utrangerte innretninger vil være et stort marked som kan gi store industrielle muligheter for bedrifter på fastlandet.

Det antas at om lag 30 innretninger på norsk sokkel vil bli tatt ut av bruk på norsk sokkel i perioden 2010–2020. På britisk sokkel er det anslått at mer enn 260 innretninger vil bli tatt ut av drift i samme periode. Dette er et voksende og interessant marked for norsk fjerningsaktører og motaksanlegg. Per i dag finnes det tre anlegg i Norge som kan motta og behandle utrangerte oljeinnretninger. Usikkerheten knyttet til prognosene over er stor siden det er vanskelig å forutsi når en innretning skal stenges ned. Nedstengningstidspunkt for de ulike feltene og innretninger avhenger av en rekke faktorer. Først og fremst gjelder dette oljepris, forventet produksjonsutvikling, drifts- og vedlikeholdskostnader og teknisk tilstand. Historisk har anslagene for levetid variert mye og trenden i dag er at levetiden stadig forlenges. Kapasiteten til de ovennevnte anleggene ventes å være tilstrekkelig til å kunne ta hånd om mengdene som er forventet til opphugging frem mot 2020².

Regjeringen vil:

- Opprettholde en slagkraftig petroleumsindustri i Norge over tid ved å legge til rette for lønnsom framtidig aktivitet på norsk sokkel gjennom utbygging av funn, økt utvinning, leting i åpnede områder og åpning av nye områder.

8.2 Petroleumsvirksomheten gir arbeid til mange

Det å bygge opp en sterk leverandørindustri har vært en målsetting fra petroleumsvirksomheten startet på norsk sokkel. Dette har lyktes og i dag består leverandørindustrien av mange konkurransedyktige bedrifter som leverer teknologisk avanserte produkter og tjenester til norsk sokkel og til internasjonale markeder. Industrien er aktiv innenfor letevirkosomhet, nye utbygginger, drift, vedlikehold, modifikasjoner og avslutning av felt. Noen konsentrerer seg om ett av disse markedene, mens andre har virksomhet i flere deler av denne verdikjeden. Norske selskaper er blitt markedsledere innen seismikk, undervannsproduk-

¹ Se Klima- og forurensingsdirektoratet, Avvikling av utrangerte plattformer, TA-2643/2010

² Se KLIFs rapport: Avvikling av utrangerte plattformer, TA-2643/2010

Boks 8.1 Industri bygget på tradisjoner

Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel krever løsninger som er tilpasset vær- og havforholdene i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. De sterke tradisjonene og kunnskapen fra skipsfart og –bygging, ga et godt grunnlag for å ta steget over til å levere varer og tjenester også til petroleumsvirksomheten. Med et slikt utgangspunkt har norsk maritim sektor og tilhørende utstysleverandører utviklet seg til en viktig del av den petroleumsrettede leverandørindustrien. Om lag 90 pst. av den samlede kontraktverdien til skip levert fra norske skipsverft i perioden 2009–2013 går til fartøy som brukes i olje- og gassvirksomheten.

Norske offshorerederier eier og driver en av verdens mest avanserte offshoreflåter. Den norske flåten av servicefartøy (forsyning, ankerhåndtering og spesialskip) er nest størst i verden. For hvert offshore skip som bygges i Norge, skapes arbeidsplasser i hele landet. Byggingen av ankerhåndteringsfartøyet «Normand Prosper» involverte utstysleveranser fra 91 norske bedrifter. Skipet ble levert 9. april 2010 fra STX Norway Offshore i Brattvåg til Solstad Offshore ASA i Skudeneshavn.

sjonssystemer, boreutstyr, offshore servicefartøyer, flytende produksjon og transporttjenester.

I kjølvannet av oppbyggingen av en konkurransedyktig leverandørindustri i Norge, har importandelen i petroleumssektoren blitt redusert. Det innebærer at etterspørselen fra virksomheten på sokkelen er blitt viktigere for aktivitetsnivået i norsk økonomi. Det betyr også at endringer i aktivitetsnivået på sokkelen, og dermed etterspørselen fra næringen generelt, får større virkning for sysselsettingen på fastlandet. Tidlig på 1970-tallet var importandelen svært høy – nærmere 100 pst. I takt med at norsk næringsliv har opparbeidet seg kompetanse innen petroleumsrelatert virksomhet er den nå beregnet til å være mellom 20 og 30 pst.

I følge SSBs definisjon av petroleumsnæringene sysselsetter den om lag 43 000 personer³. Omtrent halvparten av disse er ansatt i oljeselskapene. Dette omfatter kun en del av de ansatte i petroleumsvirksomheten. Ved også å ta med det som SSB definerer som petroleumsrelaterte næringer er tallet høyere. Med denne avgrensningen er 63 000 personer sysselsatt i næringen, 65 pst. av de sysselsatte bor i Rogaland og Hordaland. 424 av landets 430 kommuner har minst en innbygger sysselsatt i det som kan sies å utgjøre kjernevirksomheten og omfatter den direkte sysselsetting i petroleumsvirksomheten.

Virkingen av den samlede etterspørselen fra petroleumsnæringen er vesentlig større. En rekke

bedrifter leverer varer og tjenester til petroleumsvirksomheten eller til bedrifter i næringsgruppen nevnt ovenfor. Dette gjelder blant annet seismikkselskaper, engineeringsselskaper og skipsverft.

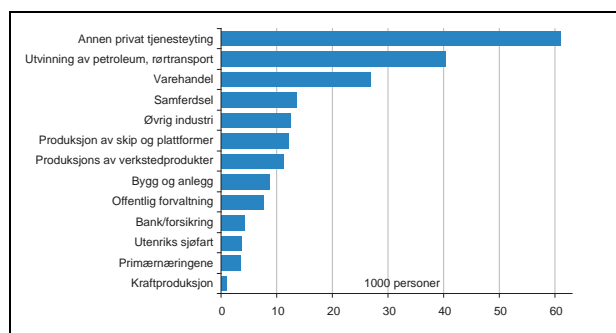
Etterspørselen fra petroleumsnæringen har vært og er av meget stor betydning for aktiviteten i mange bedrifter rundt omkring i landet. Forskere fra Statistisk sentralbyrå har analysert virkningene av denne etterspørselen⁴ blant annet på sysselsettingen i Norge. Ved å ta utgangspunkt i direkte og indirekte leveranser til petroleumsvirksomheten er det laget et anslag på omfanget av sysselsettingen som kan knyttes til de direkte og indirekte leveransene til petroleumsnæringen. Beregningene – som er basert på tall fra 2006, viser en sysselsetting på 206 000 i 2009, jf. figur 8.3.

Leveransene til petroleumsvirksomheten kommer fra mange deler av norsk næringsliv. Det er ikke bare i det vi primært tenker på som leverandørnæringene at aktiviteten påvirkes av etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Dette gjelder et bredt spekter av næringer, inklusive bygg og anlegg, samferdsel, varehandel, bank/forsikring og andre deler av privat tjenesteyting, jf. figur 8.3.

Gjennom det siste tiåret har leverandørindustrien opplevd en betydelig vekst. Veksten reflekteres ikke bare i økt sysselsetting, men også i omsetning og verdiskaping. Kompetanse fra petroleumsvirksomhet er også relevant for andre

³ SSBs næringsgrupper: "utvinning av råolje og naturgass", "tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning" og "rørtransport".

⁴ Økonomisk analyse 3/2010; Etterspørselen fra petroleumsvirksomheten, betydningen for produksjon og sysselsetting i Norge; SSB.



Figur 8.3 Antall sysselsatte som direkte og indirekte kan knyttes til etterspørselen fra petroleumsvirksomheten i 1000 personer, 2009.

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

typer oppdrag. Norske byggeverft har fått betydelige kontrakter på produksjon av understell til vindmøller offshore. Tilsvarende har Statoils kompetanse som operatør for olje- og gassfelt, vært av stor betydning for utviklingen av fullskala flytende vindmøller. På samme måte som kunnskapen og erfaringen fra skipsfart var viktig for oppbyggingen av leverandørindustrien til petroleumsvirksomheten, gir dagens kunnskapsbase et godt grunnlag for framtidig aktivitet også innenfor fornybar energi.

8.2.1 Lokalisering av leverandørindustrien

Menon Business Economics, IRIS og Ramm Energy Partner har gjennomført en analyse som blant annet viser lokalisering og sysselsetting i norsk leverandørindustri. Analysen viser at Stavangerregionen er den økonomiske regionen med desidert flest årsverk knyttet til leverandørindustrien. Denne regionen står i en særstilling. Nærhet til sørlige deler av Nordsjøen, hvor petroleumaktiviteten startet, er en viktig årsak til dette. Etter hvert har det vokst frem sterke industrimiljøer ellers i landet. Dette inkluderer sterke miljøer innenfor blant annet drift og vedlikehold i Bergensregionen, undervannsutstyr i Kongsberg/Asker-regionen, rederi- og skipsbyggingsaktivitet på Sunnmøre og Sunnhordland og NODE klyngen på Sørlandet som blant annet kjennetegnes ved leveranser av boreutstyr, jf. figur 8.4.

Etter hvert som petroleumsvirksomheten har flyttet seg nordover, har man fått næringsutvikling på land, også lenger nord. Det har de siste årene vært store utbygginger utenfor Midt-Norge. Dette har skapt aktivitet og sysselsetting i regionen. Utbyggingen og drift av Snøhvit har generert store ringvirkninger for landbasert virksomhet i

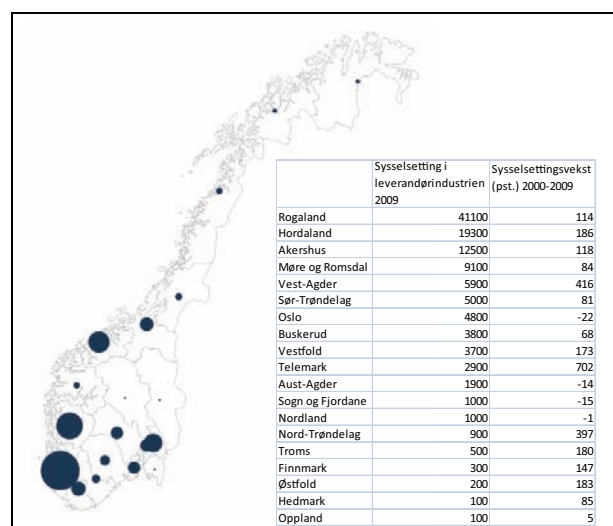
nord, spesielt i Hammerfest, hvor flere bedrifter har opplevd et løft knyttet til både kompetanse, teknologi og kapasitet.

Leverandørbedrifter gir oppdrag også utenfor eget lokalmiljø. Større leverandørbedrifter har innkjøp som fordeler seg over hele landet. I 2010 kjøpte FMC Technologies inn varer og tjenester for over 3 milliarder kroner fordelt på 18 av landets fylker.⁵

8.3 Framveksten av næringen

I 1959 ble Groningenfeltet i Nederland oppdaget. Dette vekket interessen til de store internasjonale oljeselskapene, som ba om tillatelse til å gjøre seismiske undersøkelser i Nordsjøen utenfor kysten av England og Norge. På dette tidspunktet fantes det liten kompetanse på leting, produksjon eller foredling av petroleum i Norge. Det var ingen utdanning rett mot petroleumsvirksomhet og ingen offentlige organer eller institusjoner med olje og gass som arbeidsområde.

I de første årene med oljevirkomhet på norsk sokkel var myndighetene derfor opptatt av å etablere gode rammer for virksomheten. Viktige hensyn var å beholde nasjonal kontroll over ressursene og sikre positive effekter ved en eventuell utvikling av disse. Videre var en opptatt av å tiltrekke seg de store, internasjonale oljeselskapene. Disse selskaperenes faglige kompetanse og



Figur 8.4 Lokalisering og sysselsetting i norsk leverandørindustri.

Kilde: Menon Business Economics, IRIS, Ramm Energy Partner.

⁵ Kilde: FMC technologies, mars 2011

tekniske og finansielle kapasitet var svært viktig for å komme i gang på en forsvarlig måte.

8.3.1 Industriell erfaring og kultur

I den første tiden dominerte utenlandske leverandører på alle områder. Den fremste teknologien og de beste utbyggingsløsningene ble importert. De var ikke nødvendigvis tilpasset forholdene i Nordsjøen. Det var derfor rom for forbedringer, noe norsk industri raskt engasjerte seg i. I den første tiden ble det derfor fokusert på å lære seg å tilpasse løsninger som var utviklet i utlandet.

Selv om norske bedrifter hadde liten kompetanse når det gjaldt petroleumsvirksomhet, så hadde man miljøer med en industriell erfaring og en industriell kultur som en kunne utnytte. Eksempelvis hadde man miljøer med erfaring fra bygging av store strukturer som vanndammer, broer og skip.

De norske entreprenørfirmaene Selmer og Høyer-Ellefsen fikk i oppdrag å bygge en lager-tank i betong til Ekofiskfeltet. Jåttåvågen utenfor Stavanger ble valgt til byggested. Bruk av betong som var et fransk forslag, var en suksess og ble et gjennombrudd for betonginstallasjoner til havs. Teknologien ble videreutviklet av en rekke selskaper. Det norske bidraget fikk navnet Condeep⁶. Norwegian Contractors ble etablert av firmaene Høyer-Ellefsen, Selmer og Furuholmen for å bygge den første plattformen av denne typen (til Beryl-feltet på britisk sokkel). Innen utgangen av 1974 hadde selskapet så mange som seks betongplattformer under bygging i Jåttåvågen. Foruten Ekofisktanken ble det i Norge bygget 18 betongplattformer. 15 plattformer i Stavanger, to i Åndalsnes og en på Hanøytangen.

Aker Solutions har videreført erfaringene innen design, bygging og installasjon av offshore betongstrukturer. Betong har vist seg å være godt egnet i arktiske strøk og/eller i møte med isfjell, drivis og is som bygger seg opp. Aker Solutions bygger fortsatt betongplattformer til værharde områder i Canada og Russland.

Sjøfartskunnskapene som nordmenn hadde til-egnet seg gjennom generasjoner, var til stor fordel da oljeleting og -utvinning skulle startes opp. Mange sjøfolk som var vant med å arbeide i lengre perioder langt hjemmefra, ble rekruttert til oljenæringen. Erfaringer fra havet og stor tilpasnings-evne var viktig i en internasjonal industri som olje-

virksomheten. Norske redere hadde erfaring fra å operere internasjonalt, og hadde allerede kontakter inn i oljebransjen. Mange rederier var kapitalsterke og rederne var vant til å foreta store og til dels risikofylte investeringer.

Norske selskaper ble for eksempel raskt sentrale i å videreutvikle seismikkteknologien og tilpasse den teknologien for anvendelser til havs. Norske fabrikktrålere egnet seg godt for ombygging og ble tatt i bruk som seismikkfartøy. Mannskaper som hadde bemannet fiskebåter, ble med over på seismikkfartøyene. Geofysikere og ingeniører ble derigjennom tilført verdifull kunnskap om håndtering av utstyr fra fiskeflåten. Synergieffekten mellom fiskeri og seismikk har gjort at Norge har spilt en sentral rolle på dette fagfeltet. Det startet med etableringen av Computas og Geoteam, og fortsatte med utviklingen av Geco og PGS som begge etterhvert ble verdensledende innen seismikk.

Langs kysten lå det mange store og mindre skipsverft for nybygging og reparasjon av skip. Disse ble i liten grad engasjert i byggingen av plattformene de første årene. Etter fall i oljeprisen, kollaps i tankmarkedet og flere funn på norsk sokkel på 1970-tallet, tilpasset mange av verftene seg behovene til oljeindustrien. Dette gjennom bygging av borerigger, produksjonsplattformer og forsynings- og støttefartøyer. Industristrukturen i norsk verftsindustri, med mange små og spredt beliggende verft, gjorde det nødvendig å dele større oppdrag i mindre enheter. Arbeidsdeling mellom flere verft muliggjorde raskere levering og samtidig utnyttning av ekspertisen i de enkelte lokale verftene og verkstedene.

Den første norske plattformen ble bygget i 1966. Rosenberg Mekaniske Verksted i Stavanger og Akers Mekaniske Verksted i Oslo var sentrale i byggingen av plattformen. Aker utviklet også en ny type borerigger. Den første av disse ble satt i drift i 1974. Selskapet sitt konsept er senere videreutviklet og flere verft omkring i verden har bygd rigger på lisens fra Aker. Den siste generasjonen av slike rigger kan bore på 3000 meters vanddyp. Opp gjennom årene er en rekke spesialfartøy, plattformer og ulike moduler til petroleumsvirksomheten bygd ved norske verft.

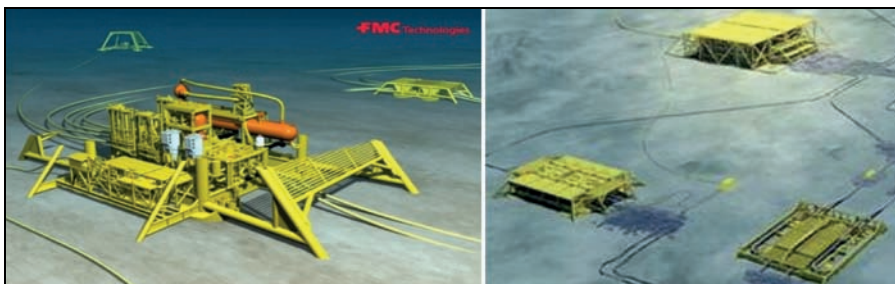
Lange industritradisjoner, sterk realfagskompetanse og teknologikunnskap og et sterkt ingeniørmiljø er viktig grunner til at bedrifter i området Kongsberg-Oslo i dag er verdensledende når det gjelder undervannsutstyr til petroleumsvirksomheten.

⁶ Concrete Deepwater Structure

Boks 8.2 Undervannskompetanse

Undervannsegmentet har blitt et forretningsområde der norsk leverandørindustri er teknologisk ledende internasjonalt. Norge har selskaper som opererer innenfor alle segmentene av forsyningskjeden, både hovedkontraktører, systemoperatører, produktleverandører og service-selskaper finnes i kjeden. Selskaper som FMC Technologies, Aker Solutions, GE Oil&Gas, Framo, ClampOn og Subsea 7 er eksempler på ulike spisskompetanse innenfor dette markedet. Norskbaserte leverandører har for eksempel om-

lag 60 pst. av verdensmarkedet for ventiltrær. Driverne bak det sterke undervannsmiljøet i Norge er krevende kunder (oljeselskaper) som har bidratt med kapital til FoU og vilje til uttesting av teknologi på norsk sokkel. Samtidig har leverandørene kunnet rekruttere kompetent arbeidskraft i samarbeid med universitet og høyskolemiljøer, for eksempel på Kongsberg og i Bergen. Universitet i Bergen har status som Norwegian Centre of Expertise (NCE) innenfor undervannsløsninger.



Figur 8.5 Bunnrammer.

Illustrasjon: FMC.

8.3.2 Kompetanse

Myndighetene så at de store oljeselskapene hadde både den teknologiske kompetanse og kapital som var nødvendig for å finne og utnytte eventuelle petroleumsressurser. Norge var derfor i de første årene avhengig av de multinasjonale selskapene for å kunne utnytte ressursene. Den statlige politikken gikk ut på å tiltrekke seg internasjonale oljeselskaper og teknologi.

En rekke store felt ble funnet på 1970- og 1980-tallet. Den økte vanddybden og de klimatiske forholdene gjorde det nødvendig med betydelig teknologisk utvikling før disse feltene kunne bygges ut. I forbindelse med fjerde konsesjonsrunde i 1979 ble teknologiavtaler mellom den norske staten og de utenlandske oljeselskapene innført. Målet med avtalene var å stimulere norsk industri og øke norsk kompetanse. De utenlandske selskapene bidro med økonomiske midler og kompetanse for å utvikle teknologi i Norge. De norske forskningsmiljøene og norske bedrifter fikk dermed en inngang til petroleumsrelatert forskning. Gjennom aktiv politikk fra myndighetenes side og store satsninger i selskapene, ble det raskt bygget opp kompetanse og nye virksomheter innenfor

seismikk, boring, bygging av forsyningskip, boreplattformer, produksjonsplattformer, forskning og utdanning.

Kompetansen på disse områdene har vært viktig for utviklingen av norsk sokkel og norske arbeidsplasser. Nyere teknologi innen økt oljeutvinning som horisontalboring, flergrensboring, tre- og firedimensjonal seismikk og mange ulike injeksjonsteknologier, har eksempelvis bidratt til at nye felt kunne bygges ut og mange felt på norsk sokkel fikk økt reservoarutnyttelsen og dermed forlenget levetiden. Den var også viktig for overgangen fra store, integrerte betongplattformer til undervannsløsninger koplet til eksisterende plattformer, nye flytende plattformer, produksjonsskip eller enkle, ubemannede plattformer. Utviklingen av løsninger som gjør både fjernstyring av plattformer og av brønner på et stadig større vanddyp mulig, har vært svært viktig også for denne utviklingen.

Siden 1980 har det pågått aktivitet for å finne løsninger slik at ubehandlet brønnstrøm kan transporteres over lange avstander i samme rør, såkalt flerfasetransport. Aktiv bruk av flerfasetransport representerte et viktig tidsskille i utbyggingen både på norsk sokkel og internasjonalt.

Boks 8.3 Brønnservice – et nøkkelområde for økt olje- og gassproduksjon

Brønnservice omfatter operasjoner i forbindelse med boring av nye brønner og operasjoner i brønner som er i produksjon for å optimalisere eller opprettholde produksjonen av olje og gass. Tradisjonelt har de store internasjonale selskapene Schlumberger, Halliburton og Baker Hughes dominert dette markedet. Myndighetenes prioriteringer av økt utvinning og økte bevilgninger til forskningsinstitusjoner har bidratt til en tilvekst av stadig flere spesialiserte leverandørbedrifter i dette markedet. Mange har sitt utspring i norske forskningsmiljøer, bl.a. IRIS i Stavanger. I dag eksisterer det over 140 bedrifter i Norge som har spesialisert seg på brønnservice.

Det hender at man må gå inn i brønnene for å utføre vedlikehold eller andre tekniske operasjoner, f.eks. erstatte rør, overvåke produksjonen og logge trykk, strømning og temperatur. Dette kalles brønnintervensjon. Aker Well Service har i samarbeid med Statoil utviklet en såkalt brønntraktor (bildet). Dette er en innretning på om lag fem meter som kan skyve utstyr så langt som en mil langs de horisontale delene av en brønn. En brønntraktor gjør det mulig å utvinne selv små produksjonsvolumer av olje. Statoil alene anslår at brønntraktoren vil gi økt utvinning med en verdi på 300 mill. kroner årlig. I tillegg anslår Statoil en kostnadsbesparelse på om lag 500 mill. kroner i året ved å benytte

brønntraktor fremfor tradisjonelle kveilerør eller trykkrøperoperasjoner. Fordi en brønntraktor er relativt enkel å håndtere har den også HMS-gevinster.



Figur 8.6 Brønntraktor – eksempel på ny brønnteknologi.

Illustrasjon: Statoil.

Flerfaseteknologien fikk blant annet et avgjørende gjennombrudd med utbyggingen av TOGI (Troll Oseberg Gass Injection). Det gjorde også at prosessdelen på Troll A-utbyggingen kunne etableres på land gjennom etableringen av gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Ytterligere framskritt gjorde utbyggingsløsningene av Snøhvit og av Ormen Lange mulig.

Kombinasjonen av nye og utfordrene oppgaver innen utbygging og drift, sterke universitetsmiljøer og kompetente leverandørbedrifter og oljeselskaper, har vært en viktig årsak til at Norge har lyktes på disse områdene.

8.3.3 Regional utvikling

Norge har over en periode på 35 år bygget opp en leverandørindustri som på flere felt er verdensledende. Gjennom denne perioden er spesialiserte

foretak etablert og en kunnskapsrik arbeidskraft utviklet. Spesielt i marin sektor er det også utviklet investeringsmiljøer som har vært framsynt og risikovillig, men flere investorer har over tid blitt mer villig til å satse på utvikling av teknologidrevne foretak.

For en god del aktivitet i leverandørindustrien er det hensiktsmessig å være lokalisert i nærheten av der utbyggings- og driftsaktiviteten pågår. Med den gradvise framrykkingen nordover som er gjennomført på norsk sokkel, så ville en forvente å finne igjen den samme geografiske utviklingen av sysselsettingen i leverandørindustrien. Dette er også tilfelle.

Rogaland- og Stavangerregionen er den største regionen målt i antall sysselsatte, men har over tid fått redusert sin relative posisjon på grunn av stor vekst på Sørlandet, i «subseakorridoren» Oslo – Kongsberg og hos rederier og

Boks 8.4 En innovativ næring med utgangspunkt i Agder

Knapt noe annet olje- og gassmiljø har hatt en så kraftig vekst som den såkalte Sørlandsklyngen de siste årene. Olje og gassmiljøet på sørlandet har formalisert et samarbeid gjennom NODE-sekretariatet (Norwegian Offshore & Drilling Engineering), som også legger til rette for samarbeid mellom næringsliv og utdannings- og forskningsmiljøene i regionen. NODE ble i 2009 Norwegian Centre of Expertise og omfatter om lag 50 bedrifter og om lag 6200 mennesker. Boreutstyr, laste-, losse og forankringssystemer samt bølgekompenenserende kraner er de viktigste produktene. Gjennom tett samarbeid med

krevende kunder, målrettet FoU-arbeid, særlig innenfor mekatronikk (mekanikk og elektronikk), og samarbeid på tvers i klyngen har bedriftene utviklet innovative løsninger som har vist seg meget kostnadseffektive.

De største leverandørene av boreutstyr omfatter Aker Solutions, National Oilwell Varco, TTS Energy og Nymo. APL og Aker Solutions har spesialisert seg på forankrings- og losse-/lasteteknologier. NODE-bedriftene utgjør et sterkt og viktig industrimiljø i Agder, hvis omsetning i 2009 var på 40 mrd kroner.



Figur 8.7 Eksempler på forankrings- loss og lasteteknologi og boreteknologi.

Kilde: NODE.

skipsverft fra Flekkefjord til Rissa. Midt-Norge har også kommet godt med i aktivitetene, mens Nord-Norge mangler de større dynamiske vekstforetakene utenfor Hammerfestområdet.

Geografisk nærhet er imidlertid ikke tilstrekkelig. Framveksten av næringen har også nedfelt seg i en regional arbeidsdeling der ulike regioner har utnyttet egne fortrinn til å etablere ny virksomhet. Regional spesialisering kan observeres. Dynamikken i næringen er sterkest i Stavangerregionen. Framveksten av undervannsmiljøet på Kongsberg eller rederi- og skipsbyggingsaktivitetene på Sunnmøre er andre eksempler.

Et fellestrekk for alle disse miljøene er at de ikke er bygget opp fra grunnen, men har utviklet seg fra allerede eksisterende miljøer for mekanisk konstruksjon, maskinproduksjon, skipsfart eller havgående fiskerier. Samtidig har norsk sokkel og ulike oljeselskaper på norsk sokkel bydd på mange utfordringer som har krevd kreativitet og kunnskapsutvikling. Sammenkoplingen av ulik,

høyt spesialisert kompetanse har vært viktig for å få dette til og tette regionale miljøer medvirker til dette. Områder med en stor grad av små og relativt ressursvake foretak, har sett svakere effekter enn andre regioner med andre forutsetninger.

8.4 Store muligheter i nord

Regjeringen ønsker, og kommer til å legge til rette for, at lønnsom aktivitet til havs også kan gi grunnlag for ringvirkninger på fastlandet. At det skapes ringvirkninger på land når ny aktivitet til havs etableres, er også viktig for støtten til virksomheten i befolkningen.

Nye funn gir grunnlag for nye utbygginger og tilhørende ringvirkninger. Havområdene utenfor Nord-Norge er de mest interessante i forhold til å gjøre nye store funn. Disse områdene har vært sentrale i de siste nummererte konsesjonsrundene.

Miljøer fra hele landet har opplevd en positiv næringsutvikling i lys av petroleumsvirksomheten. Sentrale strøk på Vestlandet har hatt sterkest vekst. Antall sysselsatte i petroleumsvirksomhet i Rogaland økte fra tidlig i 1970-årene fra 2000 til 30 000 sysselsatte over en 15 års periode. Møre og Romsdal opplevde på 1990-tallet en økning i sysselsettingen i samme næring fra om lag 1000 til 5000. Grunnlaget for utviklingen er sammensatt, men nærhet til ressursene og eksisterende kompetanse har vært viktige forutsetninger.

Nordnorsk næringsliv skal ha muligheter til å delta som konkurransedyktige leverandører til aktiviteten. Utgangspunktet for nordnorsk petroleumsvirksomhet er forskjellig fra hvordan det var i Nordsjøen for 40 år siden. De samme fundamentale driverne for utvikling som økt aktivitet medfører er imidlertid til stede. Den høye leteaktiviteten i Barentshavet legger grunnlag for påvisning av nye ressurser og derigjennom positive ringvirkninger.

Utviklingen i nordområdene og Arktis gir utfordringer og muligheter. Nordområdene er regjeringens viktigste strategiske satsingsområde i utenrikspolitikken og skal bidra til en positiv utvikling i de nordligste områdene. Den overordnede målsetting for regjeringens politikk er å trygge fred og stabilitet i regionen. Videre er målet å sikre en bærekraftig og miljømessig forsvarelig forvaltning og utnyttelse av ressursene for framtida. Dette handler om å legge forholdene til rette slik at folk i nord kan bygge en tilværelse i levedyktige lokalsamfunn, med framtidsrettede arbeidsplasser, gode helse- og utdanningstilbud og rike natur- og kulturopplevelser. Nordområdepolitikken handler også om å utnytte mulighetene til økt internasjonalt samarbeid om ressursutnyttelse, miljøforvaltning og forskning gjennom tettere kontakt med vår russiske nabo og våre europeiske og nordamerikanske partnere. Ivaretagelse av norske interesser i nordområdene dreier seg i hovedsak om styrket tilstedeværelse og økt aktivitet langs flere politiske dimensjoner, både nasjonale og internasjonale.

Dagens basisnæringer er et viktig fundament for utviklingen videre, men de vil ikke kunne make å skape ønsket vekst alene. Regionen trenger derfor også andre vekstimpulser. Petroleumsvirksomheten kan gi et bidrag i så måte. Dette betinger at en leter etter ressurser i eksisterende og nye områder for å øke sannsynligheten for at nye og større funn blir gjort. Regjeringen vil legge til rette for en videreutvikling av petroleumsvirksomheten i Barentshavet og legge til rette for at

virksomheten kan få betydning for norsk og nordnorsk kompetanseutvikling samt lokal og regional næringsutvikling.

En høy andel av leveransene til olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel kommer fra norsk industri. De positive ringvirkningene av petroleumsvirksomheten i nord har ikke vært så betydelige som i resten av landet. I de områdene det foregår virksomhet er ringvirkningene betydelige. Hvilken kompetanse, industriell erfaring og –kultur som besittes i et område er viktige forhold for hvor store ringvirkningene blir. Petro Arctic i Hammerfest gjennomførte sommeren 2009 en undersøkelse som viste at bedrifter i Finnmark hadde totale leveranser til olje og gassindustrien på 1,9 mrd. kroner. Det tilsvarende tallet for Nordland var 1,6 mrd. og for Troms 430 mill. kroner.

Følgeforskningsanalyser viser at petroleumsvirksomhet gir betydelige ringvirkninger i form av økt sysselsetting, et bredere næringsgrunnlag og flere kompetansearbeidsplasser. Petroleumsvirksomheten representerer således en mulighet både for nordnorsk næringsliv og for lokalsamfunn/regioner i landsdelen.

Ringvirkninger av petroleumssektoren kommer både som følge av beslutninger om etablering og struktur og gjennom at eksisterende næringsliv klarer å konkurrere om å tilby sine varer og tjenester inn i verdikjeden. Det er ønskelig at bedrifter i landsdelen får mulighet til å konkurrere om aktuelle kontrakter.

I arbeidet med å sikre ringvirkninger av olje- og gassvirksomheten i nord er det av stor betydning at bedrifter i Nord-Norge deltar på flere og mer spesialiserte områder. Det må opparbeides tilstrekkelig kompetanse og markedsnettverk for å kunne konkurrere med et allerede veletablert sørnorsk eller utenlandsk næringsliv. Nordnorske leverandørnettverk og næringsforeninger spiller en viktig rolle i å styrke den lokale industriens evne til å prekvalifisere seg for kommende anbudsprosesser. Leverandørnettverkene daglige drift er i dag finansiert med årlige tilskudd fra oljeselskapene og gjennom medlemskontingent. For at næringslivet i Nord-Norge skal nyte godt av petroleumsvirksomheten må oljeselskapene også kvalifisere konkurransedyktige nordnorske bedrifter. Gjennom bevisste strategier som ikke hindrer lokale innkjøp kan regionale virkninger av petroleumsvirksomheten styrkes.

Det samiske folket har en særlig status i henhold til internasjonal og nasjonal rett, herunder rett til å bli konsultert i saker som kan få direkte betydning for dem. Det er inngått avtale mellom staten og Sametinget om hvordan konsultasjoner

skal foregå. Konsultasjonsprosedyrene gjelder i alle typer saker, som for eksempel i arbeidet med lover eller administrative tiltak som kan påvirke samiske interesser direkte. Dette gjelder også i tilknytning til petroleumsvirksomheten.

8.4.1 Ringvirkninger av utbygginger

Det er et mål for regjeringens petroleumspolitik å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass, som også kan gi grunnlag for lønnsomme regionale ringvirkninger ved å bidra til næringsutvikling og arbeidsplasser. For å oppnå dette er de samfunnsmessige konsekvensene ved en utbygging et viktig tema når nye utbyggingsplaner fremmes. Dette sikrer oppmerksomhet på dette viktige området fra både involverte selskaper og lokale og regionale myndigheter. Erfaringene fra de siste års utbygginger i nord viser at nye, større utbygginger medfører effekter lokalt og regionalt.

Det er viktig at petroleumspolitikken utformes slik at nordområdene blir attraktive og prioriteres i selskapenes portefølje. Dette forutsetter at lovende leteområder i området gjøres tilgjengelig og at det blir gjort lønnsomme og større funn. Den økte tilgangen til interessante leteområder som regjeringen har lagt opp til gjennom forvaltningsplanen for Barentshavet – Lofoten samt det nylige funnet av Skrugard vil bidra til å oppnå dette.

Erfaringene fra Skarv, Snøhvit og utredningene fra Goliat viser at nye, større utbygginger gir ringvirkninger i nord uavhengig av utbyggingsløsning.

Snøhvit

Utbyggingen av Snøhvitfeltet i 2002 var en milepæl for utviklingen av Barentshavet som petroleumspolitiske provins. Det er den første gassutbyggingen i Barentshavet og det første anlegget for flytende naturgass i Norge. På det meste var 2500 personer i arbeid under anleggsvirksomheten fram til produksjonsstarten i 2007. Drift, vedlikehold, modifikasjon og støttetjenester til Snøhvit har skapt 400 arbeidsplasser, der tre fjerdedeler av de ansatte er rekruttert fra Nord-Norge. Nærmere tre mrd. kroner av de samlede leveransene til feltet kommer fra selskaper registrert i Nord-Norge.

Følgeforskningsanalyser viser at Snøhvit har snudd en negativ befolknings- og sysselsettingsutvikling i Hammerfest. Nye bedrifter etablerer seg i byen og det er nå mangel på arbeidskraft i regionen. Det har vært en kraftig ekspansjon i boligbyggingen. Det har også blitt gjort omfattende investeringer i opprusting av skolebygg, infra-

struktur, og utbygging av kulturtilbud i Hammerfest. Utbyggingen har skapt kompetanseoppbygging i regionen, noe som får positiv virkning også for andre næringer.

Goliat

Goliatfeltet som ligger 85 km nordvest for Hammerfest er det første oljefeltet som utvikles i Barentshavet. Goliat er et av de største industriprosjektene som noen gang har vært gjennomført i Nord-Norge. Gjennom utbyggingen videreutvikles næringslivet i regionen. Goliat bygger videre på og styrker virksomheten som ble etablert i tilknytning til Snøhvit.

Operatøren Eni bygger ut feltet med en flytende innretning. Oljen vil bli lastet på tankskip og transportert til markedet. Mulig gasstransport til Melkøya (Snøhvit) vil bli utredet. Et regionkontor for Barentshavet med driftsfunksjoner til feltet, samt helikopter- og forsyningsbase er under oppbygging i Hammerfestområdet. Dette vil til sammen bidra til 150–200 arbeidsplasser over driftsperioden.

Operatøren vil legge til rette for ytterligere ringvirkninger, herunder tilpasse kontraktsstrategien på vedlikeholds- og driftskontrakter, samarbeide med regionale leverandørnettverk, etablere hospitantordninger for lokale bedrifter i egen organisasjon, samt sikre at leverandører som vinner sentrale kontrakter innenfor vedlikehold og modifikasjon er tilstede i Finnmark. De vil også samarbeide med videregående skoler og miljøer for høyere utdanning og forskning i Finnmark for å bidra til å bygge opp lokal og regional petroleumskompetanse. Med en forventet driftsfase på minst 15 år vil lokale bedrifter kunne bygge opp kompetanse og kapasitet og bli viktige leverandører til petroleumsvirksomheten i nord.

Norne og Skarv/Idun

Nornefeltet er et olje- og gassfelt som ligger i Norskehavet utenfor Helgeland. Feltet hadde produksjonsstart i 1997. Helgelandsbase i Sandnessjøen støtter oljefeltene utenfor kysten av Helgeland, hvor Nornefeltet er det største. Om lag 50 mennesker er sysselsatt på Helgelandsbase. Disse er fordelt med 30 ansatte i baseselskapet og ytterligere nær 20 sysselsatte i tilknyttede virksomheter inne på baseområdet. Videre har Statoil etablert kontor i Harstad.

I snart 25 år har Helgelandsbase i Sandnessjøen levert forsyninger av varer og utstyr til borevirksomheten utenfor Helgelandskysten. Virk-

somhet på basen kjøpte varer og tjenester fra bedrifter i Nordland for om lag 280 mill kroner i 2007. Samme år hadde basen nærmere 390 skipsanløp.

Skarv/Idun er olje- og gassfelt som er under utbygging i Norskehavet. De vil ha driftsbasis i Sandnessjøen og helikopterbase i Brønnøysund. Produksjonsstart er forventet i 2011. Helgelandsbase i Sandnessjøen skal være forsyningsbase for Skarv/Idun. Operatøren BP har lagt vekt på å trekke med det lokale og regionale næringslivet og kvalifisere dem gjennom møter mellom operatør, større leverandører og lokale leverandørnettverk⁷. Sandnessjøen doblet den petroleumsrelaterte omsetningen fra 2005 til 2008. Dette kan tyde på at nærheten til Norne, Skarv og Idun stimulerer til vekst i regionen.⁸

Eksempelene over viser at nye selvstendige utbygginger gir ringvirkninger regionalt og lokalt både under utbygging og i driftsfasen. Feltutbygginger genererer positive ringvirkninger for regionen uavhengig av valgt løsning.

8.4.2 Framtidige utbygginger

Bortsett fra Goliat er det per i dag ikke lønnsomme funn i regionen som er klare for utbyggingsbeslutning. Videreutvikling av Melkøya er et konkret prosjekt som er under diskusjon. Det nye Skrugardfunnet vil kunne gi en ny, selvstendig utbygging på noe sikt.

Leting på tildelt areal, gjennomføring av årlige konsesjonsrunder i modne områder samt regelmessige konsesjonsrunder, normalt hvert andre år, i umodne områder er helt sentralt for å gjøre nye funn. De mest prospektive deler av kontinentalsokkelen som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet ligger utenfor Nord-Norge. I disse områdene er potensialet for å gjøre nye store funn størst. Det å gjøre nye funn som er store nok til at de kan bære ny infrastruktur er viktig for en videreutvikling av petroleumsvirksomheten i Nord-Norge.

Regjeringen ønsker derfor å tildele ytterligere utvinningstillatelser utenfor Nord-Norge. Dette kommer i tillegg til det betydelige antallet tillatelser som er gitt i tidligere og inneværende år. Departementet vil i kommende runder igjen tilby areal i et belte utenfor kysten av Finnmark og

delene av Troms samt ved den såkalte Eggakanten i Barentshavet. Nye tillatelser har ikke vært gitt i disse områdene på over ti år.

En åpningsprosess vil starte for den sørlige del av det tidligere omstridte området mot Russland i Barentshavet. I det nordøstlige Norskehavet vil det ikke bli igangsatt en åpningsprosess i denne stortingsperioden, departementet vil imidlertid gjennomføre en kunnskapsinnhenting i området, jf. Meld. St. 10 (2010–2011).

Når nye, lønnsomme funn i framtida blir gjort på norsk sokkel vil departementet følge opp utbyggingsplanene med sikte på å fremme lønnsom produksjon av ressursene og samtidig sikre at lokalt og regionalt næringsliv får mulighet til å delta som konkurransedyktige leverandører til petroleumsvirksomheten. Det er viktig at operatøren legger til rette for at lokalt næringsliv får mulighet til å konkurrere om oppdragene fra en utbygging.

Tidlig kontakt mellom operatøren og lokalt/regionalt næringsliv og relevante myndigheter er viktig slik at næringslivet har god kunnskap om de forretningsmulighetene den nye aktiviteten i områder gir. Relevante samfunnsmessige forhold skal utredes i forbindelse med utbyggingsplaner, herunder regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen. Det at disse elementene tidlig får fokus fra utbygger er svært viktig for å få på plass gode løsninger.

Når et felt skal utbygges, og etter hvert komme i drift, er det viktig at det legges til rette for involvering av kompetent næringsliv i regionen. Det er blant annet viktig at det legges til rette for kvalifisering av relevante lokale/regionale leverandører, og at det etableres anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen kan delta. Det er også viktig å sørge for en effektiv base- og driftsstruktur, noe som skal bidra til lokal og regional nærings- og kompetanseutvikling.

8.4.3 Analyse av ringvirkninger i regionen

Asplan Viak har i samarbeid med Nordlandsforskning laget en utredning som ser på mulige ringvirkninger knyttet til eventuell utvidet petroleumsvirksomhet i Barentshavet og det nordøstlige Norskehavet⁹. Denne studien viser hva ulike feltstørrelser og utbyggingsløsninger vil kunne gi av ringvirkninger i nord.

Analysen tar utgangspunkt i et ressursbilde utviklet av Oljedirektoratet, jf. figur 8.8. Ressurs-

⁷ Regionale ringvirkninger av olje- og gassnæringen, En oppsummering av foreliggende kartlegginger, Arbo, Eikeland, Hervik, Norut NIBR Finnmark, Rapport 2007:04

⁸ Levert! Petroleumsrelatert leverandørindustri i Nord-Norge. Andersen, Johansen, Norvoll, Nyvold, 2009

⁹ <http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/Ringvirkningsanalyse.pdf>

Boks 8.5 Petro Arctic

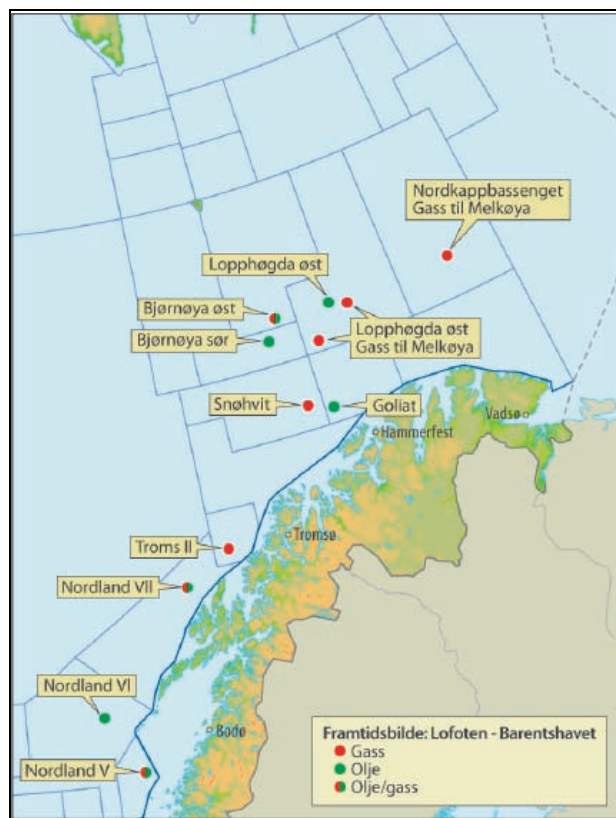
Petro Arctic ble etablert i 1997 som en interesseorganisasjon for bedrifter som ønsker å posisjonere seg som leverandør til utbygging og drift av Snøhvit, Goliatprosjektet, Norne, Sjøtkman og framtidige utbyggingsprosjekter i Nord-Norge og Barentshavet. Hovedmålsetningen til Petro Arctic er å oppnå så store leveranser av varer og tjenester som mulig fra medlemsbedriftene til Snøhvit og Goliat samt framtidige utbyggingsprosjekt i Nord-Norge og Barentshavet. Dette skal oppnås ved å markedsføre medlemsbedriftene ovenfor utbyggere, samt gjennom å motivere og forberede medlemmene ved deltakelse i nettverks- og kompetansehevingsprogram.

bildet inkluderer havområdet fra kystsonen i Norskehavet til og med åpne områder i den sørlige del av Barentshavet. Studien er lagt opp slik at den gir grunnlag for grovt å vurdere ringvirkninger ved ulike ressursutfall. Beregningene i studien viser anslag for hvor store sysselsettingseffekter man kan forvente dersom man bygger ut felt av varierende størrelse, med alternative lokaliseringsvalg og alternative utbyggingsløsninger. Hvor store ringvirkningene en kan forvente, beror på hvor store funn man faktisk gjør og om funnene er drivverdige.

Framtidsbildet 2009 er utarbeidet for å bidra til å illustrere hva petroleumsvirksomheten kan bety for området. Studien viser virkningene av enkeltfelt med ulik beliggenhet, størrelse og utbygging. Det inneholder 18 ulike felt med et samlet ressursanslag på nærmere 600 mill. Sm³ o.e. Studien viser at utbygging av disse feltene kan gi økt sysselsetting i Nord-Norge med mellom 4000 og 6000 arbeidsplasser over en periode på 30 år.

De forventede utvinnbare ressursene i den nordøstlige delen av Norskehavet og Barentshavet er betydelig større enn det som er lagt til grunn i Framtidsbildet 2009. Oljedirektoratets forventningsverdi for hele området er på 1 090 mill. Sm³ o.e. Dette estimatet er usikkert, ressursgrunnlaget kan være langt større, men også mindre. At forventningsverdien til ressursgrunnlaget er høyere enn det som lå til grunn i ringvirkningsanalysen trekker i retning av større ringvirkninger.

Petroleumsvirksomheten skaper allerede positive ringvirkninger i nord. Dersom dette skal øke i omfang må næringen etablere og utvikle seg i Nord-Norge. Nye feltutbygginger vil i stor grad



Figur 8.8 Framtidsbilde 2009.

Kilde: Oljedirektoratet.

bidra til dette, men på lang sikt vil aktiviteten være betinget av mer leting og åpning av nytt areal. En vedvarende petroleumsnæring i nord vil ikke bare kunne øke sysselsettingen, men også hindre utflytting. Betinget av fysisk etablering av leverandørbedrifter i regionen, vil dette også kunne bidra til å øke kompetanse og bygge opp faglige nettverk. Dette legger grunnlaget for å kunne bygge opp en petroleumsindustri i Nord-Norge.

8.4.4 Utfordringer knyttet til økte ringvirkninger

Antallet ansatte i petroleumsrelaterte næringer utgjør på landsbasis om lag 63 000 personer. Drøyt 2000 av disse var i 2008 ansatt i de tre nordligste fylkene. I tillegg gir virksomheten ringvirkninger til en rekke tilstøtende næringer. Det tar ikke disse tallene høyde for.

Petroleumsnæringen er en bransje det er krevende å etablere seg på grunn av sterk konkurranse fra eksisterende aktører. Det er enkelte forhold som taler for en positiv regional utvikling i Nord-Norge. Nærheten geografisk til nye felt gir et kostnadsfortrinn som er særlig viktig for aktører som konkurrerer om teknologisk mindre avanserte oppdrag. Dette gir en plattform for vide-

reutvikling. For å få til dette er det viktig å styrke utdanningsinstitusjoner og teknologiske forskningsmiljø lokalisert i Nord-Norge. Disse må igjen ha nære bånd til andre nasjonale og globale kunnskapsleverandører. Etableringen av oljeselskaper og globale tjenesteleverandører i regionen er viktig da det legger til rette for bedre kontakt med og kunnskap om lokalt næringsliv hos sentrale innkjøpere.

Når en ser på mulige nærings- og sysselsettingseffekter lokalt og regionalt av økt petroleumsvirksomhet, vil den industrielle erfaring og kultur samt kompetansen til arbeidsstyrken i området være viktig. I Asplan Viak og Nordlandsforsknings regionale ringvirkningsanalyse, utarbeidet i forbindelse med oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet – Lofoten, vurderes disse elementene for henholdsvis Nordland/Sør-Troms/Midt-Troms og for Finnmark/Nord-Troms.

Industriell erfaring og kultur

De to industrielle miljøene som er best rustet til å kvalifisere seg og å få større leveranser er støttenæringene som er relatert til den kraftkrevende prosessindustrien i Nord-Norge, samt de maritime næringene

Det er store forskjeller mellom disse regionene også når det gjelder å utnytte muligheter til å levere varer og tjenester til petroleumssektoren. Den sørligste regionen har mer enn dobbelt så mange innbyggere som den nordligste. En kartlegging av antall ansatte i bedrifter med hovedkontor i Nord-Norge og som leverer til eller er i posisjon til å få leveranser til petroleumsvirksomheten, viser at det i Nordland/Sør- og Midt-Troms er 118 bedrifter med et samlet antall ansatte i dag på om lag 4 500 personer. Tilsvarende tall i den nordligste regionen er 36 og drøyt 500. Disse tallene inkluderer bedrifter som i dag i hovedsak er orientert mot andre sektorer, men som har muligheter for å levere varer/tjenester til petroleumssektoren.

Nordland og Sør- og Midt-Troms har således et bredere sett av næringer og mer robuste bedrifter enn Finnmark og Nord-Troms. Næringslivet i den sørligste regionen har derfor større forutsetninger for å komme i leveranseposisjon i en konkurranseutsatt sektor som det her dreier seg om. Det er også flere sterke næringsmiljø som inkluderer utdannings- og forskningsinstitusjoner i Nordland og Sør- og Midt-Troms der tyngdepunkt ligger rundt de større byene. Disse miljøene gjør

at det er grunn til å forvente større ringvirkninger i den sørligste regionen.

Bedrifter i flere bransjer satser nå på kompetanseheving og kapasitetsutvikling for å komme i posisjon som leverandører. Dette inkluderer både utvikling av samarbeidsrelasjoner mot oljeselskapene og bedriftsutvikling. Leverandørnettverksinitiativer har fungert godt. Initiativene støttes opp av virkemiddelapparatet til Innovasjon Norge, SIVA og Norges Forskningsråd.

Nærhet er en annen viktig faktor i analysene. Finnmark og Nord-Troms er godt lokalisert i forhold til virksomheten i Barentshavet, og kan oppnå sysselsetting knyttet til olje og gasssektorens operative kjernevirksomhet, samt i noen grad innenfor transport og andre relaterte næringer. Dette vil i stor grad da være nyetablert virksomhet som settes opp av aktører som har hovedbase et annet sted i Norge eller utenfor landets grenser.

En annen undersøkelse gjennomført i 2007¹⁰ viser samme bilde. Den konkluderte med at det var en gryende framvekst av spesialisert leverandørindustri også i Nord-Norge. Mange av disse var etablert av aktører lenger sør eller kjøpt opp av disse. Nordnorsk næringsliv består av små foretak. I løpet av de tiårene det har vært petroleumsaktivitet i Norge har disse ikke maktet å etablere seg som volumprodusenter eller spesialister i bransjen. Det er liten grunn, med noen gode unntak, til å tro at slike lokale enheter skal lykkes ene og alene fordi aktivitetene trekker nordover. Dertil er markedet allerede preget av høyt spesialiserte foretak som gjerne trekker nordover med de aktiviteter som er avhengig av nærhet til feltene. Det er også i dette segmentet det lokale næringslivet i nord har sin største sjanse. Det er noen små, men framgangsrike aktører i nord som kan få et bedre fotfeste som følge av økt aktivitet i nord. Over tid vil en derfor kunne forvente å se økt deltakelse i leverandørindustrien i nord. Likevel vil fortsatt de tunge, etablerte miljøene i sør være sentrale for å utvikle den norske leverandørindustrien videre også i relasjon til økt aktivitet i nord.

I studien sammenlignes næringslivet i Nord-Norge med næringslivet i Sogn og Fjordane. Aktører i dette fylket har som kjent, i mindre grad enn i nabofylkene i sør og nord, klart å skaffe seg posisjoner i leverandørindustrien som har kunnet bidra til sysselsetting og verdiskaping i fylket.

¹⁰ Regional fordeling av sysselsetting i norsk petroleumsrelatert leverandørindustri, Eirik Vatne SNF 22/07.

Kompetanse

Når aktivitet etableres for å dekke etterspørselen fra utbygging og drift av et felt vil en stor del av de arbeidsplasser som skapes lokalt kreve høy kompetanse hos arbeidstakerne. Den økte aktiviteten som forventes i nordområdene/arktiske strøk i årene fremover vil kreve kompetanse. Nord-Norge har store utfordringer med å utvikle utdanningstilbud for kompetansebehovet som følger av olje og gassnæringen.

For at disse arbeidsplassene skal kunne besettes av personer fra eller med tilknytning til lokalmiljøet, er det således en forutsetning at disse har den rette kompetanse. Til oljeselskap og leverandørindustri med aktiviteter i Nord-Norge vil det være et økende behov for personell med yrkesfaglig utdanning fra videregående, samt ingeniører. Det er en utfordring i dag. Det finnes heller ikke et fullverdig tilbud til de som ønsker å ta høyere utdanning innen realfag og ingeniørfag i Finnmark. Man kan imidlertid ta deler av en ingeniørgrad i Alta. Nordkapp Maritime fagskole tilbyr utdanning i elektrofag og maritim fagskole og Veritas godkjent sikkerhetsopplæring.

EnergiCampus Nord – som er et samarbeid mellom NTNU, UIT, UIS og Høgskolene i Finnmark, Narvik og Tromsø, representerer et nyskapende samarbeid mellom ulike utdanningsinstitusjoner, myndighetene og næringslivet. Formålet er å utvikle den teknologiske utdanningen i Finnmark for derigjennom å legge til rette for ringvirkninger av petroleumsutbyggingen. Videre er formålet å bidra til at vekstimpulsen fra petroleumsvirksomhet også kan utvikle tilgrensende næringer og offentlig sektor. Dette skjer gjennom en gradvis oppbygging av en kursportefølje som kan innpasses i andre institusjoners studieopplegg og dermed legge grunnlag for samarbeid både nasjonalt og internasjonalt.

Det knytter seg spesielle kunnskapsbehov til den økte aktiviteten som forventes i nordområdene og arktiske strøk i årene fremover. Mange av utfordringene krever mer forskning, utvikling og kompetanse. Det er behov for bedre geologisk forståelse som kan gi grunnlag for forbedrede og nye letemodeller. Installasjoner og operasjoner i mørke og kalde omgivelser i et særegent naturmiljø stiller andre krav til teknologiske og operative løsninger. Det samme gjør utbygging og produksjon med potensielt lang avstand til land og i områder der det kan være drivis deler av året. Dette er viktig kunnskapsoppbygging for en langsiktig utvikling i Barentshavet og Nord-Norge.

Departementet ønsker derfor å sette fokus på oppbygging av kompetanse- og forskningsmiljøer knyttet til petroleumsvirksomhet i arktiske strøk. I den forbindelse vil departementet vurdere å opprette et forskningssenter med dette som formål, jf. kap. 8.7. En slikt senter vil kunne bidra til å utvikle kompetanse, blant annet gjennom Mastergradsutdanning så vel som Ph.d., og Post.doc-stipendiat. Denne kompetansen vil være viktig for industrien og for forskningssektoren som vil ha behov for å rekruttere nye forskere og høykompetent arbeidskraft.

For å kunne inspirere til studier innen olje- og gass må man få barn og unge interessert i realfag. Det må derfor satses på realfagene i grunnskolen og i videregående skoler og bedriftene må oppsøke skolene og informere om hva de gjør og hvilke muligheter de representerer. Når det gjelder rekruttering, samarbeider departementet også med Naturfagsenteret for å øke interessen for energi og petroleum blant ungdom i det såkalte Energiskoleprosjektet. I dette prosjektet er Alta og Hammerfest videregående skole i Finnmark representert.

Stortinget ga i 1976 sin tilslutning til etablering av ett Oljedirektorat-kontor i Harstad. Dette ble etablert i 1980. Formålet var å følge opp utvinningstillatelser nord for 69 grader og å drive HMS-tilsyn med utbygginger og felt i drift i nordlige områder. Per mai 2011 er det 10 medarbeidere ved Harstad-kontoret. Disse arbeider organisatorisk tett integrert med Oljedirektoratets kontor i Stavanger slik at direktoratets faglige kapasitet best mulig utnyttes. Det er et geologisk fagmiljø ved kontoret. Medarbeidere jobber primært med utvinningstillatelser knyttet til Barentshavet og Norskehavet. Oljedirektoratets mål er å styrke kontorets kapasitet gradvis fra situasjonen i mai 2011, i takt med næringens vekst forøvrig.

Regjeringen vil:

- Legge til rette for ytterligere funn utenfor Nord-Norge gjennom å:
 - Gjennomføre årlige TFO-konferanser i modent areal.
 - Gjennomføre nummererte konferanser, normalt hvert andre år.
 - Igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsloven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser i det tidligere omstridte området vest for avgrensningsslinjen i Barentshavet syd, når overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og

- samarbeid i Barentshavet og Polhavet er trådt i kraft.
- Igangsette datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet syd, når overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet er trådt i kraft.
 - Legge til rette for ny petroleumsvirksomhet i området fra 35–50 km fra grunnlinjen langs kysten fra Troms II til grensen mot Russland og i Eggakanten gjennom å inkludere disse områdene i framtidige konsesjonsrunder.
 - Når nye, større drivverdige funn gjøres på norsk sokkel:
 - Sikre at nye funn skaper størst mulig verdier for samfunnet og legge til rette for positive, lokale og regionale ringvirkninger.
 - Sikre tidlig kontakt mellom operatør og lokalt/regionalt næringsliv og relevante myndigheter.
 - Stille krav om at samfunnsmessige forhold blir utredet i forbindelse med planer for utbygging og drift, herunder regionale og lokale ringvirkninger.
 - Legge til rette for kvalifisering av relevante lokale/regionale leverandører i utbyggings- og driftsfasen.
 - Legge til rette for at det ved nye utbygginger etableres anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen hvor utbyggingen er kan delta.
 - Sørge for en effektiv base- og driftsstruktur, noe som bidrar til lokal og regional nærings- og kompetanseutvikling.
 - Operatører for nye, selvstendige utbygginger skal senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.
 - Vurdere å opprette et forskningssenter innenfor utfordringer for petroleumsvirksomheten i arktiske strøk, basert på åpen konkurranse.
 - Gradvis styrke kapasiteten ved Oljedirektoratets kontor i Harstad.

8.5 Næringen lykkes internasjonalt

Internasjonaliseringen av norsk leverandørindustri har skutt fart det siste tiåret. Den sterke posisjonen som enkelte norske leverandørmiljøer har fått internasjonalt er et direkte resultat av behovet for å utvikle og ta i bruk ny teknologi på norsk

sokkel. Samspeillet mellom oljeselskapene på norsk sokkel, den norske og internasjonale leverandørindustrien og forskningsmiljøene har gitt gode resultater.

Et høyt og stabilt aktivitetsnivå på norsk sokkel er viktig for at internasjonale oljeselskaper og leverandørbedrifter skal ha tilstedeværelse i Norge. Dette er viktig fordi disse etterspør varer og tjenester fra leverandørbedrifter og forskningsmiljøer i Norge. De bidrar med kapital og kunnskap til forskning og teknologiutvikling. Samtidig er det viktig for norsk leverandørindustri å kunne betjene internasjonale markeder. Gjennom internasjonalisering vil norske bedrifter tilegne seg ny erfaring og kunnskap fra andre petroleumsprovinser, som i sin tur gir grunnlag for innovasjon og mer effektiv olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel. For mange bedrifter gir adgang til andre lands markeder mulighet for vekst og spredning av kommersiell risiko.

Norsk leverandørindustri orienterer seg primært mot offshoremarkedene, men har også leveranser til petroleumsvirksomhet på land, særlig i Midtøsten. Fra 1995 til 2009 har norsk leverandørindustri mer enn femdoblet sin internasjonale omsetning. De senere år har veksten vært størst i Kina, Sørøst-Asia og Australia. Det markedet som vokser raskest nå er Brasil.

Norske bedrifter betjener de internasjonale markedene både gjennom eksport og egne etableringer i utlandet. Eksportverdien for 2009 av petroleumsrelaterte varer og tjenester var på om lag 80 mrd. kroner, mens salg gjennom datterselskap utenlands var på 38 mrd. kroner, noe som gir en total utenlandsomsetning på 118 mrd. kroner¹¹.

Norsk sokkel vil være blant de største offshoremarkedene i verden i årene som kommer. Sammen med Storbritannia utgjør fortsatt Nordsjøbassenget et kraftsentrum for olje- og gassnæringen. Det gir et godt utgangspunkt for å opprettholde en internasjonalt konkurransedyktig leverandørnæring i Norge.

En rekke land søker å utvikle en nasjonal industri. Flere av disse har ikke inngått forpliktende avtaler om internasjonal handel og investeringer, slik at norske leverandører møter krav om lokalt innhold. Dette innebærer at de må konkurrere på vilkår som favoriserer innenlandsk industri eller bedrifter fra der det eksisterer bilaterale handels- og investeringsavtaler. Det er derfor viktig å arbeide for at den norske olje- og gassnæringen kan konkurrere om markedsadgang på forut-

¹¹ Kilde: Menon Economics

Boks 8.6 Noen viktige internasjonale markeder

Brasils petroleumsproduksjon er i rask vekst

De store funnene som er gjort på brasiliansk sokkel i de senere år gjør dette til et attraktivt marked for petroleumsindustrien. Norsk petroleumsindustri og maritime sektor er med sin teknologi, kompetanse og erfaring fra norsk sokkel godt posisjonert for oppdrag i dette markedet. Mange selskaper har allerede betydelige kontrakter i Brasil. Statoil skal starte produksjonen på Peregrino feltet i 2011. Utfordringene knyttet til utvikling av ressursene på store havdyp og under dype lag med salt gjør at Brasil vil kunne bli forskningslaboratoriet for morgendagens teknologi. Industrien vurderer Brasil som ett av de høyest prioriterte offshoremarkedene i de kommende årene.

Australia – subseamarked i sterk vekst

De siste årene har boreaktiviteten i Australia vært økende på stadig dypere vann, særlig på nordvestkysten. Det er gjort store funn og flere felt er under utvikling. Offshoremarkedet i Australia er et meget interessant for norsk leverandørindustri fordi utbyggingene som ligger langt fra land bl.a. krever avansert flerfaseteknologi

og subsealøsninger. Australias store gassreserver gjør også at LNG-teknologi er etterspurt. Mange norskbaserte selskaper har kompetanse på disse teknologiområdene. Australia forventes å utvikle seg til å bli verdens største subseamarked de nærmeste årene.

Houston og den amerikanske Mexico-gulven (US GoM)

Houston er et internasjonalt sentrum for den internasjonale olje- og gassindustrien. Bare norsk sokkel er et større offshoremarked enn US GoM. Samtidig gjennomfører mange av de største olje- og leverandørselskapene sine internasjonale prosjekter med Houston som base. Om lag 140 norske olje- og gassrelaterte bedrifter er etablert i Houston, og om lag 7000 nordmenn anslås å bo i Houston, de fleste med tilknytning til olje- og gassvirksomheten. Leverandørindustriens årlige omsetning i dette markedet er på om lag 10 mrd. kroner. En stor andel genereres gjennom datterselskap. Sammen med Statoils satsing på dypvannsområdene i US GoM, gjør dette USA og Houston til det største utenlandske markedet for norske direkte investeringer i olje- og gasssektoren.

sigbare og likeverdige vilkår som sine konkurrenter. Dette gjøres blant annet gjennom WTO, samt inngåelse av frihandelsavtaler med sentrale handelspartnere.

I land som krever nasjonalt innhold har norsk leverandørindustri ofte bygget opp lokal tilstedeværelse. For å konkurrere om oppdrag i nasjonale vedlikeholds- og modifikasjonsmarkeder, som er i vekst, er lokal tilstedeværelse helt nødvendig. For å bidra i denne prosessen har INTSOK etablert egne program hvor norske leverandører tilbys lokal bedriftsrådgivning i utenlandske markeder.

8.5.1 INTSOK

INTSOK er en stiftelse som ble etablert av myndighet og industri i 1997. INTSOKs mål er å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskaping og sysselsetting i norsk petroleumsindustri gjennom fokusert internasjonal virksomhet. INTSOK markedsfører norsk olje- og gassindustri i utvalgte områder. Hovedmarkedene er, Australia, Brasil, Kina, Russland, Storbritannia og den amerikanske

delen av Mexicogolfen. INTSOK retter også innsatsen mot teknologiområder hvor norsk petroleumssektor har spisskompetanse. To overordnede satsingsområder er økt oljeutvinning og teknologi for å redusere miljø- og klimaeffekter av olje og gassproduksjon.

Analysen viser at internasjonalisering har vært viktig for næringsutvikling og sysselsetting i distriktene. INTSOK bidrar aktivt til dette. Særlig små og mellomstore bedrifter har nytte av samspillet med større bedrifter, forskningsmiljø og myndigheter når de skal innarbeide seg i nye markeder ute. Av INTSOKs om lag 200 medlemsbedrifter er 80 pst. små og mellomstore bedrifter. INTSOK har 13 lokale rådgivere i de viktigste markedene for industrien. INTSOK samarbeider med Innovasjon Norge og utestasjonene.

Nasjonale oljeselskaper kontrollerer en stor andel av verdens olje- og gassressurser. I økende grad har disse valgt å samarbeide med internasjonal leverandørindustri om ressursutnyttelsen. Tidligere var de store internasjonale oljeselskapene de foretrukne partnere. Dette betyr at norsk leve-

randørindustri mer enn tidligere har kunder der beslutningsprosessene er av politisk karakter. Dette gjør at samspillet med norske myndigheter og INTSOK er blitt enda viktigere for å oppnå adgang til relevante beslutningstakere.

Regjeringen vil:

- Sammen med INTSOK bidra til at norskbaserte virksomheter vinner arbeid og kontrakter også utenfor norsk sokkel.
- Arbeide for å styrke norsk olje – og gassindustri internasjonal markedsadgang og at industrien kan konkurrerer på jevnbyrdige betingelser som sine konkurrenter.

8.5.2 Nord-Russland – en ny mulighet for norsk næringsliv

En betydelig andel av verdens uopptagede olje- og gassressurser antas å befinne seg i Arktis. Russland har definert Norge som sin strategiske petroleumpartner i nord, og Norge kan bli en viktig støttespiller som leverandør av kompetanse til petroleumsvirksomheten i nordområdene og som en medspiller i felles prosjekter.

Det har vært et klart mål i regjeringens nordområdestrategi å finne en løsning på spørsmålet om avgrensning mot Russland. I september 2010 undertegnet Norge og Russland overenskomsten om avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet, etter 40 år med forhandlinger.

Forholdet til Russland, som nabo og det land vi deler Barentshavet med, er sentralt i nordområdepolitikken. Flere av utfordringene i nordområdene, blant annet innen miljø og ressursforvaltning, kan ikke løses uten russisk engasjement og norsk-russisk samarbeid. Regjeringen legger til grunn at norsk politikk overfor Russland skal være pragmatisk, interessebasert og samarbeidsorientert.

Norge har en god energidialog med Russland og dialogen om nordområdene er den viktigste pilaren i vårt energisamarbeid. Det å sikre politisk stabilitet og en bærekraftig utvikling er regjeringens hovedmål for nordområdepolitikken og det er viktig at Norge framstår med én klar politikk: tilstedeværelse og håndhevelse.

Utviklingen av petroleumsressursene på russisk side i Barentshavet, og hvilken plass norske virksomheter kan få i offshoreutbyggingen i Nordvest-Russland vil kunne ha betydning for vitalisering av nordnorsk næringsliv. Norske leverandører er godt ansett, med sin høyteknologiske kompetanse og brede erfaring fra krevende for-

hold på norsk sokkel. Med en kompetansesterk petroleumsindustri i Nord-Norge vil nærheten til det russiske markedet, sammen med erfaring og godt tilpasset teknologi, representere et konkurransefortrinn for norske leverandører.

Arbeidet som gjøres av leverandørnettverk og næringsforeninger for å styrke lokale bedrifters evne til å prekvalifisere seg for deltakelse i kompliserte anbudsprosesser, er viktig for å fremme deltakelse av norske selskaper i russisk petroleumsvirksomhet. Statoil er allerede engasjert i Sjtokmanutbyggingen i Barentshavet. Deltakelsen i prosjektet vil kunne gi Statoil et godt grunnlag for videre satsing i arktiske strøk og innebærer en stor mulighet for nordnorsk næringsliv.

Regjeringen lanserte i 2006 støtteordningen Barents 2020. Ordningen, som forvaltes av Utenriksdepartementet, har som formål å realisere regjeringens nordområdestrategi (2006) og handlingsplanen «Nye byggesteiner i nord» (2009) ved å stimulere til økt aktivitet, kunnskap, og nærvær i nord. Det er allerede gitt støtte til en rekke prosjekter som produserer kunnskap i, om og for nordområdene. Barents 2020 skal også stimulere til etablering av arenaer for samarbeid med norske og utenlandske kompetansemiljøer på nordområderelevante fagfelt som for eksempel norsk-russisk energisamarbeid.

Regjeringen vil:

- Føre en aktiv energidialog med Russland
- Stimulere til økt samarbeid med Russland som følge av overenskomsten om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet.
- Legge til rette for partnerskap mellom russiske og norske bedrifter, blant annet gjennom INTSOK og Innovasjon Norge.

8.6 Industriell bruk av gass i Norge – rammer og muligheter

Norge har et godt utgangspunkt for utvikling av gassbasert industrivirksomhet. Vi har store olje- og gassressurser på norsk sokkel, og mesteparten av denne gassen er innom land for prosessering før den eksporteres. Det er således store mengder tilgjengelig gass for petrokjemisk virksomhet i Norge. I tillegg har vi en veletablert petrokjemisk virksomhet, hovedsakelig på Rafnes og på Herøya i Telemark, samt på Tjeldbergodden.

Bruk av gass i industri innenlands må ses i sammenheng med internasjonale utviklingstrekk for petrokjemisk industri. De siste 10 årene har

bransjen gjennomgått en betydelig konsolidering, og produsentene har flyttet produksjonen nærmere kunden (hovedsakelig Asia), eller der det er billig råstoff (hovedsakelig Midtøsten). Selv om trenden viser at mange nye og større petrokjemiske anlegg vil bli bygget i Midtøsten og Asia i tiden framover, vil en svært stor andel av den globale petrokjemiske virksomheten fortsatt være i Europa. Det er investert store beløp i kapasiteten som er bygget opp i Europa. Forvaltningen av disse eiendelene omfatter enorme verdier. Den stadig økende konkurransen fra andre deler av verden, gjør at den norske og europeiske virksomheten fortsatt må sikre en effektiv drift og kontinuerlig vurdere ulike oppgraderinger og forbedringer som er nødvendig for å møte den globale konkurransen.

Skille mellom tørrgass og våtgass

Det går et viktig skille mellom tørrgass (metan) og våtgass (etan, propan, butan). Norsk rørledningseksport til Europa er i hovedsak tørrgass, men inneholder også tyngre komponenter. Den letteste delen av gassen, metan, benyttes i hovedsak til energi til oppvarming eller til kraftverk, men er også råstoff for produksjon av metanol og ammoniakk. Priser på gass til tørrgassbasert industri er i direkte konkurranse med alternativ anvendelse av tørrgassen, enten gjennom eksport via rørledninger, LNG eller konverteringsteknologi som gass-til-væske (GTL) eller annen innenlands bruk.

For våtgassbasert industri er etan det viktigste råstoffet. Etan som ikke selges med tørrgassen brukes i hovedsak som råstoff i petrokjemisk industri, og i hovedsak til produksjon av etylen. Etan må skilles ut fra den gassen som produseres i olje- og gassfeltene. Dette krever store investeringer i separasjonsanlegg. Anleggene krever store gassvolum for å kunne produsere den etanmengde som er nødvendig for et moderne videreforedlingsanlegg (en såkalt «cracker»). All gass som eksporteres som LNG eller via rørledninger vil inneholde noe etan, ettersom dette er nødvendig for å opprettholde egenskaper som brennverdi og antennelseegenskaper.

Det er stort sett bare i Norge og Nordsjøen at etan transporteres på skip. Ved alle andre petrokjemiske anlegg videreforedles etanet ved separasjonsstedet (der etanet skilles ut fra rørgassen). Endelig pris på etan ved forskjellige lokasjoner vil være en funksjon av mange faktorer, men de viktigste vil være i hvilken grad det faktisk er etan i tilstrekkelige mengder tilgjengelig over tid, hvor

mye gass som eksporteres og til hvilke destinasjoner, samt i hvilken grad selger av etan er villig til å subsidiere prisen for å sikre seg petrokjemiske investeringer.

8.6.1 Våtgass

Nødvendig etanbehov for etablering av våtgassbasert industri

Etanbasert petrokjemisk industri har behov for store gassvolumer. Etylen-anlegget til Ineos på Rafnes bruker eksempelvis rundt 500 000 tonn etan årlig. En årlig gassproduksjon på over 10 mrd. Sm³ er nødvendig for å dekke et slikt etanbehov¹². Dette tilsvarer omtrent det årlige gassvolumet som transporteres i rørledningen Åsgard transport, eller rundt 10 pst. av Norges totale gassseksport i 2010. Nye og moderne etylenanlegg bygges med dobbel så stor produksjonskapasitet og med et dobbelt så stort etanbehov som anlegget på Rafnes.

Potensialet for etan-produksjon på norsk kontinentalsokkel

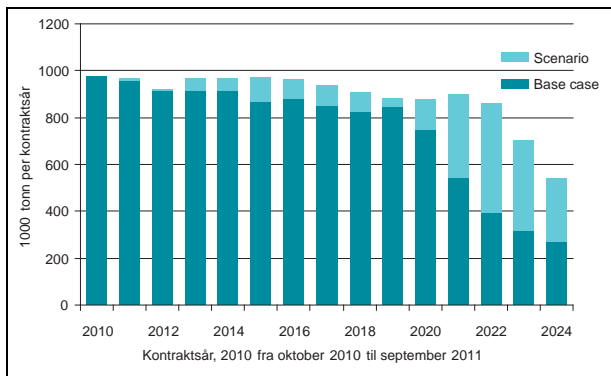
I Norge produseres etan kun på Kårstø og den årlige produksjonen er om lag 0,9 mill. tonn. Den etanmengden som eksporteres i norsk naturgass utgjør et betydelig høyere volum enn dette. Det ble eksportert om lag 100 mrd. Sm³ tørrgass i kalenderåret 2009. Denne gassen inneholdt om lag 7,7 mill. tonn etan, hvorav 4 mill. tonn har vært i land på Kårstø eller Kollsnes.

Det er mulig å skille ut mer etan fra norsk gass enn det som gjøres i dag. Gitt at all tørrgass fra norsk sokkel i snitt må inneholde noe (rundt 2,5 mol pst.) etan ved eksport, er det med dagens gassseksportvolumer fortsatt en teoretisk mulighet til å separere ut omtrent 4,4 mill. tonn etan fra gassen hvert år¹³. Eksempelvis er det fra Europipe II ved Kårstø teoretisk mulig å skille ut 1,3 mill. tonn etan i året, forutsatt at omtrent 3,0 mol pst. etan beholdes i gassen som eksporteres.

Med mindre det oppdages nye, svært store rørgassfelt på norsk sokkel, betyr dette at vurderinger av ny eller utvidet etanproduksjon bør ta

¹² Under forutsetning at 2,5 pst. etan forblir i salgsgassen

¹³ Noe etan må være igjen i tørrgassen som blir eksportert, for å møte de brennverdispesifikasjoner som er avtalt med kjøperen av tørrgassen. For at tørrgassen skal møte salgsavtalenes krav til bl.a. brennverdi, kreves det at den inneholder mellom 2 til 3 mol pst. etan avhengig av de andre komponentene i gassen, eksempelvis hvor mye CO₂ gassen inneholder.



Figur 8.9 Estimert etanproduksjon, base case- og scenariovolum.

Kilde: Gassco.

utgangspunkt i å benytte etan fra de eksisterende mottaksanleggene på Kårstø og Kollsnes. Potensialet for etanproduksjon på Nyhamna ser ut til å være begrenset. Mengdene på Tjeldbergodden er neglisjerbare.

Dagens etanproduksjon foregår på Kårstø. Gassco har estimert forventet etanproduksjon fra anlegget framover, jf. figur 8.9. Anslaget er fordelt på base case-volum (volum fra felt i produksjon eller besluttet utbygget) og scenario-volum (volum som er i utviklingsløp, men ikke besluttet utbygget). Estimaten viser at forventet etanproduksjon vil falle raskt om ikke nye gassvolumer kommer til. Dagens produksjonsnivå vil ikke kunne opprettholdes utover en ti-tolv års tidsperiode med mindre ny etan-rik gass tilføres Kårstøanlegget. Lønnsom produksjon av olje og gass på sikt vil derfor være viktig for å kunne opprettholde stabil etanproduksjon på Kårstø

8.6.2 Tørrgass

Om lag 75 pst. av gassen som eksporteres fra sokkelen tas til land i Norge, på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, for behandling før den eksporteres.

Tørrgassbasert industri bruker lite gass i forhold til de gassvolum som eksporteres. For eksempel benytter metanolanlegget på Tjeldbergodden, som er Europas største metanolanlegg, et gassvolum på om lag 0,7 mrd. Sm^3 i året. Hvis Yaros ammoniakkproduksjon i Grenland skulle utelukkende benytte tørrgass, ville de hatt et årlig gassbehov på anslagsvis 0,5 mrd. Sm^3 i året.

Norge har en velutbygd gassinfrastruktur som muliggjør eksport til det europeiske gassmarkedet. Alternativverdien av gassen er å selge den i dette markedet. Industriell bruk av gass i Norge må derfor være lønnsomt med markedsbaserte

gasskjøpsavtaler. Lønnsomhet er en stor utfordring for tørrgassbasert virksomhet i Norge.

8.6.3 Vurderinger

Departementet mener det er ved nåværende lokasjoner for gassprosessering i Norge at det er størst muligheter for tilgjengelige tørrgassvolum og våtgass komponenter som etan i tiden framover. Verdien av denne gassen vil være basert på priser som norske gassprodusenter kan oppnå i det europeiske markedet. Muligheter for annen ny type gassbasert industri som er relatert til eksisterende industri som eksempelvis mineral- og metallindustrien, kan lokaliseres der hvor gassen allerede ilandføres.

Generelt gir videreutvikling og oppgradering av eksisterende anlegg ofte bedre økonomi enn nyetableringer, da det kan dras nytte av eksisterende infrastruktur og kompetanse. En videre utvikling av den tørrgassbaserte metanolproduksjonen på Tjeldbergodden er ikke begrenset av tilgang til naturgass. For en videre utvikling av den petrokjemiske industrien i Grenland, kan mer etan gjøres tilgjengelig ved at det investeres i økt etanseparasjon ved noen av ilandføringsstedene, eller at gassen fraktes til Grenland og etanet separeres ut der.

Steder uten eksisterende gassprosesseringskapasitet og industriinfrastruktur kan virke attraktiv ettersom eventuell mangel på eksportalternativ kan gjøre gassprisen mer konkurransedyktig i forhold til andre mer modne områder med utbygde eksportalternativer. Våtgassbasert industrivirksomhet ved helt nye lokasjoner vil imidlertid være begrenset av gassvolumer, med mindre det oppdages nye gassfelt som er svært mye større og rikere på etan enn det som myndighetene i dag anser som sannsynlig. Etablering av konvensjonell tørrgassbasert industri vil være krevende fordi gassbehovet normalt ikke vil være stort nok til å kunne understøtte en utbygging av nye gassfelt. Generelt vil ny utbygging og mulig ilandføring av gass kreve så store gassvolum at en eksportløsning vil være nødvendig. Med en eksportløsning tilgjengelig bortfaller mye av rasjonale for å vurdere industriutbygging andre steder enn der industriproduksjon allerede foregår.

For å sikre gode rammevilkår for videre utvikling av gassbasert industri i Norge, mener regjeringen det er viktig at det over tid er tilstrekkelig gass tilgjengelig ved eksisterende og/eller nye ilandføringsanlegg i Norge. En langsiktig tilgang på gass kan best oppnås ved å påvise og bygge ut

gjenværende forventede gassressurser og sikre at norske gassprosesseringsanlegg drives på en mest mulig effektiv måte, slik at de framstår som det beste alternativet når framtidige gassevakueringsløsninger skal velges.

Regjeringens vurderinger tar utgangspunkt i at industrien utvikles i en miljøvennlig retning og innenfor rammene av norsk klimapolitikk. Dette gjelder med hensyn til produksjon på mest mulig miljøvennlig måte, en effektiv logistikk og miljøvennlige produkter. Utbygging av infrastruktur kan være nødvendig for å heve den industrielle bruken av gass i Norge. Eventuelle slike prosjekter må være markedsbaserte og drevet frem av kommersielle interesser.

Departementet har styrket den uavhengige operatøren Gasscos mandat for vurderinger av helhetlige gassinfrastrukturløsninger, til også å omfatte et ansvar for at relevante industriaktører informeres tidlig i planleggingsprosessen. Videre etablerte Gassco, etter anmodning fra departementet, i 2009 en arena hvor industri med ønsker eller planer om etablering av industriell virksomhet relatert til anvendelse av naturgass, kan konsultere kompetente miljøer innen gasstransport, gasskvalitet og tilgjengelighet på gass i Norge.

Arenaen ble dannet på bakgrunn av at det i dag i hovedsak ikke er de samme selskapene som driver olje- og gassvirksomhet (oppstrømsaktivitet) og industrivirksomhet (nedstrømsaktivitet). For at industriselskap skal kunne vurdere muligheter i Norge, er det viktig at informasjonstilgangen knyttet til nåværende gassproduksjon, gasskomposisjon etc. er tilgjengelig. Spesielt viktig er det at selskapene er informert om de utviklingsprosjekter som til enhver tid foregår på norsk sokkel. I arenaen diskuteres muligheter og utfordringer for industriell bruk av gass i Norge. I 2009 ble det avholdt to møter i industriarenasammenheng, i disse møtene var petrokjemianalyser sentralt. I samarbeid med gass- og industriaktører i Norge, IndustriEnergi og Norsk Industri ble petrokjemianalyser presentert og debattert. I 2010 ble det avholdt et møte hvor fokuset var rettet mot bransjens felles CO₂ utfordringer.

I 2011 planlegger Gassco blant annet å gjennomføre en studie (delvis finansiert av industriarenaen), med innspill fra deltakerne i industriarenaen, av utviklingsscenarioer for gassinfrastruktur i Nordområdene, herunder muligheter for industriell bruk av gass. Gassco mener de med industriarenaen har lykket i å etablere en møteplass som både oppstrøms- og nedstrømsaktørene finner relevant. I følge Gassco har det vært godt oppmøte ved hver anledning, og tilbakemeldin-

gene har vært positive. Departementet mener det er nyttig å ha et forum hvor ideer, konsept og konkrete prosjekter kan identifiseres, analyseres og diskuteres for å oppnå formålet om en videreføring og eventuelle økte investeringer i norsk gassbasert industri.

Regjeringen vil:

- Legge til rette for økt industriell bruk av gass i Norge, herunder bidra til industriarenaen som møteplass for industrielle aktører og oljeselskaper.

8.7 Teknologi, forskning og kompetanse

Norsk sokkel har vært kjennetegnet av store investeringer i nye feltutbygginger. Teknologit utvikling var nødvendig for å gjøre utvinning lønnsom og teknisk mulig. Innovasjon har skjedd trinnvis i tråd med at operatørene har støtt på nye utfordringer. Teknologiske gjennombrudd fra betongkonstruksjonene på 1970-tallet til flytende produksjonsinnretninger og undervannsløsninger, til horisontal boring og flerfasetransport, har skjedd i et samspill mellom oljeselskaper, forskningsinstitusjoner og leverandørindustri. Drivkreftene for å utvikle teknologi har vært mange. Store funn med høy lønnsomhet har gitt selskapene finansiell styrke til å utvikle nye løsninger. Gunstige rammebetingelser fra myndighetene har gitt selskapene insentiver til å drive forskning og utvikling. Utvikling og førstegangsbruk av teknologi på norsk sokkel har vært viktig for utviklingen av en globalt konkurransedyktig leverandørindustri.

I de umodne områdene på norsk sokkel vil nye metoder, kunnskap og teknologi være viktige for å finne mer. Nye og forbedrede metoder for både geofysisk innsamling, prosessering og tolkning vil gi mer effektiv leting og avdekke nye ressurser. Det er for eksempel store utfordringer å kunne «se» under vulkanske basaltlag på Vøringplataet på midt-norsk sokkel, samt å identifisere dypere og mer komplekse reservoarer. Bedre geologisk kunnskap og forståelse er viktig for utvikling av nye letemodeller. Utbygging av funn langt fra infrastruktur vil kreve nye konsepter for undervannssystemer og flerfasetransport over lange avstander. Høye riggrater skaper også utfordringer for bransjen, og utvikling av nye konsepter for boring er viktig for å redusere leteteknadene.

I de modne områdene på norsk sokkel er det nødvendig med en betydelig innsats for å øke utvinningen fra eksisterende felt. Med dagens planer vil om lag halvparten av oljen bli liggende igjen. Dette representerer et stort verdipotensial. Et prosentpoengs økning i utvinningsgraden på norsk sokkel for felt som i dag er i drift, vil øke oljeutvinningen med anslagsvis 570 mill. fat olje. Dette tilsvarer om lag ett års oljeproduksjon på dagens produksjonsnivå. Men det haster – ny teknologi må være på plass i god tid før feltene stenges ned og installasjonene fjernes. Avanserte injeksjonsmetoder må videreutvikles og testes ut på feltene for å kunne øke utvinningen. Stadig raske og bedre reservoarmodelleringsverktøy kan gi bedre forståelse av reservoarene og dermed bedre ressursutnyttelse. Dette kan sammen med nye geofysiske metoder gi bedre plassering av brønner og bidra til å optimalisere produksjonen. Ny metoder for boring og intervensjon kan bidra til en mer kostnadseffektiv utvinning, og er et viktig tiltak for å øke utvinningen.

Olje- og gassressursene må utvikles og produseres på en ren og mest mulig energieffektiv måte. Dette krever utvikling av metoder og teknologi for en mest mulig effektiv bruk av energi og reduserte klimagassutslipp ved mindre fakling og kraftgenerering.

Drivkreftene for utvikling av ny teknologi er ikke de samme som tidligere da store utbygninger bar en rekke store teknologiutviklingsprosjekter finansielt. Den nåværende situasjonen med mange små funn og utbygninger gjør finansiering av ny teknologi mer krevende. For å nå petroleumspolitiske mål er det viktig å opprettholde og styrke drivkrefter for utvikling av ny teknologi. Aktørene på norsk sokkel og staten som ressurseier må derfor samarbeide for å finne gode løsninger. En fortsatt satsing på forskning, utvikling og kompetanse er en viktig forutsetning for en konkurransedyktig og fremtidsrettet petroleumsnæring. Kompetansen bygget opp i forbindelsen med petroleumsaktiviteten kan også benyttes på andre områder som for eksempel IKT og offshore vindkraft.

Oljeselskaper og leverandørbedrifter har en betydelig forskningsinnsats i Norge, men denne forskningen er i stor grad rettet mot kortsiktige mål og teknologiløp. Den offentlige satsingen bidrar til å skape samarbeid, kompetanse og langsiktighet i petroleumsforskningen, samt avlaste høyrisiko prosjekter.

8.7.1 Prioriteringer innenfor forskning og utvikling

Et godt samarbeid mellom industri og myndigheter har vært viktig for forskning og utvikling på norsk sokkel. Næringen er og må være en pådriver, mens myndighetene har en viktig rolle ved å lage rammevilkår og insentiver som stimulerer til forskning og utvikling (FoU) som kommer hele samfunnet til gode. De offentlige midlene rettes derfor mot forskning og utvikling på utvalgte områder hvor næringens innsats ikke er tilstrekkelig. Offentlig finansiert forskning og utvikling skal bidra til å utløse samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter som ellers ikke ville blitt gjennomført.

Myndighetene er avhengige av råd og innspill til prioriteringene av midlene til forskning og utvikling. Departementet har blant annet løpende dialog med Oljedirektoratet, Norges forskningsråd, OG21, og flere nærings- og forskningsaktører om slike prioriteringer.

Nasjonal FoU-strategi for sektoren og andre prioriteringer

OG21 – olje og gass for det 21. århundre, er en nasjonal FoU-strategi for petroleumssektoren. Arbeidet med strategien ble startet i 2001, og ble revidert i 2010. Styret og teknologigrupper under OG21 representerer et nettverk med over 100 fagfolk fra oljeselskapene, leverandørindustrien og forskningsmiljøene som utarbeider delstrategier og handlingsplaner. Dette arbeidet avdekker kunnskapsgap og kartlegger utfordringer som sektoren vil stå overfor i tiden framover. Departementet tar utgangspunkt i OG21-strategien når føringer legges for programmene PETROMAKS og DEMO2000 i Norges forskningsråd.

Strategien peker på at myndighetene har et særlig ansvar for å ivareta finansiering av den langsiktige forskningen, og at offentlig støtte bør være rettet mot utdanning, grunnforskning, kompetanseutvikling og langsiktige teknologiutvikling. Kortsiktige utfordringer vil i større grad være næringens ansvar.

Strategien har opprettet såkalte TTA-grupper (Technology Target Area) som er sammensatt av et bredt utvalg av eksperter og fokuserer på følgende temaer:

- Energieffektivisering og miljøvennlig bærekraftig teknologi
- Leting og økt utvinning
- Kostnadseffektiv boring og intervensjon

Boks 8.7 Marinteknisk senter

Norge har høy kompetanse innen forskning, teknologi og innovasjon knyttet til havet. Havrommet er stort, det utgjør nærmere 70 pst. av jordens overflate. Et viktig element for å kunne drive en bærekraftig forvaltning og høsting fra havrommet er utvikling av moderne havromsteknologi.

Et viktig norsk miljø på området er i Trondheim. Gjennom etablering av eksperimentell infrastruktur i forskningsmiljøene ved Marinteknisk Senter i Trondheim har MARINTEK og NTNU blitt internasjonalt ledende innen sine

felt. Oppgraderinger er viktig for at slike forskningsmiljøer skal kunne tilby sine kunder, for eksempel innen petroleumsnæringen, attraktive forskningstjenester. Det er bakgrunnen for at Regjeringen har, sammen med næringsliv og fagmiljøer, finansiert en forstudie som kartlegger behovet for oppgradering av forskningsinfrastrukturen ved Marinteknisk Senter. Miljøene i Trondheim arbeider med å realisere et framtidig kunnskapssenter knyttet til havromsteknologi, Ocean Space Centre, i byen.

- Fremtidens teknologi for produksjon, prosessering og transport.

OG21 anbefaler at den offentlige finansieringen av petroleumsforskning bør gis prioritert til følgende tematiske områder:

- Energieffektiv teknologi for å redusere utslipp til sjø og luft. Når det gjelder utslipp av klimagasser til luft, er dette fulgt opp gjennom avtalen om klimameldingen mellom regjeringspartiene og Høyre, Kristelig folkeparti og Venstre 18. januar 2008 (klimaforliket) som sier at den offentlige finansierte petroleumsforskningen skal ha et betydelig fokus på klima. Gjennom Klimaforliket er 25 mill. kr fra og med 2009 årlig øremerket til forskning rettet mot energieffektivisering og reduksjon av klimagassutslipp tilknyttet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel.
- Løsninger og tjenester for økt oljeutvinning for å maksimere utvinningsgraden fra modne felt i løpet av levetiden til infrastruktur. Et viktig område vil være å utvikle boreteknologi for å redusere kostnader og miljøpåvirkning. Dette er også trukket frem av Årmutvalget som mener at de offentlige forskningsprogrammene innenfor petroleum bør prioritere økt utvinning. Utvalget fremhever spesielt behovet for videre teknologiutvikling innenfor spesifikke teknologiområder som blant annet boring og brønn, reservoarkartlegging og avanserte injeksjonsteknikker. Departementet har fulgt opp disse rådene i styringen av Norges forskningsråd gjennom tildelingsbrevet for 2011.
- Stimulere til utvikling av avanserte undervannssystemer for å maksimere verdiskapingen ved norske offshore installasjoner, samt utvikle

teknologi for undervannsfasertransport over store avstander. Ny undervannsteknologi kan redusere kostnadene ved nye utbygginger og bidra til å utvikle ressurser langt fra infrastruktur slik som eksempelvis i Arktis.

Samarbeid med ledende internasjonale forskningsmiljøer vil kunne bidra til ny kunnskap og internasjonalisering av norsk teknologi. Internasjonalt samarbeid er videre viktig for å sikre kvalitet og styrke norske fagmiljøer på den internasjonale forskningsarenaen. Med de store teknologiske utfordringene på norsk sokkel i dag, er det imidlertid avgjørende at de offentlige bevilningene går til å støtte prosjekter som bidrar til en kostnadseffektiv og bærekraftig utvinning av petroleumsressursene på norsk sokkel.

Det vil også være et behov for en videre satsing på HMS-forskning i petroleumsvirksomheten i årene framover. Det er også viktig at sikkerhetsmessige utfordringer blir integrert og tatt hensyn til i de strategiske valgene av fremtidens teknologi og utvikling. OG21 vil være en naturlig arena for dette arbeidet.

Pilotering

Ny teknologi og nye løsninger vil være helt nødvendig for å modne fram nye lønnsomme reserver og realisere det store potensialet som ligger i økt utvinning på norsk sokkel. Staten som ressurseier har en viktig rolle å spille som pådriver og tilrettelegger for å sikre en optimal og effektiv utvinning av petroleumsressursene på norsk sokkel.

Statlig medfinansiering av piloter vil kunne bidra til at flere, samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter fremskyndes og realiseres. Det er

gjørne betydelig overføringsverdi fra en pilot på et felt til andre felt. Eierne i et enkeltfelt vil ikke ta dette med i betraktning når de beslutter om en pilot skal gjennomføres eller ikke. Det er store verdier på spill for statens som ressurseier. Deres som markedet ikke selv klarer å løfte fram tilstrekkelig med ny teknologi eller piloter, bør myndighetene iverksette ulike tiltak.

OG21 anbefaler økt satsing på pilotering av teknologi i likhet med ekspertutvalget for økt utvinning, jf. kapittel 4.5. Spesielt trekkes det i strategien fram behovet for avlastning av risiko og usikkerhet for små og mellomstore bedrifter. DEMO2000 vil være et viktig virkemiddel for mindre prototyp utvikling og kvalifisering av teknologi for leverandørbedriftene i samarbeid med oljeselskapene.

Gjennom FORCE har Oljedirektoratet tatt et initiativ for å legge til rette for å løfte fram flere piloter på norsk sokkel, samt arbeide for å styrke eksisterende virkemidler slik som DEMO2000. Departementet ser også behov for en kartlegging av mulige andre tiltak blant annet foreslått av ekspertutvalget og OG21 for å få til mer pilotering på norsk sokkel.

Forskningscentre innenfor petroleum

Norges forskningsråd har opprettet en rekke Sentre for Fremragende Forskning (SFF) og Sentre for Forskningsdrevet Innovasjon (SFI). Flere av sentrene har relevans for petroleum. NIFU evaluering av SFF-ordningen er svært positiv. I evalueringen trekkes det fram at sentrene har spesielt lyktes å fremme rekruttering og internasjonalisering. Ordningen har også bidratt til mer nasjonalt og internasjonalt tverrfaglig samarbeid.

Flertallet i ekspertutvalget for økt utvinning har foreslått å opprette et senter rettet inn mot økt utvinning. Ekspertutvalget påpeker at tiltak for økt utvinning vil kreve mer personell og kompetanse, og at sterke universitets- og forskningsmiljø derfor er avgjørende for å legge til rette for dette. Slike sentre kan være viktige for å samle kompetanse og koordinere forskningen videre.

Departementet vil vurdere å opprette et forskningscenter for økt utvinning, men dette må sees i sammenheng med andre forskningscenter innenfor petroleum. En betydelig andel av de gjenværende ressursene er immobil olje. En sentral utfordring for et slikt senter kan være å forske på og utvikle avanserte utvinningsmetoder som muliggjør lønnsom utnyttelse av den immobile oljen på norsk sokkel. Gjennom et slikt forskningscenter vil grunnleggende kompetanse og

forskning på et viktig område bli opparbeidet og videreført.

Petroleumsvirksomheten i nord vil være krevende og forutsetter ny kunnskap og teknologi i sammenheng med den økte aktiviteten som forventes i nordområdene/arktiske strøk i årene fremover. Installasjoner og operasjoner i mørke og kalde omgivelser i et særegent naturmiljø stiller andre krav til teknologiske og operative løsninger. Det samme gjør utbygging og produksjon med potensielt lang avstand til land og i områder der det kan være drivis deler av året. Potensialet i nordområdene for nye funn er betydelig, men de geologiske usikkerhetene er store. Bedre geologiske modeller og forståelse vil være viktig for mer treffsikker leting. Disse utfordringene fordrer en særlig oppmerksomhet fra det offentlige. Det vil derfor foretas en vurdering om det bør etableres et forsknings- og kompetansesenter rettet mot forskningsutfordringer for petroleumsvirksomheten i arktiske strøk.

8.7.2 Insentiver og finansiering av forskning og utvikling

Det offentlige gir insentivene til forskning og teknologiutvikling hovedsakelig gjennom det regulatoriske rammeverket og direkte bevilgninger til Norges forskningsråd. Oljeselskaper og leverandørbedrifter bruker betydelige midler på forskning og teknologiutvikling. Det totale nivået på både offentlig og privat finansiert petroleumsforskning i Norge var på om lag fire mrd. kroner i 2007 i følge SSB og NIFU STEP. De offentlige bevilgningene kanalisert gjennom Norges forskningsråd var til sammenlikning på 410 mill. kroner. I tillegg er basis bevilgningene og annen langsiktig finansiering til universiteter, høyskoler og forskningsinstitutter viktig for å opprettholde forskningsaktiviteten innenfor petroleum i Norge. Det foreligger ikke oversikter over hvor mye av dette som går til petroleumsforskning. En betydelig andel av midlene til forskning og utvikling innen petroleum stammer fra oljeselskapene og leverandørbedriftene. De offentlige midlene må derfor prioritere forskning og utvikling på utvalgte områder hvor næringens egen innsats ikke er tilstrekkelig.

Staten tar en stor del av risiko og kostnader ved større teknologiprojekter gjennom en høy skattesats og SDØE-eierandelene. En rekke større teknologiutviklingsprosjekter finansieres i dag over utvinningstillatelsen budsjetter slik som for eksempel Ormen Lange gasskompresjon. Pro-

sjektet har alene et budsjett på totalt om lag 4,5–5 mrd. kroner.

Det er også lagt til rette for forskning og utvikling gjennom utvinningstillatelsenes regnskapsavtaler. Størstedelen av oljeselskaperens FoU-midler utløses gjennom regnskapsavtalene. Regnskapsavtalene er en del av konsesjonsverket og gjennom disse avtalene belaster operatøren utgifter til FoU over utvinningstillatelsens regnskap. Utgiftene dekkes over felleskontoen til utvinningstillatelsen, og er bestemt av ulike prosentsetser for lete-, utbygnings- og driftskostnader med en øvre grense¹⁴. Det må dokumenteres at midlene skal gå til FoU med relevans for norsk sokkel.

Skattefunnordningen fremmer også petroleumsforskning. Ordningen ble lansert i 2002 og er en satsing på FoU i næringslivet. Ordningen gjelder for alle skattepliktige bedrifter i Norge. Den administreres av Norges forskningsråd i samarbeid med Innovasjon Norge og Skatteetaten. Skattefunn hadde 381 aktive prosjekter innenfor petroleumssektoren i 2010. Totalt budsjettert prosjektvolum var 1 288 mill. kroner og forventet skattefradrag var 211 mill. kroner.

Den offentlig finansierte petroleumsforskningen over statsbudsjettet var om lag 400 mill. kroner i 2011. Disse bevilgningene følges opp av Norges forskningsråd, blant annet gjennom forskningsprogrammene PETROMAKS og DEMO2000. Innenfor begge disse programmene er det årlig et stort antall støtteverdige prosjekter av høy kvalitet. På grunn av begrensede tilgjengelige midler, er det et stort antall støtteverdige prosjekter som ikke får innvilget støtte. Eksempelvis var det kun 17 prosent av prosjektene som fikk tilsagn om støtte fra PETROMAKS i utlysningen høsten 2010. Regjeringen vil derfor sikre petroleumsforskningen gode vilkår, jf. St.meld. nr. 30 (2008–2009) *Klima for forskning* (forskningsmeldingen).

8.7.3 Organiseringen av den offentlige petroleumsforskningen

Myndighetenes prioriteringer og satsing på petroleumsforskning følges opp av Norges forskningsråd gjennom en rekke virkemidler.

PETROMAKS støtter et bredt spekter av prosjekter, fra strategisk grunnforskning ved universitetene via kompetansebygging ved instituttene til innovasjonsprosjekter i industrien. Programmets mål er en optimal utnyttelse av petroleumsressur-

sene og økt verdiskaping for samfunnet gjennom styrket kunnskapsutvikling, næringsutvikling og internasjonal konkurransekraft. Siden 2003 er det bevilget om lag to mrd. kroner til 335 prosjekter. Dette har utløst 2,1 mrd. kroner i annen finansiering, hovedsakelig fra næringslivet. PETROMAKS er et viktig virkemiddel for å fremme langsiktig forskning og kompetanseutvikling. Programmet finansierer forskningsrettet utdanning, og programmet har siden oppstarten i 2003 finansiert 291 stipendiater og 136 post. doc stillinger. Dette er et svært høyt tall sammenliknet med hva oljeselskapene støtter av liknende stillinger og viser betydningen av de offentlige midlene for langsiktig og grunnleggende forskning.

DEMO2000 er et viktig virkemiddel for å kvalifisere nye teknologiløsninger i petroleumsnæringen. Programmet har som mål å redusere kostnader og risiko for industrien ved å gi støtte til pilotprosjekter og demonstrasjon. DEMO2000 har siden oppstarten i 1999 støttet 231 pilotprosjekter. De totale kostnadene til disse prosjektene er 2,7 mrd. kroner hvorav myndighetene har bidratt med 600 mill. kroner. Programmet er rettet inn mot leverandørindustrien som ikke har de samme regulatoriske insentivene for å utvikle ny teknologi som oljeselskapene. DEMO2000 fungerer også som en samarbeidsarena mellom oljeselskap, myndigheter og leverandørbedrifter.

PROOFNY – et delprogram under FoU-programmet Havet og kysten, er rettet mot forskning på langtidsvirkninger til sjø fra petroleumsvirksomheten. Programmet har som hovedmål å fremme forskning av høy internasjonal kvalitet om det marine miljø.

PETROSAM støtter samfunnsvitenskapelig petroleumsforskning, og skal videreutvikle kompetanse om samfunnsmessige forhold som grunnlag for strategi- og politikktutforming hos norske myndigheter og næringsliv. Den faglige målsettingen er økt kunnskap om verdien og forvaltningen av norske petroleumsressurser, samt utviklings- og trekk i andre petroleumsprovinser.

Strategisk petroleumsforskning går i stor grad til strategiske universitetsprogrammer (SUPER). Målet for midlene er at de skal bidra til utdanning av forskere ved norske universiteter og til kompetanseoppbygging på sentrale temaer på petroleumsområdet. Videre gis det støtte til sjøfuglprogrammet SEAPOP, til Integrated Ocean Drilling Program – et internasjonalt, maringeologisk forskningsprogram, og til en strategisk satsing på teknologifag.

Sentre for Fremragende Forskning (SFF) og Sentre for Forskningsdrevet Innovasjon (SFI)

¹⁴ Eksempelvis kan operatøren belaste utvinningstillatelsen for FoU kostnader tilsvarende 2,5 pst. av letekostnadene, inntil 7,5 mill. kroner.

Boks 8.8 Forskning og letevirkosomhet

Ny og bedre geologisk kunnskap og forståelse av Barentshavet vil være viktig for treffsikre og gode letemodeller. I PETROMAKS-programmet er en rekke prosjekter støttet for å bedre den petroleumsgeologiske forståelsen av Barentshavet. Disse prosjektene er totalt bevilget og støttet med om lag 80 mill. kroner av programmet.

PETROBAR-prosjektet ved Universitetet i Oslo er et av disse prosjektene. Hovedmålsettingen for prosjektet har vært å øke forståelsen av fundamentale, stor-skala prosesser som styrer dannelsen og utviklingen av sedimentbassenger i Barentshavområdet og hvordan de påvir-

ker petroleumsystemet. Den nye, delvis kvantitative, forståelsen av bassengutvikling og petroleumssystemet vil brukes av industrien til å redusere leteusikkerheten i Barentshavet, et område som byr på mange og komplekse utfordringer. En av forskningsutfordringene i Barentshavet er å forstå effektene av de siste istidene. Da ble Barentshavet hevet opp og ned. I perioder med heving ble flere kilometer tykke lagpakker med sedimenter skrapt av. Gassen utvidet seg, og oljen ble presset ut av reservoarene.

innenfor petroleum er opprettet av Norges forskningsråd. Flere av disse sentrene har relevans for petroleumsindustrien. Noen eksempler på dette er: CIPR (Center for integrated petroleum research) ved universitetet i Bergen er et forskningssenter innenfor økt utvinning. FACE ved Sintef/IFE vil utvikle bedre modeller for flerfasestrømning, mens IO Center ved NTNU skal utvikle kompetanse og bedre verktøy for integrerte operasjoner. Senteret «Drilling and Well Technology for Improved Recovery» ved IRIS/Sintef har som hovedmål å forbedre borings- og brønnteknologi samt å øke kompetansen som kreves for mer kostnadseffektiv og sikker boring. Støtten til sentrene er imidlertid tidsbegrenset, og flere av sentrene vil avvikles i løpet av et par år. Det er også andre sentre som opererer innenfor petroleum, men ikke som et hovedtema.

Departementet vil evaluere de offentlige støtteordningene innenfor petroleumsforskning i forbindelse med at PETROMAKS utløper i 2013, herunder i hvilken grad de offentlige midlene utløser forskning og utvikling i næringen og bidrar til kompetanseløft.

8.7.4 Kompetanse og rekruttering av arbeidskraft

Innenfor petroleumsnæringen i Norge er det et stort behov for tilgang på kvalifisert arbeidskraft. Et godt samarbeid mellom myndigheter, industri og utdanningsinstitusjoner vil være viktig i årene framover. Næringen er syklisk, men sysselsettingen har vist betydelig vekst siden 2000 og kan by på mange jobber innenfor mange ulike fagfelt.

Gjennomsnittsalderen til de ansatte i petroleumsnæringen i Norge er økende, til tross for en

svak økning i antall sysselsatte i den yngste aldersgruppen (15–29 år) de siste årene¹⁵. Det er et spesielt behov for teknologer og naturvitere. Rekrutteringen er utfordrende i deler av landet og for enkelte yrker. På enkelte universiteter er frafallet stort av studenter innenfor realfag og rekrutteringen er lav til geologi og andre fag relevante for sektoren. I dag er også Norge blant landene i Europa med lavest andel elever fra videregående skoler som velger naturvitenskapelige og teknologiske fag på universiteter og høyskoler.

Det er videre en nedgang i antall nordmenn som tar master- og doktorgrad i petroleumsrettede fag på norske universiteter og høyskoler. I PETROMAKS-programmet er om lag 50 pst. av stipendiatene som støttes fra andre land enn Norge. Omtrent halvparten av utenlandsstudentene forlater Norge etter endt doktorgradsutdanning ifølge en undersøkelse av NIFU. En høy andel studenter og stipendiater fra utlandet skaper grunnlag for et godt internasjonalt samarbeid, men at relativt få blir i landet er problematisk for den videre kompetansebyggingen i Norge. Det er derfor viktig for myndighetene, næringen og akademia å arbeide for at kompetansen forblir i Norge, samt å øke rekrutteringen av norske studenter.

Det må også jobbes målrettet med rekruttering fra grunnskole til høyere utdanning og til forskning. Departementet arbeider derfor med å kartlegge tiltak som kan bidra til å styrke rekrutteringen til grunnopplæring og utdanning som er relevant for departementets ansvarsområder. Departementet samarbeider med Naturfagsente-

¹⁵ SSB rapport: Sysselsatte i petroleumsnæringene (2009)

ret ved universitetet i Oslo for å etablere «energiskoler». Målet er at «energiskolene» skal tiltrekke seg dyktige elever og bidra til økt rekruttering til fag som er relevante for energi og petroleum på universiteter og høyskoler. I tillegg vil «energiskolene» vise hvordan naturvitenskaplig kunnskap kan anvendes på konkrete samfunnsutfordringer. Dette vil gjøres i nært samarbeid mellom skoler og bedrifter. En modell her vil være samarbeidet

Boks 8.9 Skape interesse om energi i videregående skoler

Geofagelevene på St. Olav videregående skole i Stavanger ble invitert til et samarbeid med ExxonMobil skoleåret 2009–2010. Elevene besøkte ExxonMobil og ble kjent med bedriften og de ansatte. De ble introdusert for oljefeltet Jotun og hvilke metoder geologer bruker for å undersøke feltet. De fikk utdelt seismiske snitt av feltet, og oppgaven deres var å gjøre en analyse av feltet. Elevene skulle deretter komme tilbake til ExxonMobil og anbefale hvor de skulle bore etter olje. Elevene jobbet med analysen i 3 måneder. De lærte hvordan seismikk skal tolkes, hvilke geologiske forhold som skal til for å danne olje og hvor i feltet det er mest lønnsomt å bore.

mellom ExxonMobil og St. Olav videregående skole i Stavanger, se boks 8.9.

Kunnskapsdepartementet og partene i arbeidslivet har startet arbeidet med en ny «samfunnskontrakt» som blant annet har som målsetning å øke antall læreplasser. Statoil er landets største lærlingebedrift, og flere selskap innen petroleumsnæringen tar inn mange lærlinger årlig. Regjeringen vil oppfordre bedriftene til å øke antallet lærlinger de tar inn og vurdere om de kan øke antallet fagområder for lærlinger.

Regjeringen vil:

- Sikre petroleumsforskningen gode vilkår.
- Prioritere forskning innenfor økt utvinning fra eksisterende felt på norsk sokkel, herunder vurdere å opprette et forskningssenter innenfor økt utvinning, basert på åpen konkurranse.
- Vurdere å opprette et forskningssenter innenfor utfordringer for petroleumsvirksomheten i arktiske strøk.
- Fortsette arbeidet med å få kvalifisert og testet ny teknologi.
- Bidra med å styrke rekrutteringen til naturvitenskapelige og teknologiske fag i skole og høyere utdanning for å sikre arbeidskraft til petroleumssektoren.

9 Inntekter til staten

Ressursene på norsk sokkel er fellesskapets eiendom og gir viktige bidrag til finansiering av velferdssamfunnet. Petroleumsvirksomheten gir en meravkastning ut over normalavkastning. Den høye meravkastningen er hovedårsak til at staten tar en betydelig andel av inntektene fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen

Statens inntekter fra petroleumssektoren utgjør om lag 25 pst. av statens totale inntekter. Kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten overføres i sin helhet til Statens pensjonsfond utland, tidligere Statens petroleumsfond. I henhold til handlingsregelen for finanspolitikken skal bruken av petroleumsinntektene over tid tilsvare forventet realavkastning av Statens pensjonsfond utland. Handlingsregelen innebærer således en gradvis økning i bruken av petroleumsinntektene opp til et nivå som kan opprettholdes på lang sikt, jf. figur 9.1. Statens pensjonsfond utland investeres i finansielle aktiva utenfor Norge. Handlingsregelen og forvaltningen av Statens pensjonsfond utland er nærmere redegjort for i de årlige nasjo-

nalbudsjettene og i melding til Stortinget om Statens pensjonsfond.

Inntektsgrunnlaget fra petroleumproduksjonen er i sterk endring. Siden 2001 har oljeproduksjonen på norsk sokkel blitt gradvis redusert, mens gassproduksjonen har økt. For første gang ble det i 2010 solgt mer gass enn olje, målt i oljeekvivalenter. Denne utviklingen antas å fortsette.

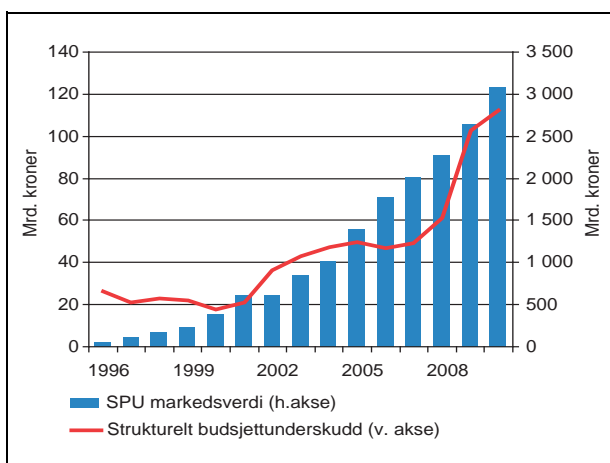
Oppnådde priser på olje har vært høyere enn på gass. Kontantstrømmen fra petroleumaktiviteten blir påvirket av kombinasjonen av redusert oljeproduksjon og økt gassproduksjon og lavere salgsverdi på gass i forhold til olje. Inntektene fra sektoren vil derfor mest sannsynlig falle raskere enn totalproduksjonen isolert sett tilsier.

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel beskattes gjennom ordinær overskuddsskatt, særskatt og ulike avgifter. Det er lagt stor vekt på at skattesystemet ikke skal påvirke drifts- og investeringsbeslutninger på norsk sokkel, dvs. at skattesystemet skal være mest mulig nøytralt. Det norske petroleumsskattesystemet består i dag derfor av overskuddsbaserte elementer utenom arealavgiften og miljøavgifter.

Netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten var i 2010 på 276 mrd. kroner. Av dette utgjorde ordinær overskuddsskatt og særskatt fra selskapene med virksomhet på norsk sokkel om lag 156 mrd. kroner. Ettersom skatteleggingen er overskuddsbasert er det nær sammenheng mellom olje- og gasspris og skatteproveny.

I tillegg til skatter betaler selskapene miljøavgifter og arealavgift. I 2010 utgjorde miljø- og arealavgifter om lag 3,6 mrd. kroner.

I tillegg til skatter og avgifter sikrer Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) staten en høy andel av verdiskapingen på norsk sokkel. Netto kontantstrøm fra SDØE for 2010 var 104,1 mrd. kroner.

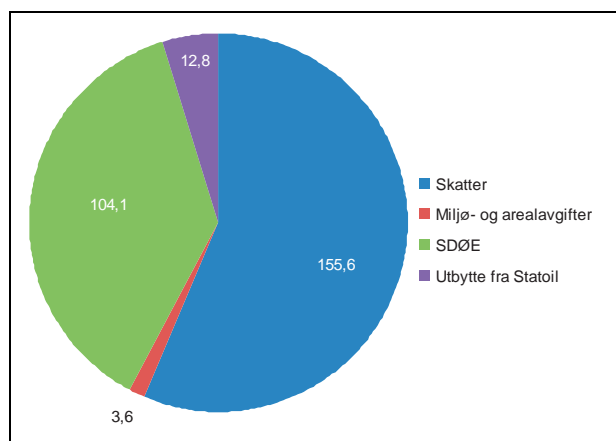


Figur 9.1 Strukturellt, oljekorrigert budsjetttunderskudd og markedsverdien av Statens pensjonsfond utland. Oljekorrigert budsjetttunderskudd er et mål for bruken av petroleumsinntekter over statsbudsjettet.

Kilde: Finansdepartementet.

9.1 EITI

Extractive Industry Transparency Initiative (EITI) er et internasjonalt initiativ for økt åpenhet



Figur 9.2 Netto kontantstrøm for staten fra petroleumsvirksomheten, 2010 (mrd. kroner).

Kilde: Finansdepartementet.

omkring betalingsstrømmer innenfor petroleums- og gruveindustriene (extracting industries). Anslagsvis 3,5 mrd. mennesker lever i land rike på naturressurser som olje, gass og mineraler. Mange av disse landene er likevel fattige og ofte preget av krig og konflikter. Større åpenhet om betalingsstrømmene fra selskapene innenfor petroleums- og gruveindustrien til myndighetene kan bidra til et bedre styresett, mindre korrupsjon og danne grunnlag for økonomisk og sosial utvikling i disse landene. Dette er formålet med EITI.

Norge har gjennom flere år gitt politisk og økonomisk støtte til EITI-arbeidet. Blant annet ligger EITIs internasjonale sekretariat i Norge. I tillegg har Norge, som foreløpig eneste OECD-land, gjennomført de prosesser og tiltak som kreves for å bli godkjent som EITI-land. Gjennom å implementere EITI i Norge er målet å påvirke land hvor det er et stort behov for åpenhet og bedre styresett.

I henhold til EITI-kriteriene er selskaper og myndigheter pålagt å rapportere hhv. betalte og mottatte beløp til en uavhengig enhet som har i oppgave å sjekke om rapporterte innbetalinger og mottatte beløp stemmer overens. Tallene skal publiseres. I Norge har konsulentselskapet Deloitte vært ansvarlig for dette arbeidet. Resultatene er publisert i en egen rapport. Rapporten gir informasjon om hvert enkelt selskaps innbetalinger av skatt, CO₂ avgift, NO_x-avgift og arealavgift til staten. Tilsvarende viser rapporten netto innbetalinger fra SDØE.

Norge har så langt produsert EITI-rapporter for 2008 og 2009. Totalt har 23 land siden 2005 produsert tilsvarende rapporter. For innbyggerne i mange av disse landene er tilgang på informasjon om statens inntekter noe nytt og kan utgjøre

en stor forskjell. Åpenhet og bedre styresett vil på sikt kunne bidra til økonomisk og sosial utvikling og en bedre levestandard. For Norge har rapporteringen og avstemmingen bekreftet tall som allerede publiseres i andre sammenhenger, blant annet i statsregnskapet. Arbeidet med EITI i Norge har også som målsetting å informere om og øke forståelsen for betydningen av petroleumssektoren i norsk økonomi.

9.2 Petroleums-skattesystemet

Petroleumsbeskatningen bygger på reglene for ordinær bedriftsbeskatning. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleumsressurser blir det i tillegg tillagt en særskatt. Den ordinære skattesatsen er som for andre selskaper, 28 pst., mens særskattesatsen er 50 pst.

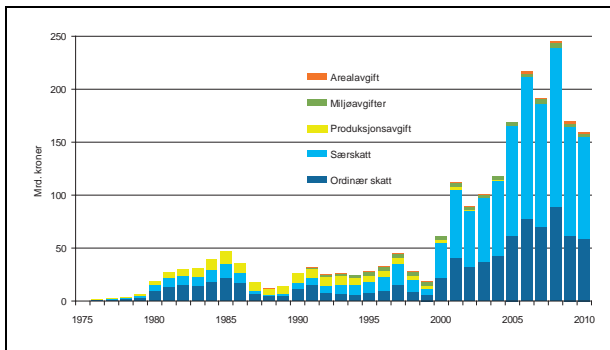
Salgsinntekter for råolje beregnes på grunnlag av administrativt fastsatte priser (normpris). Normprisen skal svare til hva oljen kunne ha blitt omsatt for mellom uavhengige parter i et fritt marked. For tørr- og våtgass legges den faktiske salgsprisen til grunn, bortsett fra propan fra Kårstø hvor det fra 2. kvartal 2011 fastsettes normpris.

Investeringer i driftsmidler kan avskrives lineært over seks år regnet fra investeringsåret. Det gis fradrag for alle relevante kostnader, herunder kostnader knyttet til leting, forskning og utvikling, finansiering (gjeldsrenter), drift og fjerning. For å bidra til å sikre at normalavkastningen ikke ilegges særskatt gis det et ekstra fratrukk i beregningsgrunnlaget for særskatt, kalt friinntekt. Friinntekten er fastsatt til 7,5 pst. av driftsmiddelets kostpris. Fradraget gis i fire år fra og med året investeringen blir foretatt.

Selskaper som ikke er i skatteposisjon kan fremføre både underskudd og ubenyttet friinntekt med rente. I tillegg har selskaper utenfor skatteposisjon siden 2005 kunnet kreve tilbakebetalt skatteverdien av letekostnader ved ligningsoppgjøret for det året kostnadene pådras.

Petroleums-skattesystemet er selskapsbasert, i motsetning til feltvis beskatning. Dette innebærer at selskapene kan trekke fra utgifter fra ett felt mot inntekter fra et annet felt. Et selskap blir derfor ikke beskattet før det samlet har opparbeidet et overskudd.

Skatteinngangen fra oljeselskapene har vært vesentlig høyere enn tidligere det siste tiåret, jf. figur 9.3. De historisk sett høye prisene på olje og



Figur 9.3 Innbetaling av skatter og avgifter i perioden 1976–2010.

Kilde: Finansdepartementet.

gass, sammen med et høye produksjonsnivå er hovedårsakene til dette.

9.3 Avgifter

Arealavgift

Arealavgiften betales for å inneha en tillatelse til å drive leting etter og produksjon av petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel. Avgiften betales pr. km² av tildelt areal. Det betales ikke arealavgift under tillatelsenes leteperiode. Fra utløpet av denne perioden trappes avgiften opp over 10 år. Arealavgiften er fradragsberettiget mot skattbar inntekt. Arealavgiften skal bidra til at tildelte områder blir utforsket på en effektiv måte.

CO₂-avgift

CO₂-avgiften ble innført i 1991 og er en miljøavgift som har til hensikt å redusere utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten. CO₂-avgiften i petroleumsvirksomheten belastes per standardkubikkmeter gass som blir brent eller sluppet ut og per liter petroleum som blir brent. For 2011 er satsen satt til 48 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass. Fra 2008 er CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten også inkludert i kvotesystemet.

NO_x-avgift

Med hjemmel i Gøteborgprotokollen av 1999 er Norge forpliktet til å redusere de årlige utslippene av nitrogenoksid (NO_x). Fra 1. januar 2007 ble det derfor innført en NO_x-avgift. For 2011 er satsen satt til 16,43 kroner per kilo NO_x.

I 2007 ble det inngått en avtale mellom en rekke næringsorganisasjoner om midlertidig avgiftsritak for NO_x. Til gjengjeld skulle bedrif-

tene som ble omfattet av avtalen tilføre midler til et fond til finansiering av utslippsreducerende tiltak for NO_x. Avtalen om NO_x er vedtatt videreført for 2011.

9.4 Utbytte fra Statoil ASA

Staten eier 67 pst. av aksjene i Statoil ASA. Statoil betaler hvert år et kontantutbytte til sine aksjeeiere. Statens utbytte inngår i inntektene fra petroleumsvirksomheten til Statens pensjonsfond utland.

Totalt med tilbakekjøp av aksjer har staten fått 111,18 mrd. kroner siden børsnoteringen i 2001. Dette inkluderer utbytte fra resultatårene 2001–2010, som utbetales og regnskapsføres i statsregnskapet påfølgende år.

I 2010 reviderte selskapet sin utbyttepolitikk. Den nye utbyttepolitikken er som følger:

«Det er Statoils ambisjon å øke årlig utbyttebetaling, målt i norske kroner per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av årlig utbyttensnivå. I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning.»

For regnskapsåret 2010 vedtok Statoil ASAs generalforsamling 19. mai 2011 et utbytte på 6,25 kroner per aksje. Dette betyr at staten for 2010 mottok et utbytte på 13,4 mrd. kroner fra sin aksjepost i selskapet.

9.5 Statens direkte økonomiske engasjement

SDØE ble opprettet med virkning fra 1985¹. Ordningen innebærer at staten, på lik linje med øvrige aktører på norsk sokkel, betaler en andel av alle investeringer og kostnader i prosjekter tilsvarende den direkte økonomiske eierandelen. Staten får en tilsvarende andel av inntektene fra salget

¹ Ordningen var en del av det såkalte oljeforliket i 1984, jmfør St.meld. nr. 73 (1983-1984) og Innst. S. nr. 321 (1983-1984) «Om organiseringen av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten» og St.meld. nr. 33 (1984-85) og Innst. S. nr. 87 (1984-85) «Om virkningen av omorganiseringen av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten». Oljeforliket innebar at Statoils deltakerandeler ble splittet i to. Statoil beholdt én del og den andre ble SDØE.

av produksjonen og andre inntekter. Stortinget vedtar hvert år budsjetttrammene for SDØE. Netto inntekter overføres direkte til Statens pensjonsfond utland.

De første årene var preget av store investeringer og negativ netto kontantstrøm. Fra 1989 har netto kontantstrøm vært positiv. Til sammen har SDØE fram til utgangen av 2010 bidratt med 1 237 mrd. til statskassen.

Nettoinntektene fra SDØE har økt over tid som følge av at stadig flere felt har kommet i produksjon, jf. figur 9.4. De årlige nettoinntektene påvirkes sterkt av produktprisene og investeringsaktiviteten.

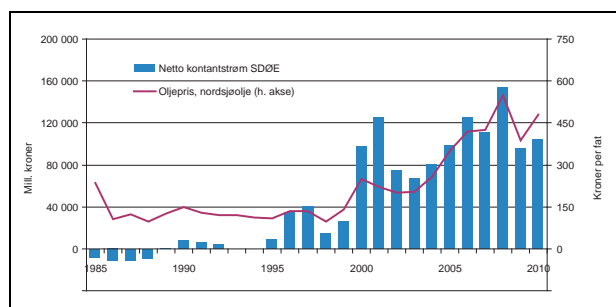
En stor og sammensatt portefølje

Det overordnede langsiktige målet for forvaltningen av SDØE-porteføljen er å maksimere inntektene til staten fra det direkte eierskapet på norsk sokkel. Departementet legger vekt på at porteføljen ivaretas og videreutvikles på best mulig måte.

Porteføljen er sammensatt av utvinningstillatelser i letefase, felt under utbygging og felt i drift. Videre er staten en stor eier i rørledninger og landanlegg. Statens eierandel i Gassled er knapt 46 pst. Ved utgangen av 2010 ble porteføljens olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver anslått til 6,5 mrd. fat oljeequivalenter. Dette antas å utgjøre omtrent en tredjedel av de gjenværende petroleumsreservene på sokkelen.

Verdien av SDØE var ved inngangen til 2010 beregnet til 865 mrd. kroner². Dette var en økning på om lag 150 mrd. kroner siden 2008. Økningen skyldes i hovedsak forutsetninger om høyere framtidige olje- og gasspriser.

Staten hadde ved inngangen av året andeler i 146 utvinningstillatelser samt i 13 interessentskap for rørledninger og landanlegg. Porteføljen består



Figur 9.4 Netto kontantstrøm fra SDØE og oljepris (løpende kroner).

Kilde: Finansdepartement, BP, Platts, Norges Bank.

² Kilde: Wood Mackenzie.

av 38 produserende felt, flere felt under utbygging og en rekke utvinningstillatelser i letefasen. Porteføljens verdi er sentrert rundt Nordsjøen, men også i Norskehavet er det betydelige verdier, jf. figur 9.5.

I Nordsjøen er det SDØE-andeler i store felt som for eksempel Troll, Kvitebjørn, Visund, Ekofisk, Gjøa, Oseberg, Gullfaks, Snorre og Grane. I Norskehavet har staten andeler i de produserende feltene Åsgard, Ormen Lange, Heidrun, Draugen, Norne og Kristin. I Barentshavet har staten andeler i Snøhvit.

I 2010 var produksjonen fra porteføljen på 1,080 mill. fat o.e. per dag, eller om lag 27 pst. av samlet produksjon fra norsk sokkel. Væskeproduksjonen utgjorde 44 pst. av den totale SDØE-produksjonen.

Det er for tiden høy aktivitet på norsk sokkel og det forventes store investeringer de nærmeste årene. I 2011 forventes det om lag 25 mrd. kroner i SDØE-investeringer. De største investeringene vil være boring på Troll, Åsgard undervannskompressjon, videreutvikling av Ormen Lange samt boring og riggoppgradering på Oseberg og Gullfaks. I de neste to årene planlegges det videre at et 20-talls utbygginger med SDØE-andel vil bli besluttet utbygget. De nye mindre feltene er kompliserte utbyggingsmessig og ventes å være mindre lønnsomme enn tidligere store utbygginger.

Porteføljen framover

Norsk sokkel er i endring og dermed også SDØE-porteføljen. Framtida for SDØE-porteføljen er blant annet avhengig av utviklingen av de modne oljefeltene, gassavsetningen og nye funn. Fortsatt drift av de store feltene er viktig for lønnsom utvikling av mange nye små funn.

Staten har forbeholdt seg store andeler i det som i dag er lønnsomme felt med stor produksjon. Størsteparten, om lag 85 pst., av produksjonen kom i 2010 fra de ti feltene Troll, Åsgard, Ormen Lange, Oseberg, Kvitebjørn, Gullfaks, Heidrun, Grane, Snorre og Snøhvit. Disse feltene anslås også å stå for 75 pst. om 15 år, jf. figur 9.5.

Fordi porteføljen domineres av store andeler i de modne feltene, vil effekten av forventet produksjonsnedgang på norsk sokkel være større for SDØE-porteføljen enn for sokkelen generelt. Flere av feltene vil være i halefasen i 2025. Fallende produksjon på disse feltene vil ha stor effekt på totalproduksjonen.

I løpet av de siste 10 årene er oljeproduksjonen fra porteføljen halvert, og den vil fortsette å falle. Gassproduksjonen forventes imidlertid å

øke slik at totalproduksjonen vil være på dagens nivå de neste ti årene. Gassproduksjonen i SDØE-porteføljen domineres av feltene Troll, Ormen Lange og Åsgard. Disse feltene utgjør i dag om lag 70 pst. av gassproduksjonen fra SDØE-porteføljen. På lengre sikt anslås det at også gassproduksjonen vil falle. Petoro forventer at samlet produksjon mot 2025 fra felt i drift i dag og felt som er under utbygging, vil falle med 22 pst. for gass og 87 pst. for olje i forhold til dagens produksjon.

På tross av fallende oljeproduksjon, vil SDØE-produksjonen fremdeles utgjøre en betydelig andel av samlet produksjon fra norsk sokkel framover. De store modne feltene er forventet å ha lang levetid, det planlegges bygget ut nye felt med direkte statlig eierskap og staten vil fortsette å forbeholde seg andeler ved tildeling av nye utvinningstillatelser. SDØE-produksjonen i 2025 forventes å være høy; om lag 0,8 mill. fat oljeekvivalenter per dag.

Petoro AS

Petoro AS har siden opprettelsen i 2001 vært ivaretaker av SDØE på vegne av staten. Petoro skal ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Målsettingen er å sikre best mulig forvaltning av ressursene og høyest mulig verdiskaping. Petoro skiller seg fra andre selskaper i petroleumsindustrien. Selskapet er rettighetshaver, men ikke eier av

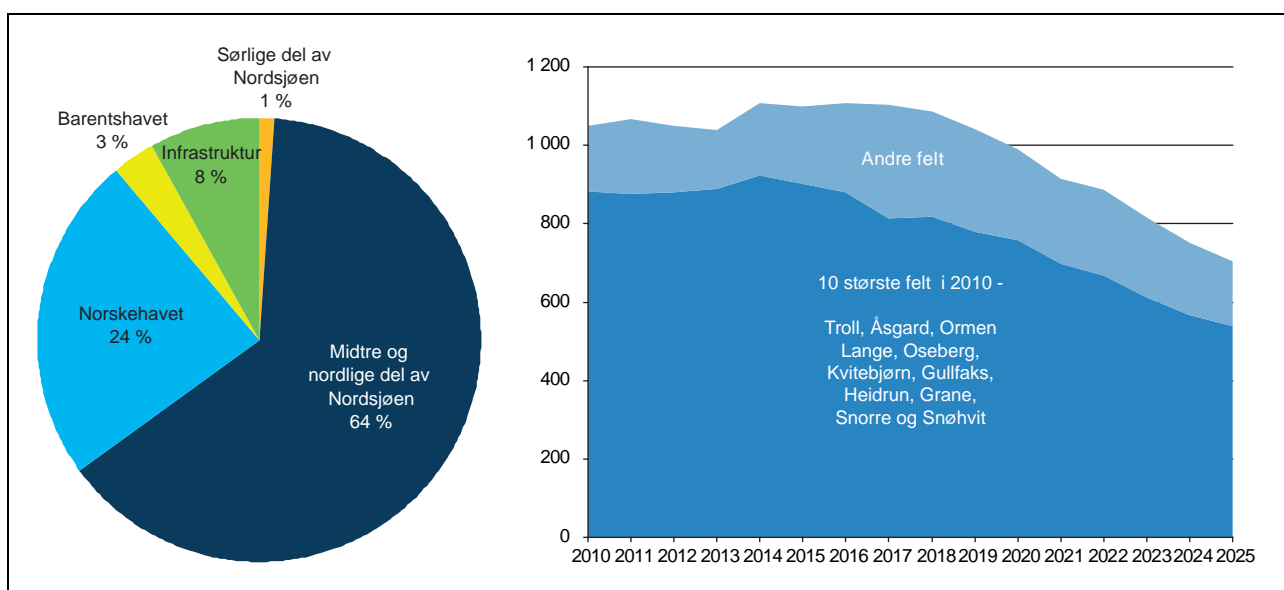
andeler på norsk sokkel. Selskapet er heller ikke operatør.

På bakgrunn av rammer og føringer for Petoros virksomhet som følger av petroleumslovens kapittel 11, selskapets vedtekter og relevante stortingsdokumenter, har departementet definert følgende hovedoppgaver for selskapet:

- Ivaretagelse av statens direkte deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- Overvåking av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.
- Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

Statoil ASA forestår, som en del av statens felles eierskapsstrategi, avsetningen av statens petroleum sammen med sin egen. Målsettingen for avsetningsordningen er størst mulig verdiskaping og rettmessig fordeling mellom Statoil og staten. Alle inntekter fra Statoils avsetning av volumer fra SDØE-porteføljen går direkte fra Statoil og til staten.

Antall utvinningstillatelser der staten har andeler har økt fra om lag 80 i 2001 til 146 ved utgangen av 2010. Petoro prioriterer fortløpende hvilke felt og utvinningstillatelser som skal ha særskilt tett oppfølging. Utfordrende problemstillinger, høyt aktivitetsnivå og viktige beslutninger gjør at Petoro i 2011 særlig vil følge opp feltene Heidrun, Åsgard, Ormen Lange, Troll, Gullfaks og Snorre



Figur 9.5 Fordeling av de ulike geografiske områdenes bidrag til SDØE-porteføljes anslåtte verdi. Anslag for -SDØE-produksjonen fordelt på felt i tusen fat oljeekvivalenter per dag.

Kilde: Wood Mackenzie og Petoro AS.

samt interessentskapet Gassled. For andre felt og utvinningstillatelser vil Petoros innsats i 2011 være rettet mot utvalgte problemstillinger og beslutninger. Ved beslutning om hvilke felt og utvinningstillatelser som skal prioriteres, vektlegges verdipotensial for SDØE og der selskapet ser problemstillinger og verdiskapingsmuligheter som selskapet ikke synes adressert i tilstrekkelig grad av andre aktører og hvor selskapet kan ha stor påvirkningskraft.

Petoro har inngått forretningsføreravtaler med ulike rettighetshavere for 14 av feltene som er i drift og for 16 andre interessentskap. Hoveddelen av forretningsføreravtalene er inngått med Statoil. Forretningsfører har fullmakt til å opptre på Petoros vegne i disse utvinningstillatelsene. Selskapet må likevel engasjere seg når det kommer til viktige beslutninger i feltene og utvinningstillatelsene som er satt ut til oppfølging. Petoro benytter forretningsførere i økende grad, noe som må sees i sammenheng med at antall utvinningstillatelser i porteføljen har økt betraktelig siden 2001.

I 2010 ble selskapets strategi justert. Det ble besluttet å bruke større ressurser på videreutvikling av de modne feltene, leting og modning av funn samt videreutvikling av gassverdikjeden. Petoro har i 2011 tilpasset organisasjonen for å styrke gjennomføringen i henhold til dette.

Realisere potensialet i og nær store modne felt

Det er fortsatt store gjenværende reserver i de eksisterende feltene. Ettersom staten har betydelige eierandeler i modne felt er det viktig at Petoro arbeider aktivt for å iverksette tiltak som for det første kan sikre utvinning av reservene og i neste omgang øke utvinningsgraden, redusere kostnadene og forlenge levetiden på aldrende installasjoner. De store modne feltene står nå overfor en rekke viktige beslutninger, eksempelvis utvinningsstrategi, nye brønner, riggoppgraderinger og langsiktig infrastrukturutvikling, som har stor betydning for hvor mye som vil kunne produseres fra feltene. Økonomisk levetid utfordres av feltenes alder, lavere produksjon og økende kostnader. Videre er prosjekter tidskritiske dersom ledig kapasitet for prosessering og transport skal kunne utnyttes innenfor anleggets levetid.

Oljeproduksjonen i 2010 fra de seks største feltene i porteføljen (Troll, Åsgard, Heidrun, Oseberg, Gullfaks, og Snorre) utgjorde om lag 60 pst. av total oljeproduksjon fra SDØE-porteføljen. Det anslås at om lag 20 pst. av oljereservene i disse

feltene ikke er produsert. For å realisere gjenværende reserver og tilleggsressurser kreves det betydelig innsats fra rettighetshaverne. Gjenværende reserver i feltene estimeres ved utløpet av 2010 til om lag 240 mill. Sm³ olje. Videre arbeides det i interessentskapene med å modne tilleggsressurser på til sammen 287 mill. Sm³ der om lag 155 mill. Sm³ anses som sannsynlige. Dersom alle tilleggsressursene modnes og realiseres, vil dette, i følge Petoro, øke utvinningsgraden for disse feltene fra om lag 46 pst. til om lag 54 pst. En økt utvinningsgrad vil føre til betydelig økte verdier for staten.

Petoros innsats for å realisere potensialet i og nær store felt er rettet mot å øke levetiden på prioriterte installasjoner gjennom teknologivalg, effektive dreneringsmetoder og økt boretakt for å ferdigstille flere brønner per år. Selskapet arbeider for helhetlige områdeløsninger gjennom å prioritere utvalgte installasjoner til feltentre og tidsriktig innfasing av funn. Det vises for øvrig til kapittel 4 om økt utvinning.

Videreutvikling av gassverdikjeden

Gassens relative betydning for verdiskapingspotensialet i porteføljen er økende.

Forståelse av det globale markedet for naturgass, produksjons- og salgsstrategi, påvisning og innfasing av gassfunn samt økt produksjonsfleksibilitet på feltene tilpasset forretningsmulighetene i gassmarkedet vil ha stor betydning for mulighetene for å realisere verdipotensialet i SDØE-porteføljen. Statoils og statens gassportefølje er ulik og utvikler seg forskjellig. Det er derfor viktig at Petoro følger opp statens interesser. Videre har selskapet en viktig rolle innenfor infrastrukturutvikling som største deltaker i Gassled. Forventet produksjonsutvikling og anleggenes tekniske integritet innebærer vesentlige beslutninger knyttet til prosessanleggene i Gassled de neste årene. Omfang og kompleksitet i beslutningsprosessene vil kreve grundig faglig arbeid fra Petoros side.

Søke forretningsmuligheter i Vøring og Barentshavet Sør

Barentshavet Sør og Vøring fremstår som de viktigste umodne områdene i SDØE-porteføljen. For å sikre en optimal utvikling av disse områdene er det behov for parallell leting og modning av ressurser i et områdeperspektiv. Petoro vil arbeide for fortsatt høy leteaktivitet og modning av ressurser gjennom prioritering av leterigger.

9.5.1 SDØE-andeler i konsesjonsrundene

Utvinningstillatelsene på norsk sokkel blir vanligvis tildelt gjennom nummererte konsesjonsrunder eller gjennom tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO), jf. kapittel 5. På bakgrunn av søknadene som departementet mottar, tildeler departementet utvinningstillatelser til enkeltsekskaper eller en gruppe sekskaper. Det er vanlig at staten forbeholder seg andeler i enkelte utvinningstillatelser. I hovedsak vil staten forbeholde seg andeler i utvinningstillatelser som, basert på informasjon som foreligger på tildelingstidspunktet, har forventet høy lønnsomhet og i utvinningstillatelser med høy volummessig oppside. Staten vil også delta ved tilleggstildelinger til utvinningstillatelser hvor det allerede er SDØE-andeler. I de siste TFO-rundene har staten i tråd med kriteriene beholdt andeler i størrelsesorden 13 pst.–26 pst. av utvinningstillatelsene. I 20. og 21. konsesjonsrunde ble resultatet SDØE-andel i henholdsvis 30 pst. og 29 pst. av tildelte tillatelser. I de siste konsesjonsrundene har staten forbeholdt seg færre andeler enn tidligere på grunn av færre utvinningstillatelser med stor forventet nåverdi og/eller volummessig oppside.

9.5.2 Departementets vurdering

Ivaretagelse av et økende antall utvinningstillatelser samt ivaretagelse og videreutvikling av flere felt i produksjon krever betydelig arbeid fra Petoros side. Siden etableringen av Petoro i 2001 har antall utvinningstillatelser i SDØE-porteføljen økt med 82 pst.; fra 80 til 146 utvinningstillatelser. Antall produserende felt har økt med 23 pst., fra 31 til 38.

Problemstillingenes omfang og kompleksitet, blant annet knyttet til økt utvinning fra de modne feltene, krever ressurser og kompetanse for at

Petoro skal kunne bidra effektivt med konkrete innspill i interessentskapene. Petoros beregninger indikerer at en effektiv gjennomføring av tiltak på de modne feltene vil ha stor verdimessig betydning for staten. Oljedirektoratets vurderinger underbygger dette.

For å følge opp utfordringene, spesielt på de modne feltene, på en effektiv måte må selskapet ha tilstrekkelige ressurser til å kunne gjennomføre selvstendige analyser, etablere alternative forslag, kvalitetssikre operatørens arbeid og gjøre eget arbeid knyttet til utvalgte strategiske problemstillinger.

Departementet legger til grunn at Petoro fremdeles skal ha en effektiv organisasjon. Selskapsrolle og mandat ligger fast. Det skal fortsatt bidra til høyest mulig verdier av statens direkte eierandeler på norsk sokkel, gjennom aktiv deltakelse i interessentskapene. Innenfor denne rammen vil departementet vurdere ressursbruken for å sikre en mest mulig effektiv oppfølging av SDØE-porteføljen.

Regjeringen vil:

- Sikre størst mulig verdiskaping gjennom effektiv ivaretagelse av SDØE-porteføljen.
- Styrke Petoros kompetanse i oppfølgingen av modne felt.
- Forbeholde seg andeler ved tildeling av nye utvinningstillatelser.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 24. juni 2011 om en næring for framtida – om petroleumsvirksomheten blir sendt Stortinget.

Kilder

Asplan Viak

Asplan Viak er et tverrfaglig rådgivnings- og analyseselskap som er spesielt rettet mot endrings- og omstillingsprosesser. Selskapet har over 600 ansatte og er lokalisert mange steder i Norge.

Econ Pöyry

Econ Pöyry er et internasjonalt rådgivningsselskap som arbeider i skjæringspunktet mellom marked, teknologi og politikk.

IEA

Det Internasjonale Energibåret IEA ble grunnlagt i 1973–74 og har i dag 27 medlemsland med hovedsete i Paris. IEAs målsetning er å bidra til forsyningssikkerhet for deltagerlandene og fremme en mer bærekraftig energibruk. IEA utarbeider også analyser av og innhenter data for energimarkedene og er en sentral premissleverandør til diskusjonene om globale energi- og klimautfordringer.

IHS CERA

IHS CERA er et internasjonalt konsultentselskap som ble etablert i 1983. I 2004 ble CERA kjøpt opp av det anerkjente informasjonsselskapet IHS. Selskapet har hovedsete i USA. IHS CERA har over 4500 ansatte og leverer kunnskap og innsikt om globale og regionale energimarkeder, geopolitikk og industritrender.

IRIS

International Research Institute of Stavanger (IRIS) er et uavhengig forskningsinstitutt eid av Universitetet i Stavanger og stiftelsen Rogalandsforskning. IRIS ble opprettet i 2006 og har i dag 220 ansatte. De viktigste forskningsområdene er

petroleum, biomiljø, samfunnsvitenskap og forretningsutvikling, samt gass og nye energiformer.

MENON Business Economics

MENON Business Economics er et rådgivnings- og analyseselskap, lokalisert i Oslo. MENON har oppdragsgivere i privat og offentlig sektor og driver rådgiving og utredningsarbeid.

Petro Arctic

Petro Arctic er et leverandørnettverk for bedrifter med tilknytning til utbyggingsprosjekter i Nord-Norge og Barentshavet. Foreningen ble etablert i 1997 og finansieres av Statoil ASA, Eni Norge AS og foreningens medlemmer. Foreningen samarbeider både med industribedrifter og kommunale og regionale myndigheter. Formålet er å kvalifisere medlemsbedriftene for leveranser til feltutbygging og drift i nord, også medregnet Russland.

PIRA Energy Group

PIRA Energy Group er et internasjonalt konsultentselskap som ble etablert i 1976 og som har hovedsete i USA. PIRA utarbeider analyser og formidler nyheter om de globale energimarkedene, herunder olje- gass og kull- og karbonmarkedene. PIRA lager prisprognoser for olje og gass på kort og lang sikt.

Ramm Energy Partner

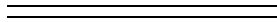
Ramm Energy Partner (tidligere navn Ramm Kommunikasjon) er et uavhengig foretak innenfor petroleumsrådgiving som ledes av Nils Henrik Ramm. Ramm har blant annet bakgrunn som journalist og har vært statssekretær i Olje- og energidepartementet samt politisk rådgiver i Finansdepartementet.

SSB

Statistisk Sentralbyrå (SSB) er det sentrale organ for innsamling, utarbeiding og formidling av offisiell statistikk i Norge. SSB ble etablert som egen institusjon i 1876 og er en faglig uavhengig institusjon, administrativt underlagt Finansdepartementet. Virksomhetens oppgaver er nedfelt i statistikkloven av 16. juni 1989 nr. 54. I tillegg til statistikkvirksomheten har Statistisk sentralbyrå en omfattende forskningsvirksomhet.

Wood Mackenzie Ltd.

Wood Mackenzie er et kommersielt forsknings- og konsulentselskap etablert i 1970 med hovedbase i Skottland. Selskapet har over 600 ansatte i mer enn 20 land. Wood Mackenzie tilbyr tjenester innen energi og gruvedrift og gjør verdivurderinger av eiendeler og selskaper over hele verden. Selskapet leverer også markedsanalyser.



Offentlige institusjoner kan bestille flere eksemplarer fra:
Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjoner.dep.no
E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Opplysninger om abonnement, løssalg og pris får man hos:
Fagbokforlaget
Postboks 6050, Postterminalen
5892 Bergen
E-post: offpub@fagbokforlaget.no
Telefon: 55 38 66 00
Faks: 55 38 66 01
www.fagbokforlaget.no/offpub

Publikasjonen er også tilgjengelig på
www.regjeringen.no

Forsidefoto: Scanpix

Trykk: 07 Aurskog AS 06/2011

