



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 53

(1999-2000)

Utbygging av Kvitebjørn og Grane,
disponering av installasjonene på
Tommeliten Gamma og Lille-Frigg samt
status for kostnadsutviklingen for
Åsgardkjeden

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 28. april 2000,
godkjent i statsråd samme dag.*

1 Sammendrag

Kapittel 2 omhandler utbygging av Kvitebjørnfeltet. Kvitebjørn er et gass- og kondensatfelt i den nordlige del av Nordsjøen (blokk 34/11, utvinningstillatelse 193) om lag 130 km vest av utløpet av Sognefjorden. Feltet ble påvist i 1994. Statoil er operatør. Departementet mottok 23. desember 1999 søknad om tillatelse til å bygge ut feltet med tilhørende rørledninger for transport av gass og kondensat. Departementet mottok den 24. februar 2000 også søknad fra Statoil på vegne av Trollgruppen om tillatelse til å foreta mindre modifikasjoner av gassmottaksanlegget på Kollsnes som skal ta imot og behandle gassen fra Kvitebjørn. Statoil har på vegne av Kvitebjørn-lisensen og Trollgruppen utarbeidet en konsekvensutredning som omtaler konsekvensene for Kvitebjørnutbyggingen og modifikasjonene på Kollsnesanlegget. Konsekvensutredningen har vært på høring. Det har i høringsuttalelsene ikke kommet frem forhold som tilsier at utbyggingsplanene ikke bør godkjennes.

Rettighetshavere i Kvitebjørn er Statoil (80 pst. hvorav SDØE 40 pst), Norsk Hydro (15 pst) og Elf (5 pst.). Utvinnbare ressurser fra Kvitebjørn er av operatøren anslått til 47 mrd Sm^3 gass, 17 mill Sm^3 kondensat og nafta og 0,4 mill tonn LPG (Liquid Petroleum Gas). Feltet planlegges utbygd med en integrert, bunnfast produksjonsinnretning med full boreutrustning, boligkvarter og prosessutrustning som skiller ut og stabiliserer kondensatet. Gassen vil bli sendt i en ny rørledning til gassmottaksanlegget på Kollsnes for videre prosessering. Kondensatet vil bli transportert i en ny rørledning (Kvitebjørn Oljerør) som knyttes til Troll Oljerør 2 for videre transport til Mongstadterminalen. Investeringer i felt og rørledninger er anslått til 7,8 mrd. 1999-kroner. I tillegg vil det bli foretatt investeringer i modifikasjon av anlegget på Kollsnes for 0,9 mrd. 1999-kroner. Nåverdien av prosjektet er anslått til 3,6 mrd. 1999-kroner (7 pst. før skatt). Kvitebjørn vil bli tildelt leveranser under gassalgsforpliktelser inngått av Gassforhandlingsutvalget. Departementet anser at feltet vil bidra til å øke fleksibiliteten i produksjonskapasiteten fra norsk sokkel. Utbyggingen av Kvitebjørn vil kunne være et viktig bidrag til å dekke et økende behov for gass i Europa. Utbyggingen av Kvitebjørn vil også kunne være et viktig bidrag til å sikre sysselsettingen i verftsindustrien.

Kapittel 3 omhandler utbygging av Grane-feltet. Norsk Hydro ASA søkte den 23. desember 1999 departementet om godkjennelse av plan for utbygging og drift av Grane, plan for anlegg og drift av en oljerørledning fra Grane til Stureterminalen og plan for anlegg og drift av en gassrørledning fra Heimdal til Grane. Rettighetshaverne i Granefeltet er Norsk Hydro (24,4 pst), Esso (25,6 pst) og Statoil (50 pst, hvorav SDØE 43,6 pst). Reserveene som er omfattet av plan for utbygging og drift av Grane, utgjør 112 mill. Sm^3 olje. Produksjonen fra Grane vil etter planen starte opp høsten 2003 og ha et platånivå i perioden 2005 til 2009 på i overkant av 200.000 fat per dag. Oljeproduksjonen fra Grane antas å vare frem til 2021. Etter gjeldende prognoser vil produksjonen fra Grane utgjøre om lag 6,5 prosent av norsk oljeproduksjon i 2005. Oljen vil bli produsert ved hjelp av importert gass som vil bli injisert i feltet. En eventuell gassproduksjonsfase vil bli vurdert på et senere tidspunkt. Den valgte utbyggingsløsningen for Granefeltet er en kombinert produksjons-, bore- og bolig-

plattform. Oljen fra Granefeltet vil bli transportert til Stureterminalen gjennom en rørledning. Fra Sture vil oljen bli lastet til skip over eksisterende kaianlegg. Gass til injeksjon og for bruk i gassturbinene vil bli transportert fra Heimdal-feltet gjennom en egen rørledning. Forventede totale investeringer er anslått til 15,05 mrd 1999-kroner. Grane er lønnsomt å bygge ut. Lønnsomhetsanalysen før skatt viser en nåverdi på 10,9 milliarder kroner (7 pst. diskonterings-sats). Analysen viser i tillegg at prosjektet er tilstrekkelig robust overfor lav oljepris og økte kostnader.

Kapittel 4 omhandler disponering av undervannsinstallasjonene på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma. Lille-Frigg er lokalisert i blokk 25/2 ca. 22 km øst for Friggfeltet. Tommeliten Gamma er lokalisert i blokk 1/9. Departementet anbefaler at installasjonene på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma fjernes. Disponering av utrangerte rørledninger og kabler vil bli behandlet i en egen stortingsproposisjon. Dette er derfor ikke nærmere omtalt i denne proposisjonen.

Kap. 5 omhandler kostnadsutviklingen for prosjektene i Åsgardkjeden. I forbindelse med at Statoil har utarbeidet nye investeringsanslag for prosjektene ønsker departementet å informere Stortinget om den siste kostnadsutviklingen. Det siste kostnadsanslaget for Åsgardkjeden viser en økning på 870 mill. kroner i forhold til anslaget fra i fjor høst som redegjort for i St prp nr 1 (1999-2000). I St meld nr 37 (1998-99) ble det redegjort for mulige ytterligere kostnadsøkninger som kunne påløpe innen ferdigstillelsen av prosjektet. Selv om de fire prosjektene i Åsgardkjeden sett under ett fremdeles ligger innenfor den skisserte rammen for mulige økninger som ble omtalt i St meld nr 37 (1998-99) og St prp nr 18 (1999-2000), er den siste kostnadsøkningen for Kårstøanleggene større enn det som tidligere ble angitt. Dette er et forhold som departementet ser alvorlig på.

2 Utbygging og drift av Kvitebjørn med transportsystemer for gass og kondensat

2.1 Sammendrag

Kvitebjørn er et gass- og kondensatfelt i den nordlige del av Nordsjøen (blokk 34/11, utvinningstillatelse 193) om lag 130 km vest av utløpet av Sognefjorden. Feltet ble påvist i 1994. Statoil er operatør. Departementet mottok 23. desember 1999 søknad om tillatelse til å bygge ut feltet med tilhørende rørledninger for transport av gass og kondensat. Departementet mottok den 24. februar 2000 også søknad fra Statoil på vegne av Troll-gruppen om tillatelse til å foreta mindre modifikasjoner av gassmottaksanlegget på Kollsnes som skal ta imot og behandle gassen fra Kvitebjørn. Statoil har på vegne av Kvitebjørn-lisensen og Troll-gruppen utarbeidet en konsekvensutredning som omtaler konsekvensene for Kvitebjørn-utbyggingen og modifikasjonene på Kollsnes-anlegget. Konsekvensutredningen har vært på høring fram til 18. februar 2000.

Rettighetshavere i Kvitebjørn er Statoil (80 pst, hvorav SDØE 40 pst), Norsk Hydro (15 pst) og Elf (5 pst). Utvinnbare ressurser fra Kvitebjørn er av operatøren anslått til 47 mrd Sm^3 gass, 17 mill Sm^3 kondensat og nafta og 0,4 mill tonn LPG. Feltet planlegges utbygd med en integrert, bunnfast produksjonsinnretning med full boreutrustning, boligkvarter og prosessutrustning som skiller ut og stabiliserer kondensatet. Gassen vil bli sendt i en ny rørledning til gassmottaksanlegget på Kollsnes for videre prosessering. Kondensatet vil bli transportert i en ny rørledning (Kvitebjørn Oljerør) som knyttes til Troll Oljerør 2 for videre transport til Statoil Mongstadterminalen.

Utbyggingen planlegges ferdigstilt slik at gassleveransene kan starte fra 1. oktober 2004. Produksjonsnivået for gass fra feltet vil på platå være om lag 6 mrd Sm^3 pr år. Lisensen har søkt om rett til å levere gass (allokering) fra 2004 under de inngåtte norske salgsforpliktelser hvor det gjenstår å beslutte forsyningsløsning. Blant annet basert på en innstilling for oljeselskapene i Forsyningsutvalget som er departementets rådgivende organ i slike spørsmål, har departementet valgt å tildele Kvitebjørn leveranser under inngåtte gasssalgskontrakter.

Investeringene knyttet til utbygging av Kvitebjørn-feltet og gass- og kondensatrørledninger er anslått til 7,8 mrd 1999-kroner. (Alle økonomiske tall i dette kapitlet er oppgitt i 1999-kroner). Investeringene i mottaksanlegget på Kollsnes er beregnet til 0,9 mrd kroner. Lønnsomheten av Kvitebjørn-prosjektet er anslått til 3,6 mrd kroner (nåverdi, 7 pst før skatt) gitt en oljeprisforutsetning på 15 USD pr. fat. Prosjektet er i liten grad robust ved lave oljepriser, men har et oppsidepotensiale knyttet til de sannsynlige tilleggsressursene i feltet og i området. Departementet har innhentet en vurdering fra Oljedirektoratet av de ressursmessige og tekniske sidene ved utbygging og drift av feltet, og anlegg og drift av rørledningene og mottaksanlegget. Likeledes har departementet innhentet en vurdering fra Kommunal- og regionaldepartementet av de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forholdene knyttet til prosjektet. Pro-

sjektet har vært konsekvensutredet, og det er innhentet uttalelser fra relevante høringsinstanser.

I henhold til utarbeidet konsekvensutredning vil prosjektet kun bidra til en liten økning i de totale miljøutslippene til luft og sjø i regionen. Utslippene pr produsert enhet vil være små i forhold til andre felt. Det har i høringsuttalelsene ikke kommet frem forhold som tilsier at ovennevnte utbyggingsplaner ikke bør godkjennes.

Olje- og energidepartementet mener at utbygging av Kvitebjørn er et lønnsomt prosjekt. Departementet gir sin tilslutning til utbygging av Kvitebjørn på angitte vilkår omtalt senere i teksten.

2.2 Hovedtrekk i utbyggingsplanene

Departementet mottok 23. desember 1999 følgende planer fra Statoil på vegne av Kvitebjørn-lisensen som omfatter Kvitebjørn-utbyggingen:

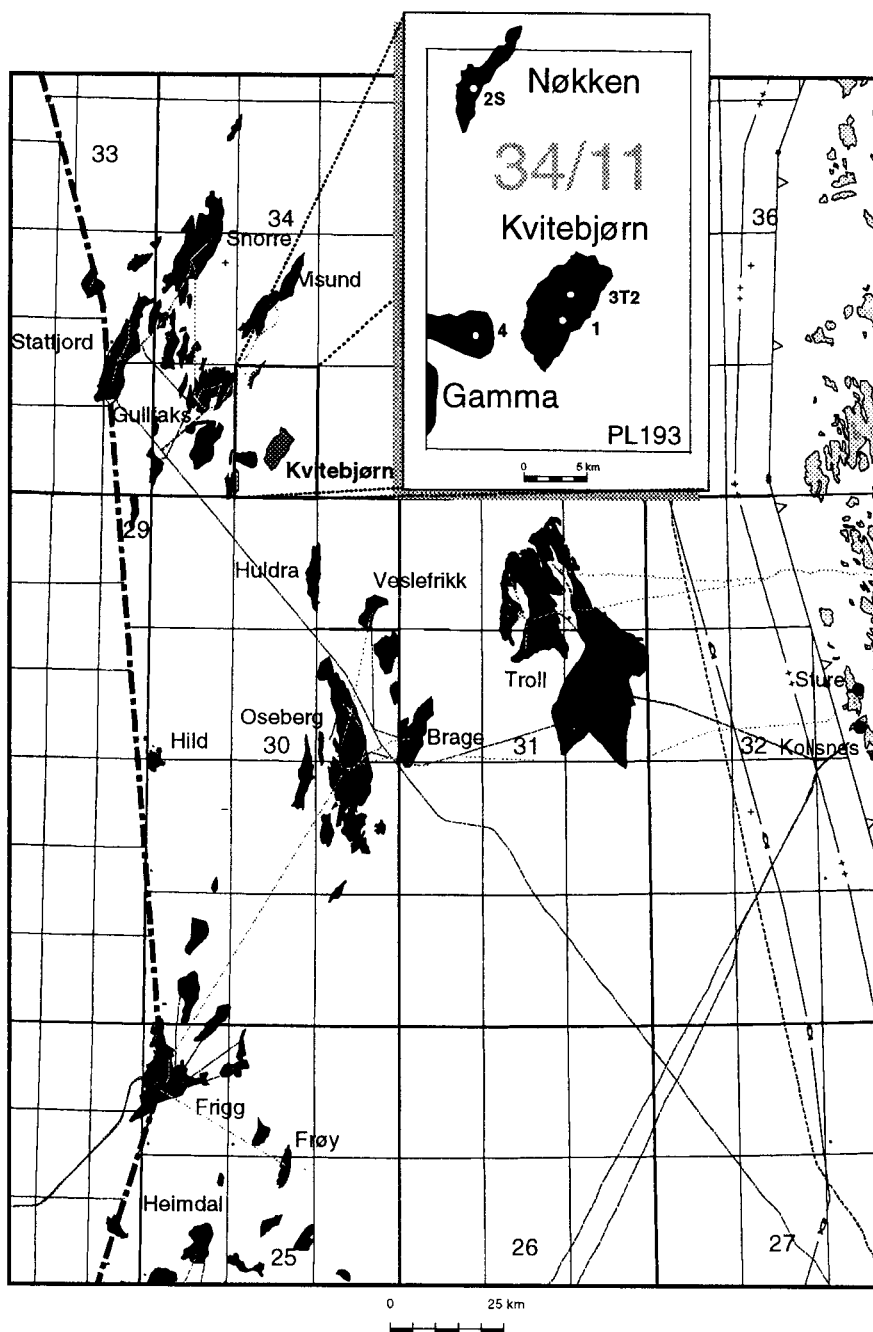
- Plan for utbygging og drift av Kvitebjørn (PUD)
- Plan for anlegg og drift av rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes (PAD)
- Plan for anlegg og drift av Kvitebjørn Oljerør (PAD).

Statoil sendte også som operatør for Troll-gruppen et tillegg til Troll Plan for utbygging og drift til departementet som omfatter modifikasjoner på Kollsnes for tilknytning og prosessering av Kvitebjørn gass, den 24. februar 2000.

2.2.1 Funnlokalisering, utbyggingsløsning, drift og nedstenging

Kvitebjørn er et gass- og kondensatfelt som ligger i blokk 34/11 (utvinnings-tillatelse PL 193), om lag 20 km sørøst av Gullfaks-feltet og 130 km vest av utløpet av Sognefjorden. Feltet ligger nær eksisterende feltinstallasjoner som Gullfaks og Statfjord. Vanddypet er om lag 190 meter. Rettighetshavere i Kvitebjørn er:

Den norske stats oljeselskap a.s	80 pst
(Hvorav Statens direkte økonomiske engasjement)	40 pst
Norsk Hydro Produksjon as	15 pst
Elf Petroleum Norge A/S	5 pst
Sum	100 pst



Figur 2.1 Kvitebjørn-feltet

Kilde: Statoil

Kvitebjørn ble påvist med brønn 34/11-1 i 1994. Brønnen påtraff et gassreservoar i Brentgruppen på om lag 4000 meters dyp. Det ble påvist høyt trykk og høy temperatur i reservoaret.

Utvinnbare ressurser fra utbyggingsområdet er av operatøren anslått til 47 mrd Sm³ tørrgass, 0,4 mill tonn LPG og 17 mill Sm³ kondensat og nafta. Det er boret fire letebrønner i blokk 34/11. To brønner er boret på Kvitebjørn-strukturen, én brønn er boret nordvest i blokken på en struktur kalt Nøkken

og én brønn er boret i Mats-segmentet på Gamma-strukturen, begge i nærheten av Kvitebjørn. Sansynligvis finnes tilleggsressurser i segmenter rundt utbyggingsområdet. Videre kartlegging og evaluering er nødvendig for å angi størrelsen på eventuelle tilleggsressurser.

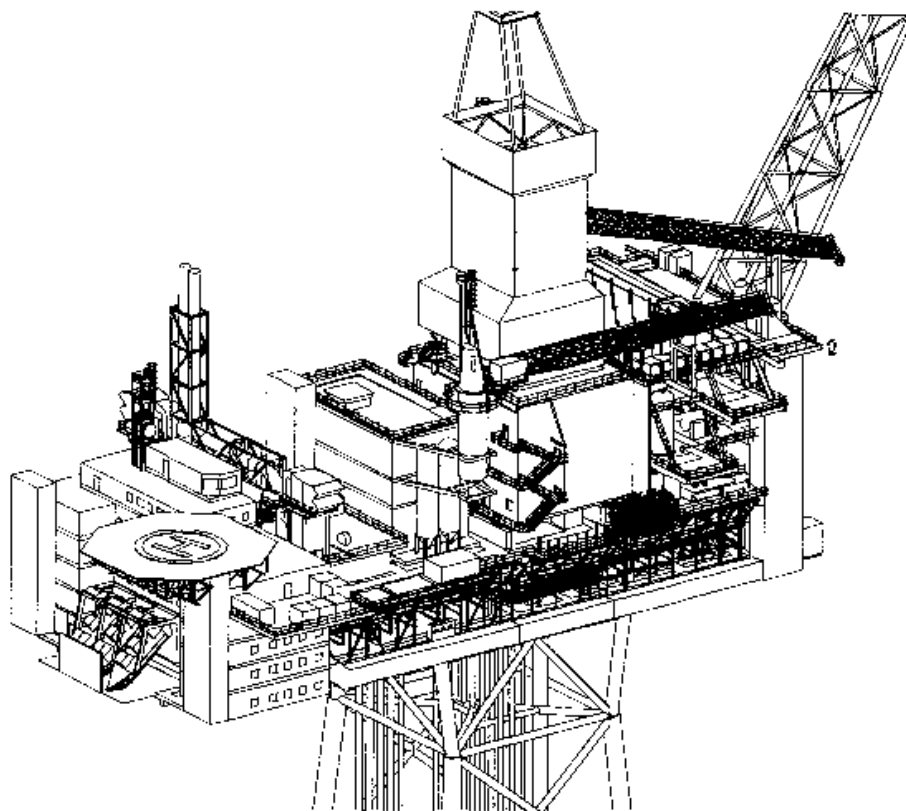
Operatørens ressursberegninger i PUD er foreløpig. På grunn av usikkerheten i denne foreløpige ressursberegningen har operatøren valgt å risikoveie deler av ressursene i utbyggingsområdet. Oppdatert ressursberegning basert på ny seismisk tolkning vil foreligge i løpet av år 2000. Dybden til reservoaret, moderate reservoaregenskaper og høyt trykk stiller særskilte krav til utvinningsstrategi på Kvitebjørn. Mulighetene for boring av produksjons- og avgrensningsbrønner er avhengig av trykkutvikling i reservoaret.

Operatøren planlegger at det skal bores ni produksjonsbrønner i utbyggingsområdet. Fire av disse vil bli boret og ferdigstilt før produksjonen startes. Boringen av de resterende brønnene vil skje samtidig med at det produseres gass fra et reservoar med høyt trykk.

Det finnes også tilleggsvolumer i og nær blokk 34/11 som gjennom det valgte utbyggingskonseptet kan utvikles via Kvitebjørn-plattformen på en kostnadseffektiv måte. Plass er avsatt på installasjonen for dette formålet. De største tilleggsvolumene vil kunne komme fra segmentene rundt utbyggingsområdet samt Gamma-strukturen, i nærheten av Kvitebjørfeltet. Segmentene rundt utbyggingsområdet er uoppdagede ressurser med høy funnsannsynlighet som ligger innenfor Kvitebjørn-utbyggingen. Disse vil bli utforsket og eventuelt drenert ved plattformboring.

Feltet planlegges utbygd med en integrert, bunnfast produksjonsinnretning. Innretningen vil bli utstyrt med full boretrustning, boligkvarter og en prosessutrustning som skiller ut og stabilisererkondensat. Alle brønner planlegges boret fra installasjonen. Dette medfører at det fra sommeren 2003 da plattformen blir satt ut og fram til produksjonsstart i 2004 kun vil foregå boreaktiviteter på installasjonen. Gassleveransene fra feltet forventes først å starte 1. oktober 2004.

De årlige leveransene av gass vil være på omlag 6 mrd Sm³. På grunn av manglende brønncapasitet ved produksjonsstart vil maksimum leveranse det første produksjonsåret være 4 mrd Sm³ tørrgass. Platåproduksjonen opprettholdes i om lag 5 år. Produksjonsperioden forventes å vare fram til minimum 2016.



Figur 2.2 Utbyggingsløsning

Kraftforsyningen er basert på egengenerert kraft fra gassturbiner. Et dieselaggregat vil bli installert som nødstrømsanlegg. Minst en av turbinene må kunne drives med diesel for bruk i borefasen før produksjonsstart. Operatøren har i brev til departementet av 13. mars 2000 «Tilleggsopplysninger til plan for utbygging og drift av Kvitebjørn feltet» informert om at lisensen har vurdert muligheten for å elektrifisere plattformen og importere el-kraft via kabel. Tre alternative kilder for elektrisk kraft til Kvitebjørn er vurdert. Disse er dampkraftverk på Gullfaks A, kraft fra Troll A og kraft fra land. Statoil har i brevet konkludert med at alternativet med Gullfaks ikke er aktuelt ut fra lønnsomhet. Troll har i dag ikke kapasitet i sin kraftkabel fra land til Troll A for å dekke Kvitebjørn sitt behov. Det ligger beslutningsmessig heller ikke til rette for et mulig samarbeid mellom Troll og Kvitebjørn om en evt. ny kraftkabel fra land til Troll A med forlengelse til Kvitebjørn. Avstanden mellom land og Kvitebjørn er så stor at en direkte kabel må baseres på en teknologi som ifølge Statoil kostnadsmessig ikke er konkurransedyktig.

Lisensen har vurdert å injisere CO₂ både fra Kvitebjørngassen og eksosgassen fra kraftproduksjonen på plattformen. Statoil konkluderer i samme brev som ovenfor nevnt at et slikt prosjekt vil bli svært kostbart i forhold til nytten.

Rikgass planlegges sendt i et nytt rør til Kollsnes for videre prosessering. Gassen drives av reservoartrykket i Kvitebjørn. Det er derfor ikke behov for et eget eksportkompresjonsanlegg for gass på Kvitebjørninstallasjonen. I utgangspunktet forutsettes det at Kvitebjørngassen prosesseres i eksisterende duggpunktsanlegg på Kollsnes.

Kondensatet fra Kvitebjørn er besluttet transportert til Mongstadterminalen ved å benytte ledig kapasitet gjennom eksisterende Troll Oljerør 2. Dette gjøres ved at det legges en ny rørledning, Kvitebjørn Oljerør, fra Kvitebjørn til et undervanns tilknytningspunkt etablert på Troll Oljerør 2. Det er også identifisert en betydelig forretningsmulighet for Kvitebjørn Olje-

rør gjennom transport av kondensat og olje fra andre felt i Tampen-området til Mongstad. Kvitebjørn-installasjonen er designet for bemannet drift. Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn vil være en selvstendig driftsenhet. Driftsorganisasjonen skal ta hånd om oppgaver knyttet til feltets daglige drift og vedlikehold. Det er foreløpig ikke besluttet hvor driftsorganisasjonen skal legges.

Etter endt produksjon vil brønnene bli permanent plugget og forlatt i henhold til forskriftene. Plattformen forutsettes fjernet ved hjelp av løftefartøy og brakt til land.

2.2.2 Modifikasjoner på Kollsnes

Ilandføring og prosessering av Kvitebjørngass på Kollsnes er omhandlet i tillegg til Troll Plan for utbygging og drift.

Statoil er operatør for Troll Fase 1 (gassproduksjonen), mens Norsk Hydro opererer Troll Fase 2 (oljeproduksjonen).

2.2.2.1 Landfall

En av de eksisterende landfallstunnelene vil bli benyttet ved ilandføringen, men denne må forlenges med om lag 1300 m ut til det nye tunnelinnslaget. Innslaget vil være på om lag 120 m vanddyb. I tunnelen vil rørledningen bli lagt i en lengde på 1450 m før den føres videre i en ny tverrforbindelse frem til eksisterende Kollsnes Nord tunnel. Fra utløpet av Kollsnes Nord tunnel vil rørledningen bli lagt parallelt med eksisterende rørledninger frem til mottaksanleggene for Troll-gassen. Total rørlengde mellom tunnelinnslaget og mottaksanlegget vil være i overkant av 3 km. Landfallet bør vurderes også i forhold til PAD-bestemmelsene i petroleumsloven.

2.2.2.2 Modifikasjoner på Kollsnes prosessanlegg

Kvitebjørn-gass vil bli behandlet i eksisterende prosessanlegg på Kollsnes, innenfor en utblokket gasskapasitet på 120 mill Sm³ pr. dag. For behandling av Kvitebjørn-gass vil det imidlertid kreves utvidelser for kondensatbehandling og hjelpeanlegg.

Rikgass fra Kvitebjørn vil komme inn til Kollsnes med et trykk på 90 bar. Under transporten til land vil en del væske skilles ut i røret. Mottaksanlegget for Kvitebjørn vil bestå av nytt ventilarrangement og en ny sluse for mottak av rørskraper.

Gass og væske vil i utgangspunktet gå inn i Trollanlegget i eksisterende væskefangere, og videre prosesseres i eksisterende duggpunktsanlegg. Gassen fra Kvitebjørn har imidlertid et høyere innhold av NGL (propan, butan, nafta) enn gassen fra Troll. For å kunne behandle gassen fra Kvitebjørn planlegges modifikasjoner i kondensatstabiliseringsanlegg, oppgradering av eksportpumpene for kondensat, eventuelt installasjon av en ny pumpe, samt installasjon av en ny 1,4 MW elektrisk drevet kompressor for avdampet gass.

Det er målt et innhold på mellom 2 og 4 ppm H₂S i Kvitebjørngassen, og et enda høyere innhold er mulig. Innholdet av H₂S i Kvitebjørngassen kan derfor ligge over salgsspesifikasjon. Basisløsning for reduksjon av H₂S er uttynning med Troll-gass, men det vil legges til rette for å installere et H₂S fjerningsanlegg på Kollsnes.

I planen beskrives muligheter for å bygge et NGL-ekstraksjonsanlegg i stedet for den omsøkte utbyggingsløsningen. Et slikt NGL-anlegg vil ekstrahere vesentlig mer NGL (propan, butan, nafta) fra gassen enn den omsøkte

løsningen med duggpunktsanlegg. NGL-anlegget vurderes utbygd med basis i gassvolumene fra Kvitebjørn, men vil ha en vesentlig oppside i forbindelse med senere innfasing av andre felt. Et NGL-ekstraksjonsanlegg vil kreve et nytt tillegg til PUD.

Kvitebjørngassen inneholder om lag 3,5 pst CO₂, hvilket er over tillatt innhold i salgsgass til kontinentet. Det blir ikke tilrettelagt for CO₂-fjerning. Gasspesifikasjonen forutsettes oppnådd ved utblanding med Troll-gass.

Gassen vil bli sendt til kontinentet gjennom Zeepipe-systemet mens de tyngre komponentene i gassen vil bli sendt gjennom Vestprosess-rørledningen til Mongstad for videre behandling.

2.2.3 Økonomi for Kvitebjørn-prosjektet og for modifikasjoner på Kollsnes

De totale utbyggingskostnadene for feltet og rørledninger (eksklusiv investeringer foretatt av Kvitebjørn-lisensen på Kollsnes mottaksanlegg) er som vist i tabell 2.1 anslått av operatøren til 7,783 mrd kroner. De største investeringene vil foretas i dekkсанlegg. Tabell 2.2 viser de årlige investeringene.

Tabell 2.1: Investeringer i utbygging av Kvitebjørn felt og rørledninger for transport av gass og kondensat fra Kvitebjørn i mill kroner.

Investeringer i mill kroner	
Dekksanlegg	4168
Understell	995
Boring	997
Gassrør	1014
Kvitebjørn Oljerør	609
Sum	7783

Tabell 2.2: Årlige investeringer i felt og rørledninger i mill 1999-kroner.

Investeringer	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
	283	749	2992	2772	560	427	

Kvitebjørn-lisensen vil i tillegg til disse investeringene sammen med Trollgruppen foreta investeringer på 729 mill kroner i Kollsnes-anlegget slik at dette kan ta imot Kvitebjørn-gassen. Kvitebjørns andel av disse investeringene er 410 mill kroner. I tillegg kommer investeringer på 156 mill kroner i tilknytning til et eventuelt H₂S-fjerningsanlegg, der Trolls andel er 92 mill for avgassingstank og Kvitebjørns andel er 64 mill kroner for H₂S-fjerningsanlegget. Fordelingen av investeringskostnader mellom Troll og Kvitebjørn i Kollsnes-anlegget er vist i tabell 2.3 og 2.4.

Tabell 2.3: Investeringer i Kollsnes-anlegget i mill 1999-kroner

	Andel Troll	Andel Kvitebjørn	Sum
Landfall og tilknytning på land			384
Modifikasjoner i prosessanlegget			345

Tabell 2.3: Investeringer i Kollsnes-anlegget i mill 1999-kroner

Sum (ekskl. H ₂ S-fjeringsanlegg og avgassingstank)	319	410	729
Avgassingstank (opsjon)	92		92
H ₂ S-fjerningsanlegg (opsjon)		64	64
Sum (inkl. H ₂ S-fjeringsanlegg)	411	474	885

Tabell 2.4: Årlige investeringer i Kollsnes-anlegget i mill 1999-kroner.

Investeringer i mill 1999-kroner	2001	2002	2003	2004	Sum
Kollsnes ekskl H ₂ S fjerningsanlegg	78	214	333	104	729
H ₂ S fjerningsanlegg og avgassingstank	11	13	84	47	156
Sum	89	227	417	151	885

Årlige driftskostnader for Kvitebjørn felt og rørledninger er anslått til 400 mill kroner. De totale driftskostnadene over feltets levetid anslås til 5,9 mrd kroner. Driftskostnadene på Kollsnes anlegget er estimert til 62 mill kroner pr. år. Ved installasjon av H₂S-fjerningsanlegg øker driftskostnadene med mellom 14 og 44 mill kroner pr. år avhengig av H₂S-mengden i gassen fra Kvitebjørn.

Nåverdien av Kvitebjørn-prosjektet før skatt er beregnet til 3,6 mrd kroner (7 pst kalkulasjonsrente) og 540 mill kroner etter skatt (8 pst kalkulasjonsrente). Det er i beregningen lagt til grunn en oljepris av operatøren på 15 USD pr. fat. Prosjektet har en balansepris på 12 USD pr. fat og er lite robust overfor lave oljepriser. Prosjektet anses ifølge operatøren å ha et betydelig oppsidepotensiale anslått til 940 mill kroner (7 pst kalkulasjonsrente før skatt). I tillegg er det et potensiale knyttet til en sving-avtale med Troll, som kan muliggjøre full utnyttelse av kapasiteten i anleggene. Det er også et økonomisk potensiale i økt utvinning som følge av mulig lavtrykkproduksjon når produksjonen går av platå. Verdien av Kollsnesanlegget og Kvitebjørn Oljerør er ikke inkludert i nåverdien av Kvitebjørn-prosjektet. Kvitebjørn er gitt et tarifftilbud i Kvitebjørn Oljerør som ifølge Statoil gjør at transportsystemet ikke er lønnsomt ved 7 pst kalkulasjonsrente. Kvitebjørn Oljerør legger imidlertid til rette for rørtransport av annen olje i Tampen-området. Med tilleggsvolumer i Kvitebjørn Oljerør vil avlastningen bli om lag 7 pst.

2.2.4 Helse, miljø og sikkerhet

Kvitebjørn er et felt med høyt trykk og høy temperatur som gjør at en står ovenfor spesielle utfordringer knyttet til ivaretagelse av hensynet til helse, miljø og sikkerhet (HMS). Krav til sikkerhet og miljø vektlegges særskilt ved utformingen av de tekniske løsningene.

Krav til sikkerhet omfatter vern av menneskers liv og helse samt beskyttelse av anlegg, produksjon, kunnskap og materielle verdier. Krav til miljøvern omfatter vern mot forurensning og uakseptable inngrep i naturen.

Kjerneteamsleder har det overordnede ansvar for helse, miljø og sikkerhet i prosjektet. Et HMS-program er utarbeidet og oppdateres ved starten av hver prosjektfase og for øvrig ved behov, for eksempel ved kontraktsinngåel-

ser, før spesielle operasjoner, før produksjonsstart og periodisk i driftsfasen. Det vil ifølge operatøren bli satt krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget HMS-program. Kontraktørene skal kunne dokumentere et HMS styringssystem.

2.3 Konsekvensutredning

I henhold til bestemmelsene i petroleumsloven og plan- og bygningsloven er det utarbeidet en konsekvensutredning som dekker utbygging og drift av Kvitebjørn-feltet, gass- og kondensatrørledninger og modifikasjonene av mottaksanlegget på Kollsnes. Kvitebjørn-feltet med tilhørende rørledninger omfattes av petroleumsloven. Modifikasjonene på Kollsnes landanlegg omfattes av både petroleumsloven og plan- og bygningsloven.

Utredningen gir en oversikt over virkninger en gjennomføring av plan for utbygging og drift antas å få for annen næringsvirksomhet og allmenne interesser, herunder naturmiljøet. Utredningen viser blant annet hvordan hensyn til miljø- og fiskerimessige forhold er ivarettatt gjennom utformingen av tekniske løsninger. Utredningen angir videre rettighetshaverens forslag til avbøtende tiltak.

For Kvitebjørn felt ble forslag til utredningsprogram oversendt Olje- og energidepartementet 4. mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet ut på høring til berørte instanser. Utredningsprogrammet og innkomne høringsuttalelser danner grunnlaget for konsekvensutredning av Kvitebjørn felt med tilhørende rørledninger. For utvidelse av anlegget på Kollsnes ble melding med forslag til utredningsprogram oversendt departementet i mai 1998. Revidert utredningsprogram for modifikasjonene på Kollsnes er fastsatt i brev fra departementet av 21. desember 1999.

Ved siden av den feltspesifikke konsekvensutredningen for Kvitebjørn har operatørene for petroleumsfeltene i Nordsjøen tidligere utarbeidet en regional konsekvensutredning for området (RKU Nordsjøen). Formålet med denne utredningen er å bidra til en mer helhetlig forståelse og innsikt i de regionale effektene av petroleumsaktivitetene i Nordsjøen. Videre er målsettingen at den skal effektivisere utredningsarbeidet i forbindelse med de kommende utredningene i området.

RKU Nordsjøen har vært sendt på høring til berørte parter. Olje- og energidepartementet har i brev datert 17. desember 1999 til operatørene lagt til grunn at denne, sammen med et vedlegg der høringsuttalelsene til utredningen er behandlet, kan benyttes som grunnlag for feltspesifikke konsekvensutredninger i Nordsjøområdet. Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen utgjør en del av dokumentasjonen for Kvitebjørn konsekvensutredning. Dette gjelder i særlig grad beskrivelse av miljømessige og fiskerimessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Nedenfor følger en gjennomgang av konsekvensutredningen for Kvitebjørn felt, rørledninger og modifikasjoner på Kollsnes.

2.3.1 Samfunnsmessige konsekvenser

Kvitebjørn framstår som et lønnsomt prosjekt. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7 pst kalkulasjonsrente er på 3,6 mrd 1999-kroner ved for-

utsetninger om en oljepris på 15 USD 1999 pr. fat. Hovedtyngden av investeringene på Kvitebjørn vil komme i perioden 2001 til 2004. Investeringsfasen kommer dermed nettopp i en periode der norsk offshore-rettet næringsliv har et stort behov for nye oppdrag og der det er få andre større utbyggingsprosjekter i gang.

Utbyggingen av Kvitebjørn (eksklusiv landfall og modifikasjoner på Kollsnes) vil ifølge operatøren bidra til at norsk næringsliv vil få leveranser på rundt 4,3 mrd 1999-kroner som tilsvarer mellom 50-60 pst av leveransene. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av Kvitebjørn-utbyggingen er beregnet til 12200 årsverk inkludert konsumvirkningene. De største produksjonsvirkningene vil komme innenfor industri, forretningsmessig tjenesteyting og bygg og anlegg. Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er anslått til i underkant av 400 årsverk pr. år.

Investeringsene i landfall og modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn er beregnet til 0,9 mrd 1999-kroner. Mulighetene for norske leveranser til denne utbyggingen er anslått til 72 pst, mens regional leveranseandel er anslått til 47 pst. Det er beregnet at investeringen i landfall og modifikasjoner på Kollsnes vil føre til en nasjonal sysselsettingsvirkning på vel 1800 årsverk, vel 600 av disse vil komme regionalt.

Utbygging og drift av Kollsnes for behandling av Kvitebjørn antas ifølge operatøren ikke å gi negative helsemessige konsekvenser da bidraget til utslipp og støy som følge av modifikasjonene vil være lavt. Økt bemanning i anleggsperioden forventes ikke å medføre spesielle sosiale konsekvenser.

2.3.2 Utslipp og miljømessige konsekvenser

Kvitebjørnutbyggingen vil føre til utslipp til luft fra kraftproduksjon, fra faking, og fra mottaksanlegg for gass og kondensat.

Hovedkraftforsyning til Kvitebjørn vil være fra egen kraftgenerering om bord på plattformen. Alternativ kraftforsyning med kabel fra Troll A, fra Gullfaks og fra land har vært vurdert. Gjennomsnittlig kraftbehov vil være 8,5 MW i borefasen, 20 MW i kombinert bore- og produksjonsfase og 11-13,5 MW i produksjonsfasen. På grunn av behov for dieseldrevne turbiner det første året med boring, samt krav til regularitet, anbefaler operatøren at kraftproduksjonen baseres på turbiner som kan gå på både diesel og gass. Det er tekniske utfordringer knyttet til lav NO_x brennere på denne type turbiner. Det pågår for tiden en drivervalgsstudie som vil anbefale en turbinkonfigurasjon.

Kvitebjørnplattformen vil bli utstyrt med en lukket fakkell med automatisk tenning. Gassoppsamling fra høytrykksfakkell er inkludert, noe som betyr at det vil bli svært lite gass som strømmer til fakkell.

De gjennomsnittlige årlige utslippene av CO₂ i perioden 2003 til 2016 (inkl. bore- og produksjonsfasen) er beregnet til 85.000 tonn. Dette vil utgjøre omtrent 1 pst av de forventede totale utslippene fra norsk sokkel i denne perioden. Tilsvarende verdier for utslipp av NO_x er angitt til 125 tonn pr år, noe som er i underkant av 0,5 pst av de totale utslippene fra norsk sokkel i samme periode.

Samlet utslipp fra Kvitebjørn plattformen og fra behandling av rikgass på Kollsnes er for hele produksjonsperioden som forventes å strekke seg fram til

2016 beregnet til 1,15 mill tonn CO₂ og 1,70 tusen tonn NO_x. I forhold til utslipp fra eksisterende petroleumsvirksomhet, er disse utslippene små.

I regional konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU Nordsjøen), Tema-rapport 5, er det gitt en beskrivelse av de regionale konsekvensene av utslipp av NO_x og oljeavdamping (VOC). Utslipp fra Kvitebjørn er allerede inkludert i grunnlaget for denne konsekvensutredningen. Kvitebjørn vil ut fra utslippenes relative størrelse i forhold til andre utslipp i regionen kun gi et marginalt bidrag til disse konsekvensene.

Det vil bli gitt meget begrensede utslipp til sjø fra Kvitebjørn-utbyggingen. Ved utforming av plattformen er det inkludert tiltak for reduksjon av utslipp og for reduksjon av kjemikaliebruken.

Oljebasert slam og borekaks, produsert vann og drenasjevann vil bli injisert i en egen brønn. Det vil kun være utslipp til sjø av vannbasert slam og borekaks og noe sementblandingsvann ved boring i den øverste brønnseksjonen. I forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger vil det kunne bli utslipp av lut, glytaraldehyd og oksygenfjerner, men disse utslippene antas ikke å ha miljømessige konsekvenser.

Det legges opp til å minimalisere behovet for produksjons- og injeksjonskjemikalier. Glykol vil bli regenerert på mottaksanlegget for gass. Vann som følger gass/kondensat vil bli behandlet i de respektive renseanlegg før utslipp til sjø.

Kollsnes gassanlegg drives av elektrisk kraft og har derfor et lavt utslipp av CO₂. Utslipp av CO₂ fra Kollsnes skyldes vesentlig utslipp knyttet til faking. I tillegg drives varmoljeovnene på anlegget av fyrgass. Prosessering av Kvitebjørn gass på Kollsnes vil gi økte utslipp til luft på 4.000 tonn CO₂ og 2 tonn NO_x pr. år. Økte utslipp til sjø vil være 9.000 m³ pr. år, med tilsvarende sammensetning som avløpsvannet fra eksisterende anlegg. Verken økte utslipp til luft eller til sjø antas å medføre konsekvenser av betydning for miljø. Det forventes heller ingen spesielle avfallsproblemer som følge av prosessering av Kvitebjørn gass til Kollsnes. Støynivået fra anleggene vil kunne øke noe, men vil fremdeles være godt innenfor kravene satt i utslippstillatelsen. Modifikasjonene vil ikke endre landskapsbildet i området.

2.3.3 Fiskerimessige konsekvenser

Kvitebjørn-plattformen vil bli installert på vel 190 meters dyp vest av Eggaskråningen i et området der det drives industritrålfiske og konsumtrålfiske. Plattformen med sikkerhetssone vil utgjøre et arealbeslag på om lag 1 km² for konsumtrålfiske og om lag 5 km² for industritrålfiske. I anleggsfasen vil det midlertidig være arealbeslag i forbindelse med rørleggingsarbeidet. Dette vil kunne berøre industritrålfiske etter øyepål i Eggaskråningen. Eventuelle ulemper i anleggsfasen kan reduseres dersom leggearbeidet ikke gjennomføres samtidig med de viktigste fiskeriene i det berørte område.

Ankermerker etter leggefartøy og steinfyllinger kan i prinsippet medføre større ulemper for trålfiske enn rørledningene i seg selv. Ankermerker vil i utgangspunktet kunne finnes fra om lag 200 meter og ut til om lag 1500 meter fra rørledningen. Problemet med ankermerker kan særlig oppstå i områder hvor havbunnen består av hard leire. I områder med sandbunn blir ankermerkene mindre markerte, og det tar også kortere tid før de jevnes ut etter leg-

ging. I Eggaskråningen opp på Vikingbanken der det er sandbunn, vurderes ankermerker ikke å innebære noen vesentlig hindring for utøvelse av fiske, selv etter kort tid etter rørlegging.

Tilstedeværelse av rørledninger vil ikke være til hinder for fiske med ringnot og flytetral eller fiske med passive redskaper som garn, line, snurrevad etter at leggearbeidet er avsluttet. Eventuelle ulemper er derfor avgrenset til fiske med bunntrål. Ingen av rørledningsalternativene forventes å medføre fangsttap eller operasjonelle ulemper av vesentlig betydning for trålfisket.

Statoil vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet i forbindelse med detaljplanlegging av rørtrasé. I den sammenheng vil det være aktuelt å drøfte hvordan legging, steindumping og evt grøfting kan gjennomføres slik at eventuelle ulemper for trålvirksomheten gjøres minst mulig.

Etablering av nytt landfall på Kollsnes forventes ikke å medføre negative konsekvenser for fiskeri eller oppdrettsnæringen i området ved Kollsnes.

2.3.4 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

I konsekvensutredningen er angitt avbøtende tiltak og muligheter for forbedringer som skal vurderes i det videre planarbeidet. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen. I tillegg vil det bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette er en del av prosjektets ordinære helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid (HMS).

I planleggingen av miljøovervåkning på Kvitebjørn-feltet og andre felt er det viktig å tilpasse programmet til overvåkning av utslipp fra de aktuelle boreoperasjonene. Statoil vil se behovet for nye undersøkelser for Kvitebjørn-feltet i forhold til resultatene fra miljøovervåkning av nærliggende felt i Tampenområdet. Behovet for tilleggsinformasjon avklares etter nærmere dialog med SFT.

For landfall og modifikasjoner på Kollsnes er det ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen ved Kollsnes. Allerede eksisterende overvåkningssystemer anses å være dekkende også i forhold til en utvidelse av kapasiteten for behandling av gass fra Kvitebjørn.

2.3.5 Høring av konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen for Kvitebjørn ble sendt ut på høring den 23. desember 1999 og hadde høringsfrist den 18. februar 2000. Departementet hadde den 16. mars 2000 møte med Statoil som operatør for Troll-lisensen og Kvitebjørn-lisensen om de innkomne høringsuttalelsene.

I det følgende foretas en gjennomgang av høringsuttalelsene sammen med departementets kommentarer.

2.3.5.1 Høringsuttalelser relatert til felt og rørledninger

Miljøverndepartementet viser til og støtter uttalelsene fra Statens forurensningstilsyn og Riksantikvaren.

Statens forurensningstilsyn (SFT) ser positivt på de utslippsreducerende tiltak det er lagt opp til, og forventer generelt at Statoil gjennomfører utslippsreducerende tiltak som beskrevet i konsekvensutredningen, og at eventuelle

endringer i forhold til dette skal meddeles SFT så tidlig som mulig. SFT uttaler at det vil bli stilt nullutslippskrav til Kvitebjørn. Statoil bes derfor å vurdere gjenbruk av oljebasert slam og rensing av oljebasert kaks før reinjisering, unngå direkte utslipp av sement med feil blanding, samt vurdere reserve renseanlegg i tilfelle driftsstans i reinjeksjonssystemet. Videre ber SFT om at sjøvannsinntaket plasseres dypere enn 60 m slik at tilsats av kjemikalier unngås. Valg av injeksjonskjemikalier må vurderes i lys av nullutslippskravet, miljøeffekter og konsekvenser for mottaksanleggets vannrenseanlegg. SFT forutsetter at det gjennomføres forvittringsstudier av Kvitebjørn kondensat samt analyser av miljørisiko ved akutte utslipp, at miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak ved trykktesting og oppstart av rørledninger identifiseres, og at planen om installering av lav NO_x brennere i dual fuel turbiner følges opp.

Kommentarer: Det forutsettes at utbygger i den videre prosjekteringen sørger for å informere SFT om eventuelle endringer i forhold til det som er beskrevet i konsekvensutredningen, og at utbygger legger opp til en nærmere dialog med SFT om de forhold som er påpekt i høringsuttalelsen til SFT. Utbygger vil legge et nullutslippsmål til grunn i den videre detaljprosjekteringen. Det legges opp til gjenbruk av oljebasert boreslam, med mindre boreslammet inneholder vesentlige mengder sement eller vann. Slammet vil i så tilfelle bli injisert i Utsira-formasjonen. Også borekaks og eventuelt sementholdig vann vil bli injisert. I og med at det finnes alternative injeksjonsløsninger, pumper etc. som kan benyttes dersom det oppstår problemer i ulike deler av reinjeksjonssystemet, har utbygger så langt vurdert et eget reserve renseanlegg som unødvendig. Utbygger vil vurdere plassering av sjøvannsinntaket nærmere i samråd med SFT. Injeksjonskjemikalier vil følge rikgassen og kondensatet fram til mottaksanlegget. Vurderinger mht valg av injeksjonskjemikalier og tiltak for å redusere kjemikaliebehovet vil bli foretatt i samråd med mottaksanleggene. Behovet for egne forvittringsstudier og miljørisikoanalyser i forhold til akuttutslipp vil bli vurdert i samråd med SFT. Kjemikaliebruken ved klargjøring av rørledninger søkes minimalisert, og i den grad det er nødvendig å bruke kjemikalier legges det opp til å benytte miljøvennlige alternativ. Utbygger har igangsatt et eget kvalifiseringsprogram for å vurdere turbinvalg. Resultatene fra denne evalueringen vil bli presentert for SFT. Olje- og energidepartementet legger til grunn at operatøren benytter lav-NO_x-brennere hvis slik teknologi er kommersielt tilgjengelig for den turbintypen som skal benyttes på Kvitebjørn. Er ikke teknologien kommersielt tilgjengelig forutsettes det at operatøren legger til rette for eventuell senere ombygging av turbinene til lav NO_x. Operatøren forutsettes å ha nær dialog med Oljedirektoratet om denne problemstillingen.

Riksantikvaren viser til Miljøverndepartementets uttalelse til regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen, og påpeker at det fra tid til annen dukker opp menneskelagde steinredskaper og/eller forhistoriske dyrebein fra den perioden under siste istid da havnivået på enkelte steder i Nordsjøen lå ca 125 m lavere enn i dag. Videre påpekes at ulike tiltak knyttet til virksomheten kan innebære inngrep i forhold til skipsvrak og andre kulturminner.

Kommentarer: Kvitebjørn-feltet ligger på omlag 190 m dyp, og dermed er det ut fra Riksantikvarens merknader lite aktuelt at det finnes forhistoriske kulturminner/-objekter i området. Utbygger vil dersom det likevel skulle bli gjort slike funn sørge for at kulturminnemyndighetene informeres om dette. Det vil bli gjen-

nomført detaljerte sjøbunnsundersøkelser før legging av rørledninger og plassering av innretninger på havbunnen, og dersom det oppdages skipsvrak eller andre kulturminner vil plasseringen om mulig bli endret, og kulturminnemyndighetene vil bli orientert om dette.

Oljedirektoratet påpeker at utbyggingen av Kvitebjørn vil medføre relativt lave utslipp til luft pr produsert enhet når produksjonen er på platå, og at kraftbehovet på innretningen kan optimaliseres ytterligere slik at utslipp til luft og utstyrstørrelser på innretningen kan reduseres. Videre framheves at det ikke er signalisert behov for sikkerhets-/ begrensingssoner utover det som er vanlig for slike innretninger.

Kommentarer: Utbygger vil sørge for at energioptimaliseringsstudier gjennomføres som en del av detaljprosjekteringen, og i den grad det identifiseres muligheter for en kostnadseffektiv optimalisering mht kraftbehovet er utbygger innstilt på at dette gjennomføres.

Arbeidsdirektoratet påpeker at arbeidsløsheten i løpet av 1999 gikk opp med 4400 personer (7 pst), hvorav nær 3000 er bosatt i fylkene Rogaland og Hordaland. Økningen i arbeidsløsheten innen industri-, bygge- og anleggsarbeid var betydelig større i disse fylkene enn i landet forøvrig. Arbeidsdirektoratet mener utbygging av Kvitebjørn vil bidra til å dempe veksten i arbeidsløsheten, og ønsker utbyggingen velkommen.

Kommentarer: Ut fra de vurderinger utbygger til nå har gjennomført finnes det flere aktuelle leverandører til feltutbyggingen både i Rogaland og Hordaland, og i landet forøvrig. Kontraktsinngåelser vil måtte følge EØS-avtalens innkjøpsdirektiv, men det antas at norske leverandører vil være konkurransedyktige på flere områder.

Fiskeridepartementet viser til at konsekvensutredningen har vært forelagt Fiskeridirektoratet, Kystdirektoratet og Havforskningsinstituttet, og slutter seg til disse uttalelsene. Fiskeridepartementet etterlyser en nærmere angivelse av de aktuelle rørledningstraséene og en vurdering av betydningen av disse i forhold til skipstrafikken. Videre etterlyses en klargjøring mht om produksjons- og injeksjonskemikalier er planlagt sluppet ut til sjø eller ikke. Departementet mener det er positivt at man planlegger reinjeksjon av produsert vann og derved begrenser mengden av potensielt giftige stoff som tilføres havmiljøet, og oppfordrer ellers til et nært samarbeid med fiskerimyndighetene for å minimalisere negative følger for fiskeriene.

Kommentarer: Det vises til uttalelsen fra SFT og kommentarene til denne. Utbygger vil drøfte rørledningstraséene med Kystverket og Fiskeridirektoratet når det er foretatt nærmere kartlegging av de aktuelle traséene, og er generelt innstilt på en nær dialog med fiskerimyndighetene for å minimalisere negative konsekvenser for fiskeriene.

Fiskeridirektoratet peker på at produksjonsinnretningen på Kvitebjørn vil bli påheftet en 500 m sikkerhetssone og dermed medføre et arealbeslag for fiskeriene, og at det i det aktuelle området hvor det er et meget intensivt fiske store deler av året, vil være nødvendig for trålere å unngå flere ulike installasjoner. Når det gjelder gass- og kondensatrørledningene framhever Fiskeridirektoratet at det er en rekke usikre momenter bl.a. mht. bunnforhold og behovet for steinfyllinger, men anbefaler likevel primært alternativet med gasstransport Kvitebjørn - Kollsnes og kondensattransport Kvitebjørn - Gull-

faks A, forutsatt at kondensatrørledningen da graves ned i hele sin lengde. Sekundært anbefaler Fiskeridirektoratet transport til Heimdal og kondensattransport til Troll Oljerør 2 (TOR 2). Direktoratet går inn for at det foretas nærmere kartlegging før endelig trasé blir bestemt, og at de må få anledning til å delta i endelig traséfastsettelse. Dersom det benyttes ankerposisjonert rørleggingsfartøy, forutsettes det at ankermerker kartlegges i samarbeid med Fiskeridirektoratet. Videre forutsettes at Fiskeridirektoratet holdes orientert om steindumpingsplaner, og at direktoratet gis mulighet til å ha representant ombord i steindumpingsfartøyet når det opererer i trålfelt. Med henvisning til et forlis av fiskefartøy på britisk sokkel må det unngås at rørledningen blir lagt med frie spenn.

Kommentarer: Det legges til grunn at utbyggers anbefalte løsning med ilandføring av gass til Kollsnes og kondensat til TOR 2 velges. Nærmere kartlegging vil bli foretatt før rørledningstrasé blir endelig fastsatt, og det forutsettes at endelig trasévalg skjer i samråd med Fiskeridirektoratet. For kondensatrørledningen vil utbygger foreta en nærmere vurdering om det kan være aktuelt å øke rørledningsdiameter til 20 tommer. Dette antas i tilfelle å kunne redusere behovet for steindumping og eventuelt grøfting langs rørledningen. Utbygger vil sørge for en videre dialog med Fiskeridirektoratet mht behovet for kartlegging av ankermerker, steindumping og tiltak for å unngå frie spenn på rørledningene, og er innstilt på at Fiskeridirektoratet kan delta med representant ombord under kartlegging og steindumping.

Havforskningsinstituttet etterlyser en nærmere klargjøring av om hvorvidt produksjons- og injeksjonskjemikalier er planlagt sluppet ut til sjø, samt en beskrivelse av antatt innhold, sammensetning og mengde av oppløste komponenter i det produserte vannet dersom en løsning med kondensattransport til Oseberg C velges. Videre påpekes at det er viktig å koordinere miljøovervåkingen, herunder overvåking i vannsøylen, med annen overvåking, og at det vil kunne ligge betydelige besparelser i å utnytte den miljø- og ressursovervåking som Havforskningsinstituttet utfører.

Kommentarer: Mht utslipp til sjø vises til uttalelsen fra SFT og kommentarene til denne. Det legges til grunn at utbyggers anbefalte alternativ med kondensattransport til TOR 2 velges, og at kondensattransport til Oseberg A derfor ikke er aktuelt. Utbygger har merket seg Havforskningsinstituttets kommentar mht koordinering av miljøovervåkingen, og er innstilt på å drøfte muligheten for å få til en slik koordinering nærmere med Havforskningsinstituttet.

Kystverket etterlyser mer detaljerte kart over de alternative rørledningstraséne for gassrørledningen inn til Kollsnes, og påpeker ellers at mangler en henvisning til havne- og farvannslovens bestemmelser for den del av rørledningene som ligger innenfor territorialgrensen.

Kommentarer: I den grad gassrørledningen inn til Kollsnes omfattes av havne- og farvannslovens bestemmelser, forutsettes at utbygger innhenter nødvendige tillatelser iht denne loven.

Samferdselsdepartementet har ingen merknader til konsekvensutredningen.

Statens helsetilsyn har oversendt konsekvensutredningen til fylkeslegene for kommentarer. Fylkeslegene og Statens helsetilsyn har ingen kommentarer til utredningen.

Austrheim kommune ser det som svært positivt at det er valgt en løsning som styrker og muliggjør videre utvikling regionalt og på Mongstad. Kommunen har ingen merknader i forhold til de utslipp som er beskrevet, og mener disse må vurderes i forhold til overordnede nasjonale mål. Kommunen mener ellers at beredskapen mot akutte utslipp på Vestlandskysten i dag er for dårlig, og at den må revurderes før det settes i gang ny utbygging i Nordsjøen.

Kommentarer: Utslippene i forbindelse med Kvitebjørn-utbyggingen vil være små, og vurderes ikke å komme i konflikt med overordnede nasjonale mål. På grunn av at Kvitebjørn-feltet er et gass- og kondensatfelt, vil uhellsutslipp ikke medføre oljeforurensning langs Vestlandskysten, og utbyggingen av Kvitebjørn vurderes derfor ikke å påvirke beredskapssituasjonen.

Øygarden kommune peker på at muligheten for strømforsyning til plattformen fra et gasskraftverk på Kollsnes bør vurderes, og at utbygger pålegges å ha nær kontakt med fiskerimyndighetene mht plassering av ilandføringsledning.

Kommentarer: Utbygger har vurdert ulike muligheter for leveranse av kraft til Kvitebjørn-feltet, herunder leveranse av kraft fra land. Avstanden fra land til Kvitebjørn er nær 150 km. Dette er omlag dobbelt så langt som fra land til Troll A plattformen, som til nå er den eneste plattformen på norsk sokkel som er elektrifisert. Avstanden innebærer at en kommer i grenseområdet for bruksområdet for vekselstrømovertføring. En eventuell kraftoverføring fra land til Kvitebjørn vil derfor måtte baseres på likestrøm. Dette vil være så kostnadskrevende og skape et så stort plassbehov på plattformen at det vurderes som en lite aktuell løsning.

Fjell kommune er positiv til at gassen blir ilandført på Kollsnes, og anbefaler sterkt at Coast Center Base (CCB) på Ågotnes blir prioritert som forsyningsbase både i utbyggings- og driftsperioden.

Kommentarer: Utbygger har foreløpig ikke besluttet valg av forsyningsbase for Kvitebjørn, men det antas at CCB vil være et aktuelt alternativ.

Bergen kommune er tilfreds med at gassen fra Kvitebjørn planlegges ilandført til Kollsnes, og mener utbyggingen av Kvitebjørn vil være med på å opprettholde og videreutvikle det sterke miljøet knyttet til petroleumsvirksomheten i Bergensregionen og styrke næringslivet i regionen. Videre fremheves at det er viktig at Coast Center Base (CCB) får forsyningstjenesten til Kvitebjørn, og at dette vil være med på å sikre sysselsettingen ved basen. Bergen kommune har også merket seg at det ikke er avgjort hvor Kvitebjørns driftsorganisasjon skal lokaliseres, og mener det vil være naturlig å lokalisere driftsorganisasjonen til Bergen.

Kommentarer: Bruk av CCB er kommentert under uttalelsen fra Fjell kommune. Hva gjelder plassering av driftsorganisasjonen for Kvitebjørn, har rettighetshaverne foreløpig ikke besluttet hvor den vil ligge. Statoil legger opp til en område-organisert drift av feltene i Nordsjøen. Dette innebærer at driftsansvaret for Kvitebjørn vil bli plassert sammen med driftsansvaret for bl a Troll og Sleipner. Driftsorganisasjonen for Troll ligger i dag i Bergen, mens driftsorganisasjonen for Sleipner ligger i Stavanger.

Norges Fiskarlag viser til uttalelser fra samarbeidsrådene for de nordlige og sørlige fylkesfiskarlagene, og slutter seg til disse.

Samarbeidsrådet for dei sørnorske fiskarlaga mener det som er sagt om utslippene i konsekvensutredningen tyder på at det allerede er betydelige utslipp på sokkelen, slik at ytterligere utslipp ikke vil ha noen betydning i den store sammenheng, og stiller spørsmål om Statoil har glemt konsekvenser for fisken og det marine miljø i de vurderingene som er gjort mht miljøskade. Det etterlyses investeringer til renseteknologi og evt nytenkning mht fornybare ressurser. Videre gis det uttrykk for at arealbeslag allerede pr i dag innebærer at betydelige areal i Nordsjøen ikke lenger er tilgjengelige for fiske. Det gjøres ellers oppmerksom på at det vil bli reist krav om erstatning dersom ilandføring på Kollsnes medfører tap av fiskefelt for kystfiskerne.

Kommentarer: Hva gjelder utslipp fra Kvitebjørn-feltet vises til uttalelsen fra SFT og kommentarene til denne. Arealbeslaget vil være knyttet til en sikkerhetsone på 500 m rundt plattformen. Rørledningene forutsettes å bli lagt slik at de ikke vil innebære vesentlige hinder for utøvelse av fisket.

Samarbeidsrådet for fylkesfiskarlaga i Norges Råfisklags distrikt viser til at Nordsjøen har et stort produksjonspotensiale, og uttrykker meget stor bekymring for utslipp av kjemiske komponenter både fra produksjonsvann og borekaks i forbindelse med aktiviteten på Kvitebjørn-feltet. Det vises i den forbindelse til at forskningsmiljøene mener man har for lite kunnskap til de kjemiske komponentenes virkninger på plankton, fiskeegg og -larver samt organismer på havbunnen, og det etterlyses økonomiske midler til oljeindustriens egne forskningsmiljøer og eksterne uavhengige forskningsmiljøer for å få etablert dokumenterte forskningsresultater av oljeindustriens påvirkning på det marine miljøet. Ellers påpekes at det må legges til rette for minst mulig arealbeslag, at alle rørledninger må være overtrålbare, og at både brønnhodeplattform og rør som ikke er nedgravd fjernes ved avslutning av virksomheten.

Kommentarer: Hva gjelder utslipp fra Kvitebjørn-feltet vises til uttalelsen fra SFT og kommentarene til denne. I og med at det legges opp til reinjeksjon av borekaks og det ikke vil bli utslipp av produsert vann på Kvitebjørn-feltet, vil det være lite grunnlag for de bekymringer det her er gitt uttrykk for i tilknytning til Kvitebjørn-utbyggingen. Utbygger legger som påpekt over opp til at arealbeslaget begrenses til sikkerhetssonen rundt plattformen, og at rørledningene skal være overtrålbare. Fjerning av plattform og eventuelt rørledninger vil følge de regler som vil gjelde ved opphør av produksjonen på feltet.

Folkehelse - Statens institutt for folkehelse er spesielt opptatt av bidraget av NOx sammen med VOC til dannelse av ozon, og bidraget til partikulær forurensning. Det pekes på at langtransportert forurensning gir et vesentlig bidrag til forurensningsnivåene i norske byer, og at det er mulig at utslippene i Nordsjøen bidrar til dette. Folkehelse anser tiltak som beskrevet for reduksjon av NOx som positive.

Kommentarer: SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for bakkenært ozon (100 ug pr m³) overskrides hvert år over store deler av Norge. I RKU (regional konsekvensutredning) for Nordsjøen er det angitt at utslippene fra Nordsjøen gir størst bidrag til antall timer med ozonkonsentrasjoner over anbefalt luftkvalitetskriterium i kystområdene fra Rogaland til Møre. Relativt til det totale antall timer med overskridelse av anbefalt luftkvalitetskriterium utgjør Nordsjøens bidrag 7-9 pst. ved Stadt og 4-7 pst. ellers. Bidraget fra Kvitebjørn vil i denne sammenheng være beskjedent (0,5 pst. av NOx-utslippene i Nordsjøen). Utslippene

fra Kvitebjørn vil ikke bidra til partikulær forurensning. For øvrig vises til kommentarene til SFTs uttalelse mht bruk av lav NO_x brennere i turbiner.

2.3.5.2 Høringsuttalelser til modifikasjoner på Kollsnes og departementets kommentarer

Miljøverndepartementet viser til og støtter uttalelsene fra Statens forurensningstilsyn og Riksantikvaren.

Statens forurensningstilsyn (SFT) forventer at Statoil gjennomfører utslippsreducerende tiltak som beskrevet i konsekvensutredningen og at eventuelle endringer i forhold til de beskrevne tiltakene meddeles SFT på et tidlig tidspunkt. SFT forutsetter at Statoil gjennomfører miljø- og risikovurderinger knyttet til etablering av et H₂S-fjerningsanlegg og at valgt løsning meddeles SFT så snart løsning er bestemt. SFT forutsetter også at det gjennomføres tiltak for å redusere mengden injeksjonskjemikalier for riggass transport, og at valg av kjemikalier vurderes ut fra mulige miljøskadelige effekter og konsekvenser for vannrenseanlegget på Kollsnes. SFT ber om en oversikt over hvor stor andel av injeksjonskjemikaliene som følger henholdsvis kjemikalieretur til plattformen og vannstrøm til renseanlegget. I forhold til uhellsutslipp forutsetter SFT at det gjennomføres analyser av miljørisiko og at det tas hensyn til risiko for skade på ytre miljø som følge av akutt forurensning. SFT forutsetter at det gjennomføres tiltak for å redusere det samlede utslippet av VOC på Kollsnes, at det ved valg av utstyr benyttes best tilgjengelig teknologi samt at antall utslippspunkter (lekkasjepunkter) reduseres. Når det gjelder støy forutsetter SFT at gjeldende støykrav overholdes. I den videre prosjekteringsfasen forutsetter SFT at Statoil foretar nødvendige kontakter mot SFT.

Kommentarer: Det forutsettes at utbygger i den videre prosjekteringen sørger for å informere SFT om eventuelle endringer i forhold til det som er beskrevet i konsekvensutredningen, og at utbygger legger opp til en nærmere dialog med SFT om de forhold som er påpekt i høringsuttalelsen til SFT. Utbygger vil informere SFT om valgt løsning for et eventuelt H₂S-fjerningsanlegg, og i denne sammenheng også redegjøre for de miljø- og risikovurderinger som er gjort.

Utbyggingsprosjektet for modifikasjonene på Kollsnes og feltutbyggingsprosjektet vil måtte samarbeide vedrørende valg av injeksjonskjemikalier, og det forutsettes at feltutbyggingsprosjektet gjør vurderinger med sikte på å redusere mengden injeksjonskjemikalier samt at det søkes å finne frem til mest mulig miljøvennlige kjemikalier.

Av MEG (monoetylglykol) som tilsettes på Kvitebjørn-plattformen før transport av riggassen til land (for å hindre dannelse av hydrat, dvs. isliknende krystaller, i rørledningene) vil 0,2 pst følge vannstrømmen til vannrenseanlegget på Kollsnes, mens 99,8 pst returneres til plattformen for gjenbruk. Utbygger vil vurdere behovet for egne miljørisikoanalyser i forhold til akutt utslipp i samråd med SFT. Når det gjelder støy viser konsekvensutredningen at utbyggingen ikke vil medføre støy utover utslippstillatelsen og at anbefalte retningslinjer til anleggsstøy vil overholdes under anleggsarbeidene. I byggekontrakter som inngås vil det bli stilt krav til støy, herunder til utstyr som benyttes i forbindelse med etablering av en eventuell landfallstunnel. Vedrørende VOC-utslipp redegjør konsekvensutredningen for at det pågår tiltak for reduksjon av VOC-utslippet på Kollsnes. I for-

bindelse med modifikasjonene for Kvitebjørn vil valg av utstyr bli vurdert i med sikte på å begrense VOC-utslipp.

Riksantikvaren uttaler at landanlegget på Kollsnes tidligere er regulert og at kulturminneinteressene knyttet til området er avklart gjennom tidligere planprosess.

Oljedirektoratet har kun avgitt kommentarer som berører Kvitebjørn felt-utbygging.

Arbeidsdirektoratet påpeker at arbeidsledigheten i løpet av 1999 gikk opp med 4.400 personer (7 pst), hvorav nær 3000 er bosatt i fylkene Hordaland og Rogaland. Økningen i arbeidsledigheten innen industri-, bygge- og anleggsarbeid var betydelig større i disse fylkene enn i landet forøvrig. Arbeidsdirektoratet mener utbyggingen av Kvitebjørn og Kollsnes vil bidra til å dempe veksten i arbeidsledighetene, og ønsker utbyggingen velkommen.

Kommentarer: Som beskrevet i konsekvensutredningen er mulighetene for norske leveranser til modifikasjonene på Kollsnes anslått til 72 pst av investeringene på 0,9 mrd kroner, mens regional leveranseandel er anslått til 47 pst. Det er beregnet at utbyggingen vil føre til en nasjonal sysselsettingsvirkning på vel 1.800 årsverk, vel 600 av disse vil komme regionalt.

Fiskeridepartementet viser til at konsekvensutredningen har vært forelagt Fiskeridirektoratet, Kystdirektoratet og Havforskningsinstituttet, og slutter seg til disse etatenes uttalelser. Departementet ber om at Fiskeridirektoratets kommentarer tas til følge ved utbyggingen og at man søker et nært samarbeid med fiskerimyndighetene for å minimalisere negative følger for fiskeriene.

Fiskeridirektoratet er ikke enig i at etablering av et nytt landfall ikke forventes å medføre negative konsekvenser for fiskeri. Fiskeridirektoratet mener at sprengningsarbeider i forbindelse med etablering av en grentunnel vil medføre negative konsekvenser, sprengning kan føre til en skremmeeffekt på villfisk noe som kan få konsekvenser for tilgjengeligheten av fisken. Siden tunneløpet kommer langt ute, vil det trolig være størst risiko for at kystfisket etter sild blir påvirket. Direktoratet anbefaler derfor at sprengningsarbeider legges til tider utenfor sildens gytesesong. Fiskeridirektoratet forutsetter at en eventuell dumping av steinmasser skjer i samråd med fiskerimyndighetene. Videre viser Fiskeridirektoratet til at konsekvensutredningen gir en relevant beskrivelse av kystfisket på vestsiden av Øygarden, men at det bør legges til at det også er gyteplasser for sild i området. Oversikten over oppdrettskonsesjoner er sannsynligvis for gammel, Fiskeridirektoratet kan om ønskelig være behjelpelig med å fremskaffe en ajourført liste over aktive oppdrettsanlegg og godkjente lokaliteter.

Kommentarer: Ved eventuell etablering av en ny landfallstunnel vil det bli utført sprengningsarbeider i grunnen 40-50 meter under havbunnen og innslaget til tunnelen vil bli boret. Dette innebærer at en ikke forventer tilsvarende effekter med trykkbølger i sjøen som ved sprengning på sjøbunnen. Eventuell etablering av et nytt landfall vil ikke medføre behov for steindumping. Utbygger vil oppdatere oversikten over oppdrettskonsesjoner utenfor Kollsnes i forkant av anleggsarbeidene for etablering av et eventuelt nytt landfall. Som beskrevet i konsekvensutredningen vil utbygger ta kontakt med oppdretterne i området rundt Kollsnes i forkant av eventuelle sprengningsarbeider for etablering av et nytt landfall.

Havforskningsinstituttet viser i sin uttalelse til at utslippene fra Kollsnes-anlegget vil kunne øke med i underkant av ti prosent, og at konsekvensutredningen redegjør for at Kollsnes-området ikke er i nærheten av tålegrensen for de utslippskomponenter som er aktuelle. Instituttet finner det uheldig at konsekvensutredningen bruker betegnelsen «tålegrense» i forbindelse med miljøpåvirkning. Når tålegrensen overstiges bryter ting sammen og en har forlenget passert en «akseptabel» miljøbelastning. Havforskningsinstituttet mener at det hadde vært en styrke for utredningen dersom innholdet i utslippet var nærmere beskrevet og etterlyser en beregning av hvor mye av luftutslippene som havner i sjøen.

Kommentarer: Konsekvensutredningen anses dekkende med hensyn til kommentarene fra Havforskningsinstituttet. Utslipp til sjø fra Kollsnes gassanlegg vil ligge innenfor grenseverdiene satt i utslippstillatelsen også etter at modifikasjonene for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn er gjennomført. Avløpsvannet vil inneholde de samme komponentene som det vannet som i dag håndteres i eksisterende anlegg på Kollsnes. Når det gjelder utslipp til luft viser konsekvensutredningen at bidraget til økt nitrogenavsetning i områdene rundt Kollsnes vil være mindre enn ett milligram pr. kvadratmeter, mens den totale belastningen i området i dag ligger på 1.040-1.390 milligram pr. kvadratmeter.

Kystverket har ikke påpekt spesielle forhold når det gjelder modifikasjonene på Kollsnes.

Samferdselsdepartementet har ingen merknader til konsekvensutredningen.

Statens helsetilsyn har oversendt konsekvensutredningen til fylkeslegene for kommentarer, men ingen av fylkeslegene har kommentarer til utredningen.

Øygarden kommune viser til at utbyggingen synes å ha heller lite omfang relatert til Kollsnes landanlegg og landfall, samt at tiltakene som er anbefalt for vurdering, måling og utbedring av miljøkonsekvenser, utslipp og økonomiske konsekvenser synes å være gode.

Kommunen påpeker at det bør gjøres en særskilt vurdering om etablering av steindeponi dersom basisalternativet med en ny landfallstunnel blir valgt, denne vurderingen må skje i samarbeid med Øygarden kommune. Kommunen viser også til at utbygger bør bli pålagt å få vurdert trafikksikringstiltak for riksveien gjennom boligområder på Sotra. Dette med sikte på en ny riksveitrasé på strekningen Kolltveit-Ågotnes. En slik vurdering må skje i samarbeid med Hordaland Vegkontor og kommunene Fjell og Øygarden.

Kommentarer: Når det gjelder håndtering av steinmasser vil utbygger som beskrevet i konsekvensutredningen vurdere transport av massene til Kollsnes Næringspark, og det forutsettes at utbygger gjør disse vurderingene i samarbeid med Øygarden kommune. Konsekvensutredningen viser at modifikasjonene på Kollsnes ikke forventes å gi noen betydelig innvirkning på trafikkbelastningen på vegnettet i regionen. Som angitt i konsekvensutredningen vil utbygger i perioder vurdere spesiell skilting og fartsbegrensning på særlig utsatte vegstrekninger. Utbygger vil gjøre slike vurderinger i samarbeid med Hordaland Vegkontor.

Fjell kommune er positiv til at gassen fra Kvitebjørn vil bli ilandført på Kollsnes. Kommunen forutsetter at det blir vurdert tiltak på riksvei 561 mellom Kolltveit og Ågotnes og eventuelt riksvei 555 mellom Kolltveit og Sotrabroen,

et slikt arbeid må komme i gang snarest mulig og vurderingene må gjøres i et nært samarbeid mellom myndighetene, utbygger og Fjell kommune. Fjell kommune viser videre til at økt aktivitet på Kollsnes kan føre til at det blir behov for mer elektrisk kraft. Dersom 300 kV linjen må dobles vil kommunen kreve at både eksisterende og nye linjer for kraftforsyning blir lagt i kabel.

Kommentarer: Som beskrevet i konsekvensutredningen vil ikke modifikasjonene på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn medføre noe behov for elektrisk kraft ut over det som er tilgjengelig i eksisterende linjenett. For øvrig vises det til kommentarene til uttalelsen fra Øygarden kommune.

Bergen kommune er tilfreds med at gassen fra Kvitebjørn er planlagt ilandført til Kollsnes, og mener utbyggingen vil være med på å opprettholde og videreutvikle det sterke miljøet knyttet til petroleumsvirksomheten i Bergensregionen og styrke næringslivet i regionen.

Austrheim kommune ser det som positivt at det blir valgt en løsning som styrker og muliggjør videre utvikling både regionalt og på Mongstad. Kommunen har ingen merknader i forhold til de utslipp som er beskrevet, og mener disse må vurderes i forhold til overordnede nasjonale målsetninger.

Kommentarer: Konsekvensutredningen anses dekkende med hensyn til kommentarene fra Austrheim kommune. Utslipp er som angitt i utredningsprogrammet vurdert i henhold til omgivelsenes tålegrenser, og økningen i utslipp i forbindelse med modifikasjonene anses å være liten.

Norges Fiskarlag viser til uttalelsene fra samarbeidsrådene for de nordlige og sørlige fylkesfiskarlagene og slutter seg til disse.

Samarbeidsrådet for dei sørnorske fiskarlaga er bekymret over økende mengder oljebaserte hydrokarboner som slippes ut til sjø fra gassanlegg. Det uttales at utslippene kan forringe fiskekvaliteten samt at fenol er kreftfremkallende. Det gjøres oppmerksom på at det vil bli reist krav om erstatning dersom ilandføring på Kollsnes medfører tap av fiskefelt for kystfiskerne.

Kommentarer: Når det gjelder uttalelsene fra Samarbeidsrådet for dei sørnorske fiskarlaga vises det til kommentarene til uttalelsene til Fiskeridepartementet og Havforskningsinstituttet.

Samarbeidsrådet for fylkesfiskarlaga i Norges Råfisklags distrikt har ingen kommentarer til konsekvensutredningen av landfall på Kollsnes.

2.4 Departementets vurdering av utbyggingsplanene

I sine vurderinger av utbygging av gassfelt er departementet opptatt av hvilke løsninger som gir den største samlede samfunnsøkonomiske verdiskapningen. Samtidig må miljøaspektet tillegges særskilt vekt.

2.4.1 Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering

Departementet mottok brev av 23. februar 2000 fra Kommunal- og regionaldepartementet (KRD) som har ansvaret for den sikkerhetsmessige vurderingen av PUD for Kvitebjørn, PAD for gassrørledning og PAD for oljerørledningen. KRD har forelagt planene for Oljedirektoratet og Direktoratet for arbeidstilsynet. Ifølge KRD påpeker Arbeidstilsynets 8. distrikt at de har negative erfaringer med tilsvarende typer prosjekter som følge av tidsknapphet og understreker at gjeldende forskrifter for beskyttelse av arbeidstakerne i anleggsfasen

må følges. Tilsynet forventer å bli involvert i god tid før anleggsstart. KRD har for øvrig ingen merknader til planene hva gjelder arbeidsmiljø- og sikkerhetsmessige forhold.

Oljedirektoratet har ingen kommentarer til de fremlagte planer fra et sikkerhets- og arbeidsmiljømessig synspunkt, og vil følge opp dette arbeidet i henhold til ordinær og løpende saksbehandling.

Departementet mottok også brev av 20. mars 2000 fra KRD vedr. Troll tillegg til plan for utbygging og drift. KRD har ingen merknader til plantillegget hva angår sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold.

2.4.2 Ressursmessig vurdering

Departementet mottok brev fra Oljedirektoratet (OD) av 18. februar 2000 hvor direktoratet ga sin vurdering av utbyggingsplanene.

Plan for utbygging og drift av Kvitebjørn felt (PUD)

Oljedirektoratet viser til at på grunn av feltets usikre avgrensning og kartleggingens foreløpige karakter begrenser operatøren utbyggingsområdets utstrekning, samtidig som tilstedeværende ressurser er risikoveiet. OD er enig i at det ressurspotensialet som er dokumentert i PUD er et tilstrekkelig utgangspunkt for utbyggingen av Kvitebjørn.

Utbyggingsområdet slik det er definert i PUD omfatter kun de sentrale delene av Kvitebjørn. At segmentene utenfor utbyggingsområdet ikke er inkludert i PUD kan ifølge OD skape formelle hindringer som motviker en optimal utnyttelse av gassressursene på Kvitebjørn. OD er bekymret for den usikre avgrensningen av feltet. Framtidige funn i segmentene som ikke er omfattet av PUD vil utløse krav om endret PUD eller søknad om fritak fra PUD. I tillegg kan et organisatorisk skille i lisensen mellom felt i produksjon og leteaktivitet skape formelle hindringer som motvirker en optimal utnyttelse av gassressursene på Kvitebjørn. Det er viktig at operatøren ved bruk av tilgjengelige brønnsliiser har en samlet strategi for feltet og ikke bare for utbyggingsområdet. På denne bakgrunn er det vanskelig å ta endelig stilling til bore- og utvinningsplan på grunnlag av foreliggende dokumentasjon.

Kvitebjørnutbyggingen har gjennom flere år blitt modnet som prosjekt. OD mener at investeringsestimatet gjenspeiler de forventede prosjektkostnadene.

OD anbefaler at PUD for Kvitebjørn godkjennes på følgende vilkår:

- Operatøren skal når ny geofaglig kartlegging er ferdig, forelegge denne for myndighetene til vurdering. Kartleggingen forelegges myndighetene innen 1.1.2001. Sammen med kartleggingen skal operatøren framlegge en forpliktende plan for avgrensning og utvinning av Kvitebjørn. En slik plan skal også omfatte borestrategi og en beskrivelse av endringer av reservoregenskaper som følge av trykkfall.
- Operatøren skal også vurdere om utvinning og avgrensning av feltet kan foregå mer rasjonelt hvis også segmentene utenfor (det nå definerte) utbyggingsområdet inkluderes som en del av Kvitebjørn utbyggingsområde.
- Myndighetene forbeholder seg retten til å stille vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene fra hele Kvitebjørn, basert på fremlegging

av oppdaterte planer.

Plan for anlegg og drift av Kvitebjørn rikgass eksportør

Operatøren vurderer en alternativ løsning med et gassrør knyttet opp mot et framtidig tredje rør fra Troll A til Kollsnes. Trollgruppen vil være ansvarlig for prosjektering og installasjonen av et eventuelt tredje rør fra Troll A til Kollsnes, men aktivitetene vil koordineres med Kvitebjørn gassrørprosjekt. OD forutsetter at en eventuell endring i utbyggingsløsning for gassrøret vil måtte medføre et tillegg til PAD som krever ny behandling av myndighetene.

OD anbefaler at plan for anlegg og drift av Kvitebjørn gassrør godkjennes.

Plan for anlegg og drift av Kvitebjørn Oljerør (KOR)

OD peker på at KOR vil kunne være i stand til å ta inn tredjepartsvolumer med den designkapasiteten i KOR som er lagt til grunn. Transport av væske fra andre felt på Tampen er sannsynlig. Tampenområdet er en moden oljeprovins. Med tiden kan det bli mer lønnsomt å la både olje og gass transporteres gjennom Kvitebjørnsystemet enn med dagens eksportløsninger. Transport av væske via KOR vil også kunne ha en positiv effekt på regularitet for de modne feltene i Tampenområdet. Det er diskusjon i lisensen om å øke kapasiteten ved å øke rørdimensjonen fra 16" til 20". Dette er en løsning som kan være rasjonell mhp samordningsgevinster i området. OD vil derfor støtte at en slik løsning blir vurdert.

OD kan derfor anbefale Plan for anlegg og drift av Kvitebjørn Oljerør (KOR) på følgende vilkår:

- Operatøren bes utrede mulighetene for å øke rørdimensjonen. Utredningen med operatørens anbefaling må forelegges myndighetene for godkjenning.

Modifikasjoner på Kollsnes (tillegg til PUD)

Departementet mottok brev fra Oljedirektoratet av 15. mars 2000 hvor direktoratet ga sin vurdering av tillegg til Troll PUD for modifikasjoner på Kollsnes.

OD er enig med operatøren i at det trolig vil finnes billigere landfallsløsninger enn de kostnader som anslås i planen. Operatøren har tid til å finne en optimal tunnellsøsning frem til september 2000, som er det kritiske tidspunktet for når beslutningene om dette må fattes.

Det er tilstrekkelig med tid til å vurdere muligheten for å kunne bygge et NGL-ekstraksjonsanlegg for ytterligere verdiskaping på Kollsnes med basis i Kvitebjørngassen. Konsekvensen av en slik løsning vil være at den kommer i stedet for et utvidet kondensatanlegg som nå forelegges myndighetene for godkjenning. En slik løsning vil ha et betydelig høyere investeringsomfang, og det vil kreves et nytt tillegg til Troll PUD. OD ser det som sentralt at en utredning om en mulig utbygging av et NGL-anlegg på Kollsnes legges frem på et tidspunkt som gjør det mulig for myndighetene å ta stilling til om dette alternativet er å foretrekke fremfor det som legges til grunn i den aktuelle plan.

OD anbefaler at Kvitebjørngassen prosesseres på Kollsnes, og at de besparelser som er beskrevet i PUD vedlegget søkes realisert.

OD anbefaler at tillegg til Troll PUD godkjennes på følgende vilkår:

- Statoil må forelegge konklusjonene fra utredningene angående en mulig bygging av et NGL-ekstraksjonsanlegg på et tidspunkt som gjør at myndighetene kan ta stilling til om utbygging av NGL-ekstraksjonsanlegg er en bedre løsning enn det som er omtalt i den foreliggende løsningen med utvidelse av eksisterende anlegg på Kollsnes.

Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet støtter Oljedirektoratets vurdering av prosjektet. Departementet mener Kvitebjørn-utbyggingen er et modent prosjekt for utbygging. Det eksisterer ved siden av Kvitebjørn-feltet et betydelig resurspotensial i områdene rundt feltet. Gammafunnet (34/10-23) som ligger i nærheten av Kvitebjørn kan inneholde betydelige tilleggsressurser som kan utvinnes via Kvitebjørninstallasjonen. Både gassrørledningen og oljerørledningen vil kunne brukes til transport av annen olje og gass fra Tampen-området. Utbyggingen av Kvitebjørn bidrar derfor også til å legge til rette for en god ressursforvaltning i Tampen-området og bidrar til en ressursmessig god områdeløsning. Det er derfor sannsynlig at lønnsomheten i prosjektet vil kunne bli vesentlig bedre enn det som er lagt til grunn i dag.

Gassforhandlingsutvalget inngår salg av gass fra norsk kontinentalsokkel. Myndighetene beslutter hvilke felt som skal levere under de inngåtte gas-salgsforpliktelsene. Forsyningsutvalget, som består av 11 sentrale oljeselskap, er rådgiver for departementet i slike spørsmål. Forsyningsutvalget mener at forsyningssituasjonen og gjennomførte analyser over aktuelle felt viser at det ikke er nødvendig å foreta nye tildelinger av leveranseforpliktelser nå.

Imidlertid anbefaler noen selskap (bl.a. partnerne i Kvitebjørn) utbygging av feltet fordi det er det mest modne feltet, og det er muligheter for merverdier i utvikling av området rundt Kvitebjørn.

Departementet anser videre at feltet vil bidra til å øke fleksibiliteten i produksjonskapasiteten fra norsk sokkel. Utbyggingen av Kvitebjørn vil kunne være et viktig bidrag til å dekke et økende behov for gass i Europa. Utbyggingen av Kvitebjørn vil også kunne være et viktig bidrag til å sikre sysselsettingen i verftsindustrien.

2.5 Vederlagsfri overføring av statlig eiendom

I forbindelse med ilandføring av gassen fra Kvitebjørn til Kollsnes må det som før nevnt gjennomføres modifikasjoner på Kollsnes-anlegget. Kvitebjørn skal forestå en del av disse investeringene på Kollsnes (jfr. tabell 2.3), men eiendomsretten til det nye utstyret skal overføres vederlagsfritt til Troll-gruppen. Rettighetshaverne på Kvitebjørn skal beholde bruksrett.

SDØE deltar med 62,93 pst eierandel i Kollsnes. Verdien av SDØEs andel av investeringene som skal overføres vederlagsfritt fra Kvitebjørn til Kollsnes er beregnet til 190 mill. kroner. Det er utarbeidet en avtale mellom Kvitebjørn og Kollsnes som regulerer samarbeidet om mottak og prosessering av gassen fra Kvitebjørn, herunder spørsmålet om vederlagsfri overføring av eiendomsrett. Avtalen skal godkjennes av departementet. Departementet ber om fullmakt til å kunne godkjenne vederlagsfri overføring av eiendomsrett fra Kvitebjørn til Troll-gruppen.

2.6 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbygging av Kvitebjørn felt og rørledninger vil i inneværende år medføre om lag 113 mill kroner i investeringer og 3 mill kroner i kalkulatoriske renter for SDØE. Dette inngår i gjeldende budsjett under kapittel 2440 post 30 Investeringer og kapittel 5440 post 24 Driftsresultat og post 80 Renter.

2.7 Konklusjoner og vilkår

1. Departementet godkjenner at *Kvitebjørn* blir bygget ut i henhold til de planer for utbygging og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med bl.a. de merknader og vilkår som fremkommer i denne proposisjonen.

2. Departementet anbefaler Statoils tiltreden til plan for utbygging og drift av Kvitebjørn slik at selskapet kan delta i utbygging av feltet.

3. Departementet gir tillatelse til at *gasseksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes* blir bygget i henhold til de planer for anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med bl.a. de merknader og vilkår som fremkommer i denne proposisjonen.

4. Departementet gir tillatelse til at *oljerørledningen (Kvitebjørn Oljerør) fra Kvitebjørn til Troll Oljerør 2* blir bygget i henhold til de planer for anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med bl.a. de merknader og vilkår som fremkommer i denne proposisjonen.

5. Departementet gir sin tilslutning til at *Kollsnes-anlegget* modifiseres for mottak og behandling av Kvitebjørn gass i henhold til de planer for utbygging og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med bl.a. de merknader og vilkår som fremkommer i denne proposisjonen.

6. Kommunal- og regionaldepartementet er av den oppfatning at plan for utbygging og drift av Kvitebjørn, anlegg og drift av gassrørledning til Kollsnes og plan for anlegg og drift av Kvitebjørn Oljerør samt tillegg til Troll Plan for utbygging og drift kan gjennomføres innenfor forsvarlige sikkerhets- og arbeidsmiljømessige rammer.

7. Det vil bl.a. bli stilt følgende vilkår for godkjenning av plan for utbygging og drift av Kvitebjørn, plan for anlegg og drift av rikgass eksportørledning til Kollsnes, plan for anlegg og drift av Kvitebjørn Oljerør og tillegg til Troll Plan for utbygging og drift.

- Kvitebjørn tildeles rett til å levere gass under de inngåtte gassalgforpliktelsene med oppstart av leveranser fra 1. oktober 2004.
- Operatøren må når ny geofaglig kartlegging er ferdig, forelegge denne for myndighetene til vurdering. Kartleggingen forelegges Oljedirektoratet innen 1. januar 2001. Sammen med kartleggingen skal operatøren framlegge en forpliktende plan for avgrensning og utvinning av Kvitebjørn. En slik plan skal også omfatte borestrategi og en beskrivelse av endringer av reservoaregenskaper som følge av trykkfall.
- Operatøren skal vurdere om utvinning og avgrensning av feltet kan foregå mer rasjonelt hvis også segmentene utenfor (det nå definerte) utbyggingsområdet inkluderes som en del av Kvitebjørn utbyggingsområde.
- Departementet forbeholder seg retten til å stille vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene fra hele Kvitebjørn, basert på fremlegging av oppdaterte planer.

- Olje- og energidepartementet legger til grunn at operatøren benytter lav- NO_x -brennere hvis slik teknologi er kommersielt tilgjengelig for den turbin typen som skal benyttes på Kvitebjørn. Er ikke teknologien kommersielt tilgjengelig forutsettes det at operatøren legger til rette for eventuell senere ombygging av turbinene til lav NO_x . Operatøren forutsettes å ha nær dialog med Oljedirektoratet om denne problemstillingen.
- Operatøren skal utrede mulighetene for å øke rørdimensjonen for Kvitebjørn Oljerør. Utredningen med operatørens anbefaling må forelegges myndighetene for godkjenning.
- Statoil må forelegge konklusjonene fra utredningene angående en mulig bygging av et NGL-ekstraksjonsanlegg på Kollsnes på et tidspunkt som gjør at departementet kan ta stilling til om utbygging av et slik anlegg er en bedre løsning enn det som er omtalt i den foreliggende løsningen med utvidelse av eksisterende anlegg på Kollsnes.
- Eierfordelingen i rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerørledning fastsettes til å være den samme som for Kvitebjørn-lisensen ved innsendelse av PUD:
Den norske stats oljeselskap a.s. 80 pst.
(Hvorav statens direkte økonomiske engasjement 40 pst.)
Norsk Hydro Produksjon a.s 15 pst.
Elf Petroleum Norge A/S 5 pst.
Endringer i eierfordelingen i rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerørledning skal godkjennes av departementet. Dersom det oppstår langvarige endringer i gassgjennomstrømningen i rikgass eksportørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes eller i oljegjennomstrømningen i Kvitebjørn Oljerør, kan departementet når departementet mener at det foreligger ressursforvaltningsmessige grunner til det, kreve at dette gjenspeiles i eierfordelingen i rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og i Kvitebjørn Oljerør ved at eksisterende eiere kan pålegges å redusere sin eierandel. Dette kan også tilsi at nye selskaper kan bli eiere i gassrørledningen og i oljerørledningen.
Dersom partene ikke innen rimelig tid blir enige om en slik endret eierfordeling kan departementet justere eierandelene i gassrørledningen og i oljerørledningen, samt fastsette vilkårene for overdragelsen.
Departementet vil ikke pålegge vilkår for overdragelsen som gir lavere avkastning på foretatte investeringer enn den avkastning som etter departementets vurdering følger av inntjeningen eierandelen forventes å gi på bakgrunn av inngåtte avtaler og fremtidige forretningsmuligheter.
- Statoil skal være operatør for rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerør. Dersom det bestemmes at det skal foretas en gjennomgående omorganisering av gasstransportsystemet på norsk sokkel, forbeholder departementet seg retten til å skifte operatør for rikgass eksportørledning hvis det etter departementets vurdering anses som nødvendig for å oppnå en hensiktsmessig omorganisering. En slik gjennomgående omorganisering kan for eksempel være opprettelse av et uavhengig operatørselskap for rørledninger.
Når særlige grunner tilsier det kan departementet foreta et skifte av operatør. Departementet skal varsle om overføring av operatøroppgavene i rimelig tid, og kan gi bestemmelser for gjennomføringen og iverksettelsen av operatørovertagelsen.
Skifte av operatør skal godkjennes av departementet.
- Tillatelsen for de to rørledningene gis til og med 31. desember 2020.

Departementet kan forlenge tillatelsen etter søknad fra rettighetshaverne. Vilkårene for slik forlengelse fastsettes av departementet. Når tillatelsen utløper, oppgis eller tilbakekalles, kan departementet kreve at eiendomsretten til rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes vederlagsfritt skal tilfalle den norske stat.

- Departementet kan gi pålegg om at rørledningen skal tilknyttes andre rørledninger, at nye felt skal fases inn og at kapasiteten skal økes hvis hensynet til rasjonell drift eller andre samfunnsmessige hensyn tilsier det.
- Avtaler om salg av gass og avtaler om leveranser, behandling, transport og terminalytelser for gass og kondensat, skal godkjennes av departementet. Tillegg til, endring av, eller unntak fra slike avtaler skal godkjennes av departementet.

Dersom forslag til avtaler eller endringer av avtaler om transport av gass eller tilknytning av felt til rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerør ikke foreligger eller ikke godkjennes av departementet, kan departementet fastsette avtalene med vilkår.

Dersom departementet finner at viktige ressursforvaltningshensyn eller særlige grunner tilsier det, kan departementet kreve at avtaler skal reforhandles og forelegges for departementet for godkjenning. Dersom endringer i avtalene som følge av en slik reforhandling ikke foreligger eller ikke godkjennes av departementet, kan departementet fastsette virksomhetens organisering, tariffer og vilkår for øvrig.

3 Utbygging og drift av Grane med transportsystemer for olje og gass

3.1 Sammendrag

Olje- og energidepartementet legger med dette frem en proposisjon med tilråding om å fatte beslutning om utbygging og drift av oljefunnet Grane med transportsystemer for olje og gass. Norsk Hydro Produksjon a.s søkte den 23. desember 1999 departementet om godkjenning av plan for utbygging og drift av Grane og anlegg og drift av en oljerørledning fra Grane til Stureterminalen og en gassrørledning fra Heimdal til Grane. Planen omfatter produksjon av oljen fra Grane, eventuell produksjon av gass vil bli behandlet på et senere tidspunkt i en egen plan for utbygging og drift.

Rettighetshaverne i Grane er Norsk Hydro, Esso og Statoil. SDØE deltar med 43,6 prosent, basert på en fordeling mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelse 001 og 169B. Reserveene som er omfattet av plan for utbygging og drift av Grane utgjør 112 millioner Sm³ olje. Produksjonen fra Grane vil etter planen starte opp høsten 2003 og ha et platånivå i perioden 2005 til 2009 på i overkant av 200.000 fat per dag. Oljeproduksjonen fra Grane antas å vare frem til 2021. Etter gjeldende prognoser vil produksjonen fra Grane utgjøre om lag 6,5 prosent av norsk oljeproduksjon i 2005. Oljen vil bli produsert ved hjelp av importert gass (dvs. gass fra andre felt.) som vil bli injisert i feltet. En eventuell gassproduksjonsfase vil bli vurdert på et senere tidspunkt.

Flere utbyggingskonsepter for Grane har vært vurdert. Den valgte utbyggingsløsningen er en kombinert produksjons-, bore- og boligplattform. Oljen fra Grane vil bli transportert til Stureterminalen gjennom en 220 km lang rørledning. Fra Sture vil oljen bli lastet til skip over eksisterende kaianlegg. Gass til injeksjon og for bruk i gassturbinene vil bli transportert via Heimdal gjennom en egen rørledning.

Energiproduksjonen på plattformen er basert på to turbindrevne generatorer og en turbin for direkte drift av kompressorene. Den ene av disse turbinene skal kunne drives med både diesel og gass. Diesel vil bli brukt i de periodene hvor gass ikke er tilgjengelig. I de to turbinene som kun skal drives på gass vil det bli benyttet lav NO_x-teknologi. Lav-NO_x-teknologi er ikke kommersielt tilgjengelig for den turbinstørrelsen og typen som skal kunne benytte både gass og diesel på Grane. Norsk Hydro vil imidlertid legge til rette for installasjon av lav NO_x-teknologi slik at denne turbinen vil kunne oppgraderes på et senere tidspunkt.

For å optimalisere driften av elektriske motorer og redusere brennstofforbruket, vil det bli installert turtallsregulerte elektriske motorer der det er krav til store reguleringsområder. Videre vil det bli montert varmegjenvinningsenheter på hver av de tre gassturbinene. Det vil ikke bli faklet fra plattformen ved normal drift. De gjennomsnittlige utslippene per år av CO₂ i perioden fra 2004 til 2021 (oljeproduksjonsfasen) er beregnet til 226.000 tonn. Dette vil utgjøre

om lag 2 prosent av de forventede totale utslippene fra norsk sokkel i denne perioden.

Det produserte vannet vil normalt bli injisert i Utsiraformasjonen eller som trykkstøtte i reservoaret.

Grane er et tungoljefunn og konsekvensene av et akutt oljeutslipp kan derfor bli alvorligere enn ved andre felt, ettersom oljeflak vil kunne drive langt før det blir oppløst. Sannsynligheten for akuttutslipp er imidlertid svært liten. Valg av bekjempelsesmetode og krav til opptaksutstyr skal utredes og avklares med miljøvernmyndighetene før produksjonsstart.

Når det gjelder fiskerivirksomheten, legger operatøren opp til at både oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane skal være overtrålbare. Det vil bli satt vilkår om at utbygger skal avklare problemstillinger knyttet til valg av trase, legging og tildekking av oljerørledningen med fiskerimyndighetene, for å komme fram til løsninger som i tilstrekkelig grad ivaretar fiskeriinteressene.

Sysselsetningsvirkningen i Norge av utbyggingen av Grane er av Norsk Hydro beregnet til å være ca. 5000 årsverk i utbyggingsfasen og 7.500 årsverk i driftsfasen. I disse tallene inngår sysselsetningen i operatørselskapet og leveransegenerert sysselsetning. Konsumgenerert sysselsetning er ikke kvantifisert.

Forventede totale investeringskostnader for Grane, inkludert rørledningene og modifikasjon av landanleggene, er av Norsk Hydro oppgitt til 15,05 milliarder kroner. Norsk Hydro har også beregnet et høyt og et lavt kostnadsestimat som er sammenlignbart med et 90/10 og 10/90 estimat. Det høye og det lave estimatet er henholdsvis 20 prosent høyere og lavere enn forventningsverdien på 15,05 milliarder kroner, dvs. henholdsvis 12,04 og 18,06 milliarder kroner. Etter Oljedirektoratets oppfatning er Norsk Hydros kostnadsanslag realistisk.

Grane er lønnsomt å bygge ut. Departementets lønnsomhetsanalyse viser en nåverdi før skatt på 10,9 milliarder kroner (7 prosent diskonteringsrate). Analysen viser i tillegg at prosjektet er tilstrekkelig robust overfor lav oljepris og økte kostnader.

3.2 Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Grane

Nedenfor følger et sammendrag av hovedtrekkene i plan for utbygging og drift (PUD) av Grane. Departementets og Oljedirektoratets merknader til planen er inkludert i kapitlet. Alle tall er angitt i 1999 kr.

3.2.1 Søknad om utbygging og drift av Grane

Den 23. desember 1999 mottok departementet søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Grane. Planen omfatter produksjon av olje fra Grane, eventuell produksjon av gass vil bli behandlet på et senere tidspunkt i en egen plan for utbygging og drift.

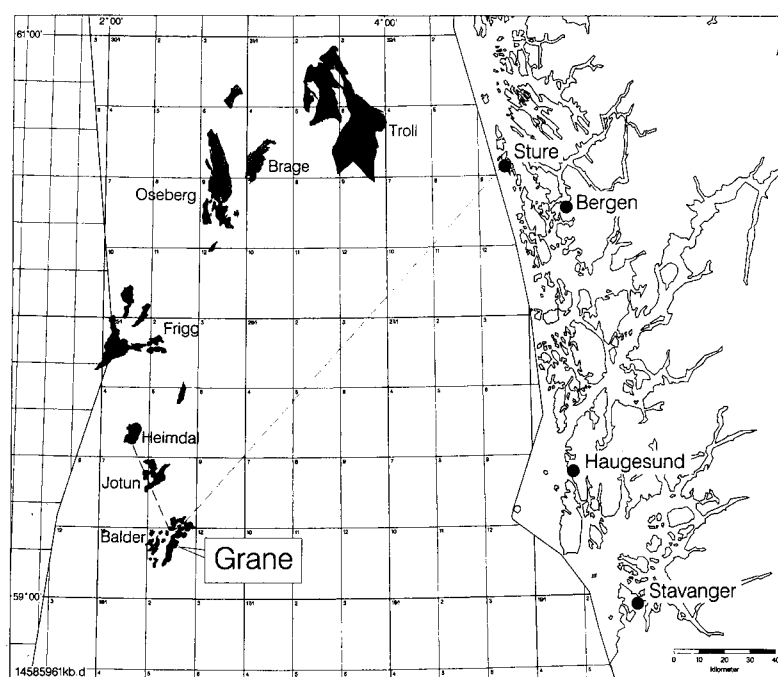
Departementet har innhentet uttalelser fra Oljedirektoratet vedrørende reservoarmessige, tekniske, miljømessige og økonomiske forhold. Kommunal- og regionaldepartementet har innhentet uttalelser fra Oljedirektoratet

angående sikkerhets- og arbeidsmiljømessige sider ved utbyggingen av Grane.

En utredning vedrørende de miljø-, fiskeri, og næringsmessige konsekvenser av utbyggingen er sendt på høring til de berørte departementer, fylkeskommunale- og kommunale myndigheter, samt interesse- og næringsorganisasjoner.

3.2.2 Beliggenheten av Grane

Granefunnet ligger i den sentrale delen av Nordsjøen i blokk 25/11, om lag 160 km fra Stavanger og øst for installasjonene på Balderfeltet. Feltet ligger på 128 m vanndyp. Lokaliseringen av Grane er vist i figur 3.1.



Figur 3.1 Beliggenheten av Grane.

Kilde: (Norsk Hydro)

3.2.3 Rettighetshavere

Hoveddelen av ressursene i Grane ligger i utvinningstillatelsene 169B, mens en mindre del er lokalisert i utvinningstillatelse 001. Utvinningstillatelse 001 ble tildelt i 1965 med Esso som operatør, mens utvinningstillatelse 169 ble tildelt i 1991 med Norsk Hydro som operatør. Ved departementets vedtak 7. april 2000 ble området for utvinningstillatelse 169 delt slik at det ble utstedt en ny utvinningstillatelse 169B for den delen av Graneforekomsten som lå i utvinningstillatelse 169.

I 1994 la myndighetene frem et tilbud om umiddelbar og endelig utøvelse av økt statlig deltakelse for Grane (tidligere benevnt Hermodfeltet) med virkning fra 1. januar 1995. Ved behandlingen av St.prp. nr. 25 (1994-95) om utbygging og drift av Nornefeltet og økt statlig deltagelse i enkelte felt, ga Stortinget sin tilslutning til økt statlig deltagelse i Grane. I 1995 utøvde så staten fast økt

andel i den delen av Granefunnet som lå i utvinningstillatelse 169. Samtidig som det ble utøvd fast økt andel, forbeholdt staten seg en rett til å justere området for fast økt andel dersom det senere viste seg at Granefunnet hadde en større utstrekning. For at området med økt statlig andel i størst mulig grad skulle dekke Graneforekomsten slik den er definert i dag, traff departementet 27. mars 2000 vedtak om justering av området for fast økt andel i utvinningsstillatelse 169.

En samordningsavtale for Granefeltet mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 001 og 169B ble inngått den 30. mars 2000. Samordningsavtalen ble godkjent av departementet den 13. april 2000. I samordningsavtalen er det forutsatt at fordelingen av eierinteressene vil bli redeterminert.

Rettighetshavere og andeler i Grane er som vist i tabell 3.1.

Tabell 3.1: Rettighetshavere og eierinteresser i Grane (H-struktur)

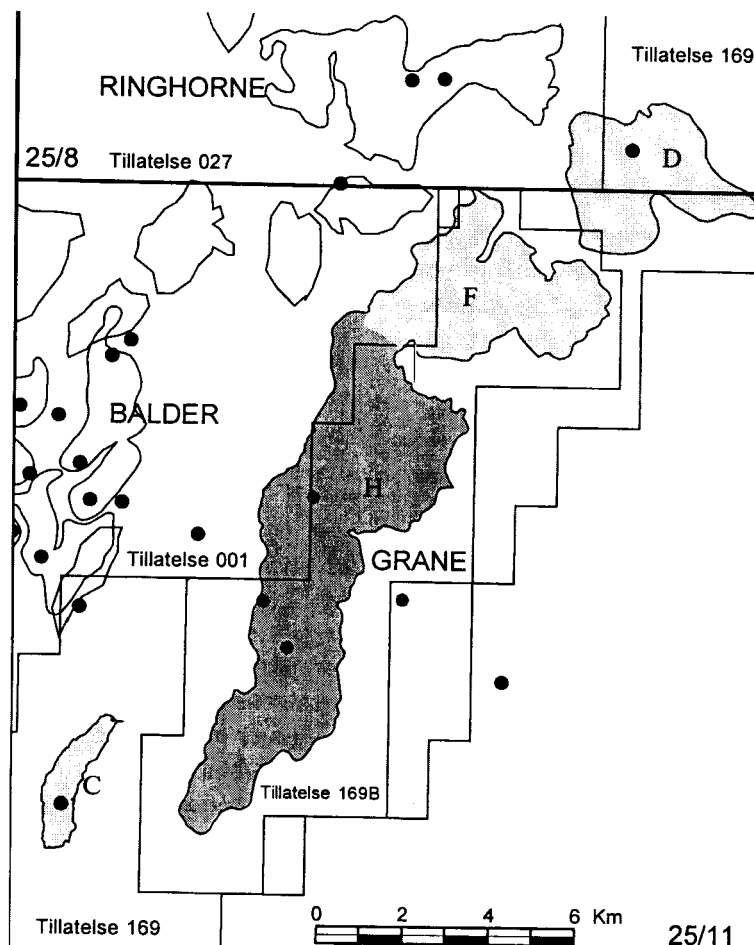
Rettighetshavere	Andeler	SDØE
Den norske stats oljeselskap a.s	50 pst.	(43,6) pst.
Norsk Hydro Produksjon AS	24,4 pst.	
Esso Exploration and Production Norway A/S	25,6 pst.	

3.2.4 Reserver og geologi

Grane består av en hovedstruktur og noen tilleggsstrukturer. Hovedstrukturen er relativt flat, og reservoaret er godt definert på seismikk. Tilstedeværende ressurser i hovedstrukturen (H-strukturen) er beregnet til 205 millioner Sm³ olje. I tillegg kommer ca. 10 millioner Sm³ i F-området, ca. 10 millioner Sm³ i C-strukturen og ca. 19 millioner Sm³ i D-strukturen. Oljen i C- og D-strukturen er påvist gjennom boring. Oljen er tung og har høy viskositet. Den ligger i en dybde av ca. 1750 m under havet i et sandsteinreservoar av tertiær alder.

Operatøren har estimert de utvinnbare ressurser til 112 millioner Sm³ olje, dvs. en utvinningsgrad på 54,5 prosent. Oppside- og nedsidevolumer for utvinnbare ressurser er av Norsk Hydro beregnet til henholdsvis 141 og 85 millioner Sm³. Utvinningsgraden er forbundet med usikkerhet blant annet på grunn av oljens spesielle egenskaper. Reservoaregenskapene er imidlertid gode, det vil si at sanden er homogen med høy porøsitet og permeabilitet. Resultatene fra prøveutvinningen som ble utført sommeren 1996, tyder på at feltet er uten dominerende strømningsbarrierer.

I tillegg til de påviste C- og D-strukturene og den uborede F strukturen, ligger det flere uborede prospekter i utvinningstillatelse 169 og tilgrensende områder. De fleste av disse prospektene er små og avhengige av å bli produsert ved hjelp av eksisterende installasjoner. For noen av disse prospektene er det flere mulige alternativer for tilknytning (Grane, Balder og Ringhorne).



Figur 3.2 Funn og prospekter i Grane

Kilde: (Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet mener Norsk Hydro har gjort et godt geofaglig arbeid. I forhold til hovedreservoarets størrelse mener imidlertid direktoratet at brønndekningen er dårlig, med bare tre lete- og avgrensningsbrønner og en horisontalbrønn med langtidstest. På den annen side gir den seismiske kartleggingen og dataene fra prøveutvinningen et godt bilde av utbredelsen av hovedreservoaret, slik at det er stor enighet om beregningen av tilstedeværende ressurser. Det foreligger imidlertid usikkerhet med hensyn til avgrensningen av hovedreservoaret og eventuell kommunikasjon internt i feltet og mot andre felt. Etter direktoratets oppfatning er det derfor viktig å påse at forbøringsprogrammet, som skal gjennomføres før produksjonsinnretningen plasseres på feltet, ivaretar behovet for å øke forståelsen for disse forhold. Oljedirektoratet anbefaler derfor at plan for utbygging og drift av Grane godkjennes med følgende vilkår:

- Før forboringen av Granefunnet starter må operatøren legge frem en plan for datainnsamling i forbøringsfasen. Planen skal godkjennes av myndighetene, og det vektlegges at gjennomføringen av forboringen må ivareta intensjonen om å innhente data om utstrekning av og kommunikasjon i

reservoaret.

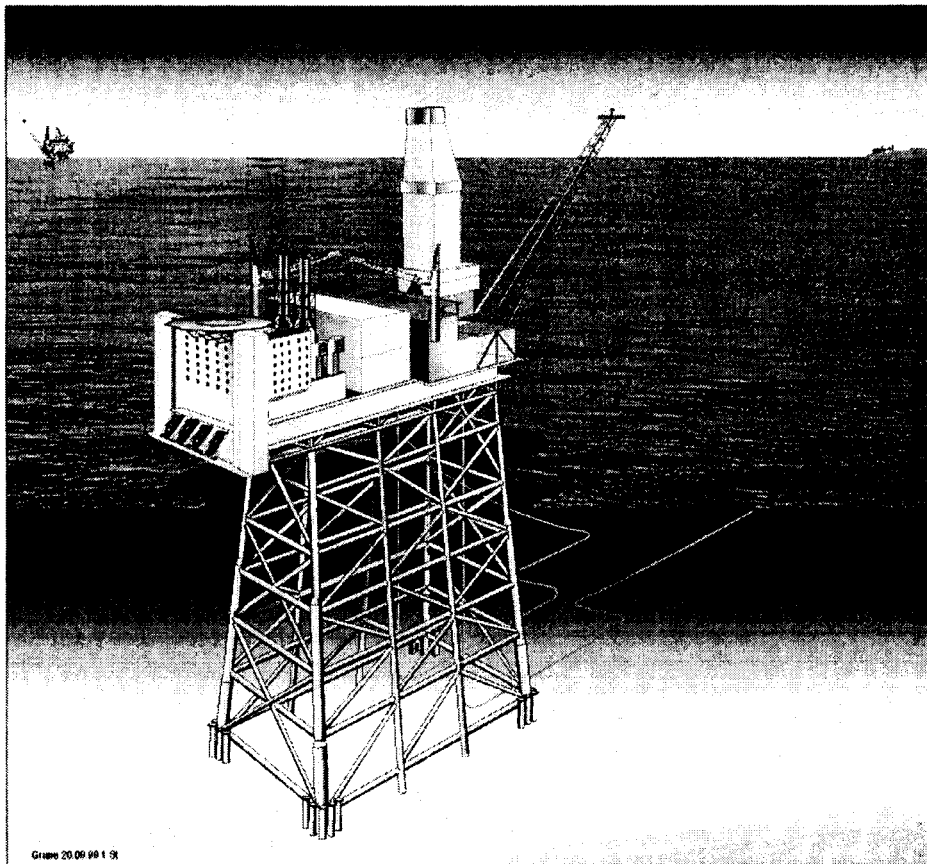
Olje- og energidepartementet slutter seg til *Oljedirektoratets* anbefaling.

3.2.5 Utbyggingsløsning

Operatøren har vurdert flere mulige plattformkonsepter. Det har vært vurdert utbygging med to innretninger; en for boring og en for prosess og boligkvarter. Videre er det vurdert understell av betong for en fullt integrert innretning. Konseptene er vurdert ut fra økonomi, miljø og fleksibilitet i forhold til reservoarforhold, bore- og overvåkingsforhold og mulighet til senere innfasing av andre reservoarer.

Grane skal i følge den fremlagte planen bygges ut med en fullt integrert innretning med boring, full prosess og boligkvarter for 130 personer. Innretningen vil ha et stålundestell som vil bli pelet til undergrunnen. Konseptet med én plattform fremfor en delt løsning ble valgt av økonomiske og driftsmessige grunner. I følge operatøren er det ingen vesentlige forskjeller med hensyn til konsekvenser for natur og miljø mellom de konseptene som har vært vurdert.

For øvrig vil innretningen bestå av enheter for gassinjeksjon, gassløft, vanninjeksjon, kraftgenerering, gassimport og oljeeksport. Oljen vil etter planen bli transport i en rørledning til Stureterminalen. Distansen mellom Grane og Stureterminalen er 220 km. Injeksjonsgass vil bli importert fra innretningen på Heimdalfeltet i en 50 km lang rørledning. Figur 3.3 viser utbyggingsløsningen på Grane.



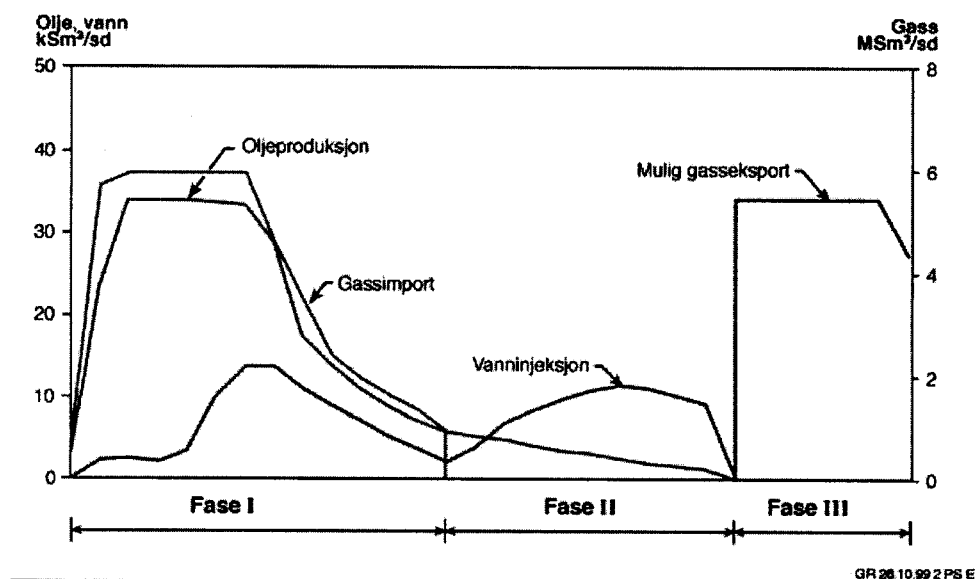
Figur 3.3 Plattformen på Grane

Kilde: (kilde: Norsk Hydro)

Oljedirektoratet har ingen innvendinger mot det valgte konseptet med integrert innretning med stålunderstell og utstyr for boring og full prosessering av olje, vann og gass. Løsningen har etter Oljedirektoratets oppfatning tilstrekkelig fleksibilitet med hensyn til antall brønner som kan bores og knyttes til plattformen. Det er også lagt til rette for eventuell fremtidig innkopling av undervannsinnretninger.

3.2.6 Produksjon

Produksjonsoppstarten fra Grane vil i følge planen skje høsten 2003. Planlagt produksjonsprofil for Grane er vist i figur 3.4.



Figur 3.4 Planlagt produksjonsprofil for Grane

Kilde: (kilde: Norsk Hydro).

Oljeproduksjonen fra Grane vil være på platå fra 2005 til 2009. Platåproduksjonen vil være i overkant av 200.000 fat per dag. Gassinjeksjon er valgt som utvinningsstrategi. Gassen må importeres, ettersom det kun er ubetydelige mengder gass tilgjengelig i reservoaret. Det er beregnet et behov for import av gass på 18,6 milliarder Sm³. Rettighetshaverne har forhandlet med GFU om kjøp av gass. Det er hittil inngått en prinsippavtale med GFU om leveranser av deler av dette volumet. Naturgassen vil bli injisert oppe i reservoaret og oljen produseres i horisontale produsenter plassert lavt i oljesonen.

Vann- og CO₂-injeksjon har vært vurdert som alternative utvinningsstrategier. Vanninjeksjon ble ikke valgt på grunn av at dette alternativet ville gi betydelig lavere utvinningsgrad enn gassinjeksjon. Mulighetene for CO₂-injeksjon var knyttet opp mot bygging av et kraftanlegg på land (Hydrokraft), og falt bort som alternativ da Norsk Hydro utsatte kraftverksplanene. Utvinning ved injeksjon av naturgass og CO₂ var sammenlignbare med hensyn til ressursutnyttelse.

Produksjonsstrategien til Grane består av tre faser:

Fase I

Oljeproduksjon med gassinjeksjon for trykkvedlikehold. Importgass injiseres i reservoaret sammen med produsert gass for å erstatte oljen som produseres. Produsert vann reinjiseres fordelt mellom reservoaret og Utsiraformasjonen.

Fase II

Oljeproduksjonen med gassinjeksjon og vanninjeksjon for trykkvedlikehold. Produsert gass reinjiseres, ingen gassimport. Vann produsert fra Utsira samt produsert vann injiseres i reservoaret for å erstatte oljen som produseres.

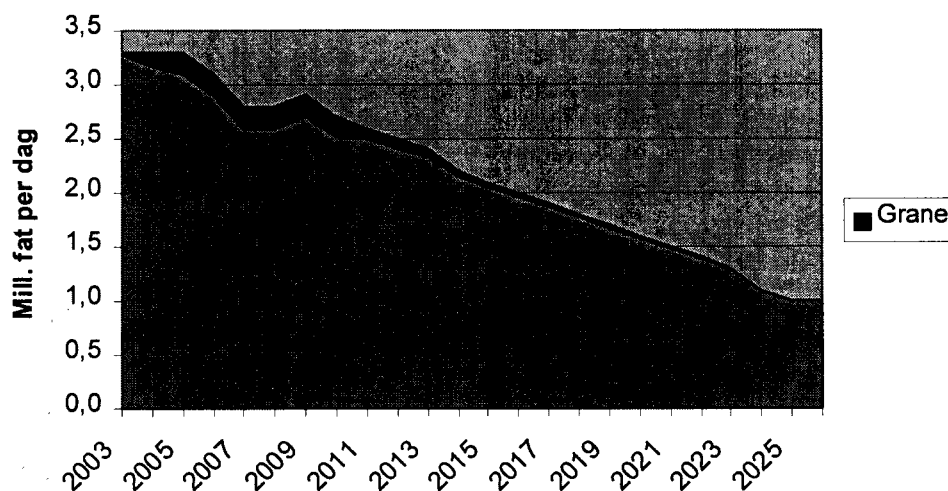
Fase III

Mulig gassproduksjons- og eksportfase. Det er beregnet at en vil kunne tilbakeprodusere og eksportere ca. 13 milliarder Sm^3 av den gassen som vil bli injisert.

Fase III er ikke omfattet av planen ettersom rettighetshaverne ikke ønsker å forplikte seg til en fase såpass langt frem i tid.

Oljen vil bli produsert med 26 horisontale brønner. Dette er brønner med horisontale seksjoner på opp til 3000 meter. Det er planlagt å bore 10 brønner før produksjonen starter, 8 produsenter og 2 injektorer.

Figur 3.5 viser prognosen for den samlede oljeproduksjonen fra norsk sokkel frem til 2027 og andelen av denne produksjonen som antas å komme fra Grane.

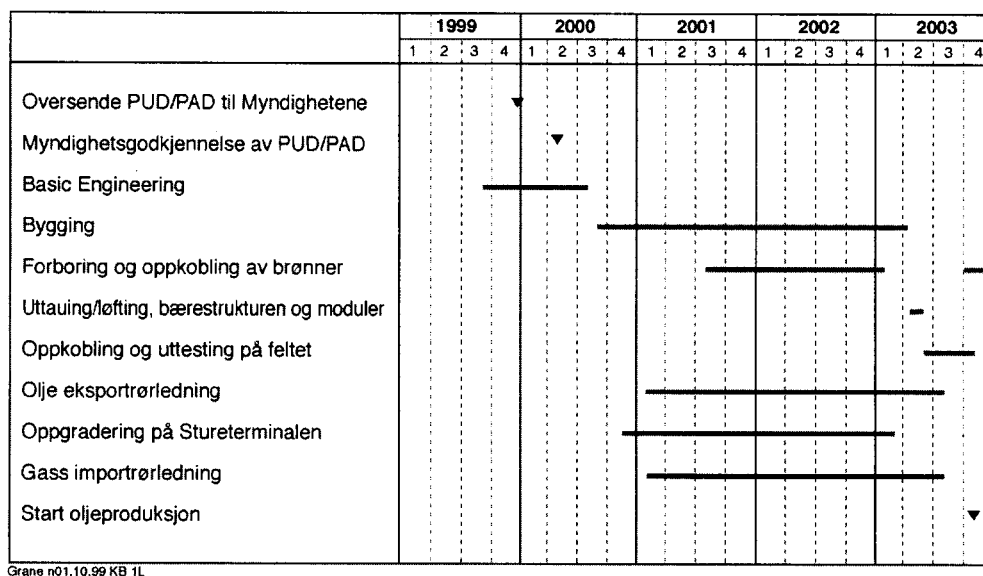


Figur 3.5 Prognosen for oljeproduksjonen fra norsk sokkel frem til 2027 og andelen av denne produksjonen som antas å komme fra Grane.

Oljedirektoratet har ingen innvendinger mot utvinningsstrategien for Grane. Direktoratet vil imidlertid peke på at det er grunn til å tro at det er trykkkommunikasjon gjennom en stor vannsone til reservoarene i Balder og Ringhorne. Det er også en mulighet for at det er kommunikasjon mellom feltene i en gassone over reservoarene. For å sikre at ikke produksjonen på et felt får negative konsekvenser for produksjonen på et annet felt, fremhever derfor direktoratet at det er viktig at operatørene i Balder, Ringhorne og Grane jevnlig utveksler data om utviklingen av trykket i reservoarene, og produserer feltene slik at det oppnås en optimal produksjon fra området.

3.2.7 Gjennomføring

Norsk Hydro vil som operatør for Grane forestå utbygging og drift av installasjonen på Grane. Fremdriftsplanen for prosjektering, bygging og installasjon av plattformen og transportsystemene er vist i figur 3.6.



Figur 3.6 Fremdriftsplan for Grane

Kilde: (Kilde Norsk Hydro)

Produksjonsstart er planlagt til oktober 2003. Dette gir en tidsramme for planlegging og gjennomføring av utbyggingen på 45 måneder fra innlevering av plan for utbygging og drift.

Det er lagt vekt på å gjennomføre et grundig prosjekteringsarbeide i forkant av utlysingen og tildelingen av kontrakter. Dette er gjort for å redusere usikkerheten i byggefasen. Denne aktiviteten er benevnt som «basic engineering» i figur 3.6.

For å sikre rask produksjonsoppbygging, planlegges som før nevnt forboring av totalt 10 produksjons- og injeksjonsbrønner. Dette arbeidet vil bli utført i parallell med prosjektering og fabrikasjon av plattformens understell og moduler.

Plattformens understell planlegges fabrikert som en stålkonstruksjon på et egnet verft og overføres til en lekter som slepes ut til feltet. Understellets størrelse krever at det sjøsettes fra lekteren og manøvreres på plass ved hjelp av et kranfartøy.

Modulene bygges som mest mulig komplette enheter ved byggeplass, før uttauing og oppkobling på understellet. Følgende moduler er planlagt: produksjonsmodul, modul for kraftgenerering og boligkvarter/helikopterdekk, boremodul og fakkell.

Tildelingen av kontraktene for modulene vil etter planen skje høsten 2000.

Fabrikasjon og utprøving av systemene vil så langt som mulig bli foretatt før uttauing, for å minimalisere arbeidsomfanget i installasjonsfasen på feltet.

Oljedirektoratet har sammenlignet tidsplanen med andre sammenlignbare prosjekter, og anser denne for å være realistisk.

3.2.8 Investeringer

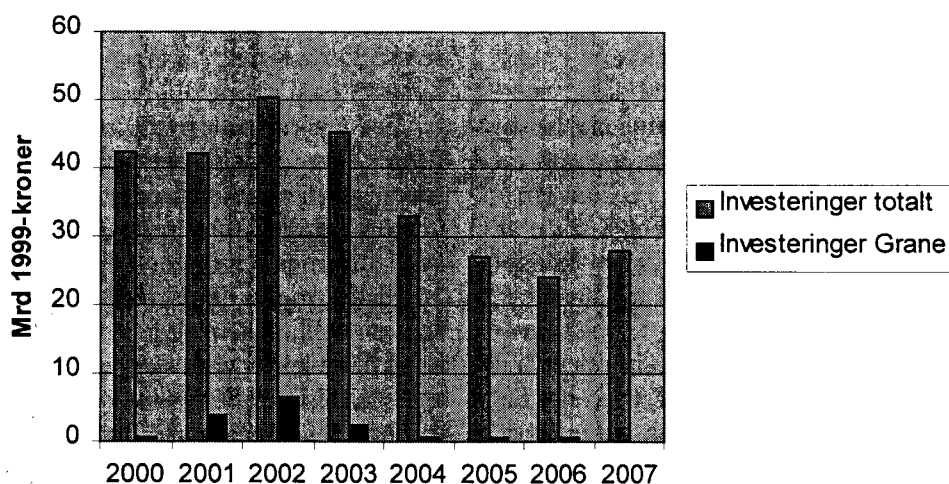
Forventede totale investeringskostnader for Grane er av Norsk Hydro oppgitt til 15,05 milliarder kroner. Forventningsverdien inkluderer kostnader for boring, rørledninger og modifikasjoner på innretningen på Heimdal og anleggene på Stureterminalen. Fordelingen av kostnadene er vist i tabell 3.2.

Tabell 3.2: Fordelingen av investeringskostnadene på Grane

Kostnadselement	Kostnader
Dekksanlegg	6428
Understell	950
Oljerør og landfall	1858
Gassrør	307
Boring	3045
Prosjektstyring, marine operasjoner og tidlige investeringer	1941
Modifikasjoner på Heimdal	180
Modifikasjoner på Stureterminalen	340
Totalt	15050

Norsk Hydro har beregnet et høyt og et lavt kostnadsestimat som er sammenlignbart med et 90/10 og 10/90 estimat. Det høye og det lave estimatet er henholdsvis 20 prosent høyere og lavere enn forventningsverdien på 15,05 milliarder kroner, dvs. henholdsvis 12,04 og 18,06 milliarder kroner. Beregningen av usikkerhetsspennet er basert på Norsk Hydros historiske data for kostnadsestimater av liknende kvalitet og definisjon.

Figur 3.7 viser investeringsprofilen for Grane. Sammenholder man investeringene på Grane med de totale forventede investeringene på norsk sokkel i det aktuelle tidsrom, utgjør investeringene i Grane på det meste om lag 13 prosent.



Figur 3.7 Investeringsprofilen for Grane sammenholdt med totale investeringer på norsk sokkel i henhold til prognosen i nasjonalbudsjettet for 2000.

Oljedirektoratet har vurdert Norsk Hydros kostnadsestimat og mener det er realistisk.

3.2.9 Lønnsomhetsberegninger

Både operatørens og departementets lønnsomhetsberegninger presenteres i det følgende.

3.2.9.1 Operatørens lønnsomhetsberegninger

Operatøren har lagt følgende forutsetninger til grunn for sine lønnsomhetsberegninger i et basistilfelle:

- Oljepris: 14 USD per fat
- Dollarkurs: 7 kroner per USD
- CO₂-avgift: 0,70 kr/Sm³
- Prisstigning: 2,5 prosent
- Produksjonsperiode: 2003-2021
- Fastverdi og diskonteringsår: 1999
- Oljeproduksjon: 112 millioner Sm³
- Gassimport: 18,6 milliarder Sm³

Operatøren har inkludert nedstengnings- og fjerningskostnader i sine beregninger og disse er estimert til 1430 millioner kroner. Operatøren har videre i sine beregninger lagt til grunn at oljen fra Grane oppnår en noe lavere pris enn Brent Blend kvalitet, pga. stort innslag av tunge komponenter og høyt syretall. Prisstraffen er av operatøren anslått til 2,8 USD per fat ved en markedspris på 14 USD per fat Brent Blend olje.

Tabell 3.3 viser operatørens lønnsomhetsbilde for Grane.

Tabell 3.3: Operatørens lønnsomhetsberegninger for Grane prosjektet

	Nåverdi 7 pst	Nåverdi 10 pst	Internrente	Balansepris 10 pst
Før skatt	6600	3600	15,8 pst	12 USD/fat
Etter skatt	2210	890	12,7 pst	12,3 USD/fat

3.2.9.2 Departementets lønnsomhetsberegninger for prosjektet

Operatørens produksjons-, kostnads- og investeringsprofil er lagt til grunn i departementets lønnsomhetsberegninger. Departementets beregninger er videre basert på forutsetningene i nasjonalbudsjettet for 2000. Oljeprisforutsetningen i den aktuelle perioden i nasjonalbudsjettet for 2000 er 120 1999 kr fra 2001 til 2007, 100 2000 kr fra 2008 og ut perioden. For å ta hensyn til oljens lavere kvalitet har departementet valgt å legge inn en prisreduksjon tilsvarende den reduksjonen som operatøren har lagt til grunn. Departementet har også tatt hensyn til gassproduksjonsfasen. Tabell 3.4 viser resultatet av departementets nåverdiberegninger. Alle tall er før skatt. Det er også gjort beregninger av prosjektets nåverdi ved en oljepris på 123 kr flatt utover i tid, ved 20 prosent lavere oljepris enn forutsatt i basistilfellet og ved 20 prosent høyere investeringer i utbyggingsfasen. Gjeldende CO₂-avgift er inkludert som kostnad (70 øre/Sm³).

Tabell 3.4: Departementets lønnsomhetsberegninger for Grane

	Nåverdi 7 pst	Nåverdi 10 pst	Internrente	Balansepris 10 pst

Tabell 3.4: Departementets lønnsomhetsberegninger for Grane

Basis	10932	6978	20,8 pst	10 USD/fat
123 kr flatt	15189	10106	23,9 pst	
20 pst lavere priser	4314	1781	13,1 pst	
20 pst økte investeringskostnader	8496	4738	16,5 pst	10,9 USD/fat

Olje- og energidepartementets beregninger viser at utbyggingen av Grane er lønnsom. Departementet mener i tillegg at prosjektet er robust overfor lav oljepris og økte kostnader.

3.2.10 Disponering av innretningene

I følge basistilfellet vil produksjonen på Grane vare frem til 2032, iberegnet gassproduksjonsfasen. Ved avvikling av feltvirksomheten legger operatøren opp til at alle brønner tettes, og at brønnutstyr fjernes og bringes til land for enten gjenbruk eller deponering. Disponeringen av innretningene vil skje i henhold til gjeldende retningslinjer. Det legges opp til at følgende operasjoner kan bli gjennomført:

- demontering og transport til land av utstyr og strukturer på dekket
- fjerning og demontering av plattformen, inkludert hele eller deler av bærestrukturen avhengig av tilgjengelig teknologi.

Fjerningskostnadene er anslått til 1430 mill kroner.

Departementet vil understreke at disponeringen av innretningene vil bli regulert av lovgivning og retningslinjer som gjelder på det tidspunkt disponering vil skje.

3.2.11 Sikkerhet og arbeidsmiljø

Kommunal- og regionaldepartementet har innhentet uttalelse fra Oljedirektoratet vedrørende arbeidsmiljø- og sikkerhetsmessige sider ved den totale utbyggingen, dvs. inkludert oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra innretningen på Heimdal til innretningen på Grane. Etter Oljedirektoratets vurdering kan prosjektet gjennomføres på en sikkerhets- og arbeidsmiljømessig forsvarlig måte. Kommunal- og regionaldepartementet slutter seg til Oljedirektoratets vurdering.

3.2.12 Lokalisering av drifts- og baseenhet

Driftsorganisasjonen for Grane vil holde til i Norsk Hydros kontorer på Sandsli i Bergen. Hovedbasen for forsyninger til Grane vil være Hydros base på Mongstad.

3.3 Plan for anlegg og drift av oljerørledning fra Grane til Sture

Plan for anlegg og drift (PAD) for oljerørledningen fra innretningen på Grane til Stureterminalen ble oversendt Olje- og energidepartementet samtidig med PUD for Grane, dvs. den 23. desember 1999. Departementet har innhentet uttalelser fra Oljedirektoratet vedrørende ressursmessige, tekniske og økonomiske forhold. Oljerørledningen er inkludert i konsekvensutredningen for

Grane som er sendt på høring til de berørte departementer, fylkeskommunale- og kommunale myndigheter, samt interesse- og næringsorganisasjoner.

Den planlagte oljerørledningen fra installasjonen på Grane til Stureterminalen vil være 220 km lang, fordelt med 212,5 km i havet og 7,5 km på land. Endelig rørledningstrase er ikke fastlagt. Se for øvrig figur 3.1.

Rørledningen vil kobles opp mot et stigerør på plattformen på Grane og benytte seg av samme landfallstunnel og løpe parallelt med Oseberg transport system på land. Sluser for sending og mottak av renseverktøy vil bli montert på henholdsvis plattformen på Grane og Stureterminalen.

PUD for Grane innebærer en forventet oljeproduksjon på 112 millioner Sm³, hvor platåproduksjonen vil ligge på rundt 34.000 Sm³ per døgn. Rørledningen vil bli designet for å kunne transportere dette volumet. Operatøren vil vurdere rørledningsdimensjonen nærmere. Det vurderes å øke dimensjonen fra 28 til 30 tommer, blant annet for å gi økt fleksibilitet i forhold til innfasing av oljevolumer fra nærliggende felt og prospekter.

Stureterminalen er lokalisert på Stura på øya Alvøy, 40 km nord for Bergen. Norsk Hydro er operatør på terminalen. Oljen fra Grane fraktes til Stureterminalen for lagring, måling og utskipping. En lagringskapasitet på mellom 218.000 m³ og 238.000 m³ stilles i utgangspunktet til rådighet for oljen fra Grane. Ytterligere utvidelser av lagringskapasiteten er mulig, men ingen forutsetning for lagringen av oljen fra Grane.

Eierinteressene i rørledningen er de samme som for det samordnede Granefeltet, se tabell 3.1.

Forventede investeringskostnader er beregnet til 2198 millioner kroner, fordelt med 1858 millioner kroner på rørledningen og 340 millioner kroner på modifikasjoner på Stureterminalen.

Etter *Oljedirektoratets* oppfatning burde PAD for rørledningen fra Grane til Stureterminalen inneholde vurderinger knyttet til sammenhengen mellom kapasitet, driftskostnader, investeringskostnader, utslipp til luft og rørdiameter. Det vil være en sammenheng mellom merkostnaden i en økning av rørdiameteren og reduserte utslipp til luft, samt brenselsutgifter og mulighet for høyere platåproduksjon.

Disse vurderingene bør gjøres for å få frem helheten i den totale utbyggingsløsningen. På denne bakgrunn anbefaler derfor direktoratet at oljeeksportrøret mellom Grane og Stureterminalen godkjennes med følgende vilkår:

Operatøren må legge frem en rapport for godkjenning av Olje- og energidepartementet innen 01.09.2000. Rapporten må omfatte en vurdering av følgende forhold:

- rørdiameter og transportkapasitet
- investerings- og driftskostnader
- energiforbruk og utslipp til luft
- områdevurdering med hensyn på installasjon av oppkoblingsmulighet for tredjepart.

Olje- og energidepartementet slutter seg til *Oljedirektoratets* anbefaling.

3.4 Plan for anlegg og drift av gassrørledning fra Heimdal til Grane

Plan for anlegg og drift (PAD) for gassrørledningen fra stigerørsplattformen på Heimdalfeltet til plattformen på Grane ble oversendt Olje- og energidepartementet samtidig med PUD for Grane, dvs. den 23. desember 1999. Departementet har innhentet uttalelser fra Oljedirektoratet vedrørende ressursmessige, tekniske og økonomiske forhold. Gassrørledningen er inkludert i konsekvensutredningen for Grane som er sendt på høring til de berørte departementer, fylkeskommunale- og kommunale myndigheter, samt interesse- og næringsorganisasjoner.

Den planlagte gassrørledningen fra stigerørsplattformen på Heimdal til plattformen på Grane vil være 50 km lang. Se for øvrig figur 3.1.

Rørledningen vil kobles til de to plattformene via fleksible endestykker. På begge plattformene er det planlagt plassert nødavstengningsventiler og nødvendig utstyr for rensing (pigging). Dimensjonen på rørledningen vil være 18 tommer.

Kapasiteten i rørledningen skal sikre Grane optimale produksjonsbetingelser, samt tilby en kostnadseffektiv dekning av gassimportbehovet. Operatøren forventer ikke etterspørsel fra andre (tredjeparter) om transportkapasitet i rørledningen.

Rørledningen vil inngå som en integrert del av Graneutbyggingen og eies av Grane unit, se tabell 3.1.

Forventede investeringskostnader er beregnet til 487 millioner kroner, fordelt med 307 millioner kroner på rørledningen og 180 millioner kroner på modifikasjoner på stigerørsplattformen på Heimdal.

Oljedirektoratet mener at den valgte løsningen er god.

Løsningen oppfyller nødvendige krav til operasjonalitet og fleksibilitet. Driftsmessig innebærer løsningen at operatøren for Grane vil kunne optimere driften på Graneinstallasjonen. Løsningen sikrer at oljeproduksjonen ikke vil bli styrt av kapasiteten på gassimporten.

3.5 Konsekvensutredning

3.5.1 Innledning

I henhold til lov 29. november 1996 nr 72 om petroleumsvirksomhet § 4-2, jf. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 flg., og petroleumsløven § 4-3, jf. forskriften § 29, har operatøren utarbeidet en konsekvensutredning. I samarbeid med Miljøverndepartementet er det besluttet ikke å kreve konsekvensutredning etter Plan- og bygningsloven.

Utredningen gir en oversikt over de konsekvenser og virkninger en gjennomføring av plan for utbygging og drift og planer for anlegg og drift antas å få for annen næringsvirksomhet og allmenne interesser, herunder naturmiljøet. Utredningen viser blant annet hvordan hensyn til miljø- og fiskerimessige forhold er ivarettatt og kan ivaretas gjennom utformingen av tekniske løsninger. Utredningen angir videre rettighetshavernes forslag til avbøtende tiltak.

Konsekvensutredningen har vært sendt på høring til berørte parter, herunder departementer, fylkeskommuner og kommuner samt nærings- og interesseorganisasjoner. Høringsuttalelsene er formidlet til operatøren. Oppføl-

ging vil skje i henhold til gjeldende lover og forskrifter. I det følgende gis et sammendrag av de miljø- og fiskerimessige konsekvenser av utbyggingen, samt kommentarer fra høringsinstansene.

Operatørene for petroleumsfeltene i Nordsjøen har utarbeidet en regional konsekvensutredning for området (RKU Nordsjøen). Formålet med denne utredningen er å bidra til en mer helhetlig forståelse og innsikt i de regionale effektene av petroleumsaktivitene i Nordsjøen. Videre er målsettingen at den skal effektivisere utredningsarbeidet i forbindelse med de kommende utredningene i området.

RKU Nordsjøen har vært sendt på høring til berørte parter. Olje- og energidepartementet har i brev datert 17. desember 1999 til operatørene lagt til grunn at denne, sammen med et vedlegg der høringsuttalelsene til utredningen er behandlet, kan benyttes som grunnlag for feltspesifikke konsekvensutredninger i Nordsjøområdet. Norsk Hydro har i sin konsekvensutredning for Grane valgt å benytte RKU Nordsjøen som grunnlag. RKU Nordsjøen er spesifikt benyttet som grunnlagsmateriale ved vurdering av effekter av produsert vann og regionale prognoser over utslipp av produsert vann og utslipp til luft (CO₂, NO_x, SO_x og VOC).

3.5.2 Miljø- og fiskerimessige forhold

3.5.2.1 Konsekvenser for utslipp til luft

På Grane skal gass komprimeres for injeksjon i feltet. I tillegg vil det være energiforbruk knyttet til prosessering, oljepumper, vanninjeksjon og generell drift av innretningen. Kraftproduksjonen på Grane er anslått til om lag 50 MW og vil være basert på tre gassturbiner, dvs. to gassdrevne lav-NO_x turbiner for henholdsvis kraftgenerering og gasskompresjon, samt en gass og dieseldrevet turbin for kraftgenerering. På den sistnevnte turbinen vil det bli tilrettelagt for ettermontering av lav-NO_x når denne teknologien er kommersielt tilgjengelig. Det er i tillegg et stort behov for varme på Grane (om lag 65 MW). Dette varmebehovet vil bli dekket gjennom utnyttelse av spillvarme fra kraftproduksjonen og intern varmegjenvinning i prosessen.

De gjennomsnittlige utslippene per år av CO₂ i perioden fra 2004 til 2021 (oljeproduksjonsfasen) er beregnet til 226.000 tonn. Dette vil utgjøre om lag 2 prosent av de forventede totale utslippene fra norsk sokkel i denne perioden. Tilsvarende verdier for utslipp av NO_x er angitt til 341 tonn per år, noe som vil utgjøre om lag 1 prosent av de forventede totale utslippene av NO_x fra norsk sokkel i perioden fra 2004 til 2021. Det vil ikke bli faklet fra plattformen ved normal drift.

Forsyning av kraft fra land ble vurdert av Norsk Hydro våren 1999. Konklusjonen av denne vurderingen var at elektrisitetsforsyning fra land var teknisk gjennomførbar, og økonomisk sammenlignbar med kraftproduksjon på plattformen. Tiltakskostnaden ble beregnet til 169 kroner per tonn gitt at all kraften kommer fra utslippsfri kraft. Realisering av en såvidt lang kabel ville imidlertid medføre en ikke ubetydelig risiko. Det finnes ikke referanseanlegg av tilnærmelsesvis tilsvarende lengde og med så store kraftmengder. Videre var nettforholdene til Karmøy ikke akseptable for Grane ut fra et regularitets-hensyn. På bakgrunn av dette vurderte rettighetshaverne på Grane kraft fra land som et mindre aktuelt alternativ.

Kostnaden for plattformen på Grane ble den gang beregnet til 10,27 milliarder kroner og utbyggingen ble ikke ansett som tilstrekkelig økonomisk robust av rettighetshaverne. For å gjøre prosjektet økonomisk lønnsomt og robust ble plattformens konstruksjon endret for å redusere vekten og plassbehovet. Plattformkostnadene ble dermed redusert til 9,4 milliarder kroner. I følge operatøren ville denne endringen ikke vært mulig å oppnå med kraftforsyning fra land fordi elektriske driverenheter for kompressor og elektrokjeler for prosessvarme vil gi høyere plattformvekt.

CO₂-utskilling og -injeksjon er også vurdert av Norsk Hydro. Tiltaket er beregnet til å koste ca. 1,2 - 1,3 milliarder kroner for å redusere utslippene av CO₂ fra kraftproduksjonen med i overkant av 80 prosent. Dette gir en tiltaks-kostnad på i overkant av 700 kroner per tonn CO₂. I tillegg kommer vedlikeholdskostnader som er estimert til ca. 5 prosent av investeringskostnaden. Rettighetshaverne for Grane vurderer det derfor som uforholdsmessig kostbart å gjennomføre utskilling og injeksjon av CO₂ på Grane.

Når det gjelder utslipp av nmVOC (flyktige organiske forbindelser uten metan) og metan (CH₄), så vil utslippene fra plattformen på Grane være svært små. De gjennomsnittlige utslippene per år av nmVOC fra Grane vil i perioden 2004 til 2021 være 25 tonn, eller 0,02 prosent av de forventede totale utslippene fra norsk sokkel i denne perioden. Tilsvarende verdier for utslipp av CH₄ er angitt til 96 tonn per år, noe som vil utgjøre om lag 0,3 prosent av de forventede totale utslippene fra norsk sokkel i denne perioden. Når det gjelder lagringen og utskipingen av olje fra Stureterminalen, så vil det oppstå utslipp av nmVOC og CH₄ ved lasting av tankskip fra terminal. På Stureterminalen er det imidlertid installert et nmVOC gjenvinningsanlegg for avgass fra tankskip under lasting, og etter hvert som tankskipene blir utstyrt med oppkoblingsmulighet for returluft fra tankene, vil utslippene av nmVOC fra Stureterminalen gradvis synke.

Videre vil det kunne oppstå utslipp til luft fra Stureterminalen når trykket i fjellhallen der oljen lagres blir så stort at sikkerhetsventilen vil slippe ut gass til fakkelsystemet. Dette vil imidlertid erfaringsmessig skje meget sjelden. Under normal drift vil det ikke være utslipp fra fjellhallene fordi trykket kan varieres.

3.5.2.2 Utslipp til sjø

De regulære utslippene til sjø fra Grane vil bestå av drenasjevann, kjølevann, sanitærløpsvann, borekaks og boreslam. Produsert vann vil normalt reinjiseres i reservoaret eller i Utsiraformasjonen. Det vil bli installert vannbehandlingsanlegg med hydrosykloner som renser oljeinnholdet i produsert vann til under 40 mg/l før vannet pumpes tilbake til reservoaret eller reinjiseres i Utsiraformasjonen. Systemet for reinjeksjon av produsert vann forventes å være tilgjengelig 99 prosent av tiden.

Alle forborede brønner vil bli boret med vannbasert slam. Vannbasert slam og borekaks vil bli sluppet til sjø. Ved boring fra plattformen vil oljebasert slam bli benyttet. Oljebasert slam vil bli gjenvunnet og rester av slam og oljeforurensset borekaks vil bli reinjisert i berggrunnen. De første seksjonene for hver brønn som bores fra plattformen vil bli boret med sjøvann tilsatt godkjente kjemikalier. Borekaks fra disse seksjonene vil bli sluppet til sjø.

Utbygging og drift av Grane medfører, i likhet med andre tilsvarende utbygginger på norsk sokkel, risiko for oljeutslipp knyttet til utblåsing, lekkasje fra rørledninger, skipsuhell og uhellsutslipp fra prosessen på plattformen. Akutte oljeutslipp kan forårsake skader på organismer i de frie vannmassene, på sjøfugl og havpattedyr i strandsonen. Oljen på Grane er dessuten tungt nedbrytbar i miljøet. Et eventuelt oljesøl fra Grane vil derfor kunne drive langt. Beregninger viser imidlertid at risikoen for et akuttutslipp fra Grane er svært lav. Norsk Hydro vil utføre en grundig analyse av risikoen for akuttutslipp fra Grane. Denne analysen vil ligge til grunn for dimensjoneringen av beredskap.

Stureterminalen mottar oljeholdig ballastvann fra tankskip som ikke har segregerte ballasttanker. Dette ballastvannet lagres i en fjellhall før det renses i et renseanlegg basert på flotasjon. Vannet slippes så til sjø. Når Grane kommer i full produksjon vil transporten av olje fra Osebergfeltet ha avtatt. Oljen fra Grane vil derfor i stor grad komme til erstatning for oljen fra Oseberg. Utslippene til vann fra Stureterminalen forventes derfor å holde seg uendret som en følge av oljen fra Grane.

Av hendelsene som kan skje som en følge av virksomheten på Sture, vil tankskipsuhell eller større rørledningslekkasjer nær kysten være mest alvorlig. Risikoen for slike hendelser har vært analysert for virksomheten på Stureterminalen og basert på dette er det bygget opp en oljevernberedskap.

3.5.2.3 Konsekvenser for fiskerivirksomhet

Det vil bli etablert en sikkerhetssone med radius 500 m rundt plattformen på Grane. Det vil ikke bli søkt om sikkerhetssone i forbindelse med undersjøiske installasjoner eller rørledninger. Rørledningene for gassimport og oljeeksport vil være overtrålbare.

Det foregår lite trålfiske i Grane-Heimdal området, slik at det arealbeslag som utbyggingen representerer vil ha liten praktisk betydning for fiskeriene.

Et eventuelt større akutt oljeutslipp forventes ikke å ha noen merkbar virkning på fiskeressursene. Den største virkningen vil trolig være at de områdene som blir berørt av oljeutslipp kan bli stengt for fiske inntil det er dokumentert at fisken ikke inneholder rester av olje. En annen virkning kan være nedslaktning av oppdrettsfisk som enten er berørt eller truet av oljesøl. I begge tilfeller kan de økonomiske virkningene for de berørte næringer bli betydelige. Sannsynligheten for et større akutt oljeutslipp er imidlertid svært lav.

3.5.2.4 Avbøtende tiltak

Miljøtiltakene ved utbyggingen av Grane omfatter blant annet:

- Oljebasert borevæske og slam vil bli reinjisert i grunnen. Vannbasert borevæske og slam slippes til sjø.
- Det produserte vannet vil bli injisert i reservoaret eller i Utsiraformasjonen.
- Utslipp av produksjonskjemikalier vil være svært begrenset som følge av reinjeksjon av produsert vann. Miljøvurderinger vil bli lagt inn som utvalgs-kriterium for bruk av kjemikalier. Kjemikalier med uheldig miljøeffekt vil bli utfaset.
- For å redusere utslippene av CO₂ vurderes det å benytte turtallsregulato-

rer for å optimalisere driften av pumper og kompressorer og dermed senke brennstofforbruket. Videre vil det bli montert varmegjenvinningsenheter på hver av de tre gassturbinene. Det vil ikke bli faklet fra plattformen ved normal drift.

- For å redusere utslippene av NO_x vil det bli installert to gassdrevne lav-NO_x turbiner for henholdsvis kraftgenerering og gasskompresjon. I tillegg vil det bli benyttet en gass og dieseldrevet turbin for kraftgenerering. På denne turbinen vil det bli tilrettelagt for ettermontering av lav-NO_x når denne teknologien er kommersielt tilgjengelig for slike turbiner.

Når det gjelder fiskerivirkningsheten så legger operatøren opp til at rørledningene fra Heimdal til Grane og fra Grane til Stureterminalen skal være overtrålbare.

3.5.3 Samfunnsmessige konsekvenser

Realiseringen av Graneutbyggingen vil kreve direkte innsats av arbeidskraft, samt leveranser av varer og tjenester, både i utbyggings- og driftsfasen. Norsk Hydro har vurdert hvor stor andel norske leveranser vil kunne utgjøre i utbyggingsfasen og i driftsfasen. Når det gjelder selve plattformen, inkludert bærestruktur og forboringsramme, anslår Norsk Hydro at norske leveranser kan komme opp i 70 prosent. Vesentlige deler av bærestrukturen vil kunne fabrikkeres og sammenstilles i Norge. Enkelte spesialiserte utstyrsenheter på dekket må leveres fra utlandet, mens norske leverandører kan være konkurransedyktige for det øvrige utstyr. Installasjonen vil måtte utføres ved bruk av utenlandske løftefartøyer og med assistanse av utenlandske flytende boreriger.

Eksportørledningen skal transportere olje fra Grane til land. Her kreves leveranser og legging av rør, hvor utenlandske leverandører normalt vil få en høy leveranseandel. Den norske andelen knyttet til fabrikasjon og legging av rør er av Norsk Hydro anslått til 40 prosent.

Boring og komplettering av brønner vil foregå i perioden fra 2001 til 2007. Borekontraktør har i hovedsak norsk mannskap, men vil trenge en del vare- og tjenesteleveranser. Den norske leveranseandelen kan komme opp i 60 prosent.

Samlet sett gir dette en mulig norsk andel av leveransene i utbyggingsfasen på om lag 60 prosent.

Driften av Grane omfatter primære produksjonsaktiviteter til havs, samt forsynings- og støtteaktiviteter fra land. Driftsfasen for Grane forventes å ha en varighet på ca. 25 år. Den årlige driftskostnaden er anslått til 580 millioner kroner, hvorav 225 millioner kroner knytter seg til eksterne innkjøp av varer og tjenester som kan gi norske bedrifter leveransemuligheter.

Norsk Hydro har anslått den norske andelen av leveranser til plattformvedlikehold til 90 prosent. Den norske andelen av leveranser til brønnvedlikehold er anslått til 60 prosent. Kostnadene til driftsmateriell, inspeksjon og plattformtjenester omfatter en rekke varer og tjenester. Innkjøp av slike varer kan gi en norsk leveranseandel på 80 prosent. Baser og logistiktjenester for Grane samt driftsorganisasjonen til Grane vil være norskdrevet virksomhet. Samlet sett gir dette en mulig norsk andel av leveransene og virksomheten i driftsfasen på 87 prosent.

Sysselsetningsvirkningen i Norge av utbyggingen av Grane er beregnet av Norsk Hydro til å være ca. 5000 årsverk i utbyggingsfasen og 7.500 årsverk i driftsfasen. I disse tallene inngår sysselsetningen i operatørselskapet og leveransegenerert sysselsetning. Inntektene som opptjenes av de ansatte i operatør og leveransebedriftene vil i tillegg generere alminnelig etterspørsel etter varer og tjenester, som i neste omgang vil få sysselsettingseffekter (konsumgenerert sysselsetting). Disse effektene er ikke forsøkt kvantifisert.

3.6 Høringsuttalelser

De viktigste problemstillingene som har blitt reist av høringsinstansene er gjengitt under. Olje- og energidepartementet har formidlet høringsuttalelsene til Norsk Hydro. Norsk Hydros svar på uttalelsene er også gjengitt der det er relevant.

Miljøverndepartementet peker på at Grane er et tungoljefelt og at konsekvensene av et akutt utslipp kan bli alvorlige for livet i havet og langs kysten. Det må derfor legges spesiell vekt på utredning og avklaring av bekjempelesmetoder og krav til opptaksutstyr før produksjonsstart. *Norges Fiskarlag* er opptatt av samme problemstilling, og uttrykker bekymring for eventuelle økonomiske og sysselsetningmessige tap som følge av mulig redusert salgbarhet av fisk fra området. *Fiskeridepartementet* peker på at bruk av dispergeringsmidler antas å være nødvendig for å bryte ned oljeflak i tilfelle akutte utslipp, og at effektene på marine organismer av et dispergert oljeflak og bruk av dispergeringsmidler ikke er vurdert i konsekvensutredningen.

Norsk Hydro viser til at sannsynligheten for et akutt utslipp er meget liten. De testene som er gjennomført viser at olje fra Grane lar seg samle opp med konvensjonelt opptaksutstyr dersom værforholdene tillater det. Bruk av dispergeringsmidler som alternativ eller supplerende tiltak er ennå ikke besluttet, men vil bli vurdert som ledd i utarbeidelsen av beredskapsplaner i nært samarbeid med SFT.

Miljøverndepartementet ber Norsk Hydro vurdere muligheten for å benytte lav NO_x også på den planlagte kombinerte gass og dieselturbin på nytt. Norge har påtatt seg en internasjonal forpliktelse om å redusere NO_x-utslippene med 28 prosent innen 2010 i forhold til utslippene i 1990. Ettermontering av lav NO_x-brennere på kraftproduksjonsanlegg offshore er et aktuelt tiltak. Operatøren må derfor være forberedt på et krav om gjennomføring av et slik tiltak på turbinen som skal benytte både diesel og gass.

Norsk Hydro viser til at det vil bli benyttet lav NO_x-turbiner på to av de tre turbinene som vil bli installert på Grane, og at man i driftsfasen vil søke å minimalisere bruken av turbinen som ikke er lav NO_x. Etter Norsk Hydros oppfatning vil derfor gevinsten ved å innføre lav NO_x på turbinen, som skal kunne brukes både gass og diesel, være marginal. Norsk Hydro vil imidlertid legge til rette for oppgradering til lav NO_x slik at denne vil kunne benyttes når den kan leveres for den turbintypen og størrelsen som skal benyttes på Grane. Driftserfaringen med lav NO_x-turbiner som kun bruker gass, viser dessuten at disse er følsomme for endringer i pådrag og sammensetningen av brenngass, noe som ofte fører til nedstengning. Det er derfor behov for forbedre teknologien.

Olje- og energidepartementet legger til grunn at operatøren benytter lav-NO_x-brennere hvis slik teknologi er kommersielt tilgjengelig for den turbintypen som skal benyttes på Grane. Er ikke teknologien kommersielt tilgjengelig forutsettes det at operatøren legger til rette for eventuell senere ombygging av turbinene til lav NO_x. Operatøren forutsettes å ha nær dialog med Oljedirektoratet om denne problemstillingen.

I forbindelse med behandlingen av PUD for Ringhorne, ba *Oljedirektoratet* operatøren Esso ta initiativ til et samarbeid med Norsk Hydro om å utrede muligheten for samordnet kraftforsyning i området der Grane, Balder og Ringhorne ligger. Esso har, i forståelse med Norsk Hydro, konkludert med at en slik samordning ikke vil være lønnsom og vil ha en begrenset effekt når det gjelder reduserte utslipp til luft. Oljedirektoratet mener imidlertid at samordnet kraftforsyning kan være gunstig dersom det skulle vise seg at kraftbehovet på Grane blir større enn det som er forutsatt.

Olje- og energidepartementet legger til grunn at operatørene for Ringhorne og Grane tar muligheten for samordnet kraftforsyning opp til ny vurdering dersom det viser seg at kraftbehovet på Grane er større enn forutsatt eller andre forutsetninger som er lagt til grunn endres.

Miljøverndepartementet viser til Stortingsmelding nr. 58 (1996-97) «Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling» som inneholder målsetninger om betydelige utslippsreduksjoner til vann fra petroleumssektoren. I lys av kravet om nullutslipp må Norsk Hydro forvente krav om gjenvinning av vannbasert borevæske ved forboringen av brønner på Grane, gitt at dette lar seg gjennomføre. Videre må Norsk Hydro forvente krav til tiltak for å redusere volumet av borevæske som følger med utslippet av kaks fra boreoperasjonen.

Norsk Hydro viser i denne sammenheng til at de i sin handlingsplan for boring har forutsatt at intensjonene i Stortingsmelding nr. 58 skal følges. Dette innebærer at Norsk Hydro arbeider for å øke gjenbruken av vannbasert boreslam, samt å begrense eller fase ut bruken av miljøfarlige kjemikalier. Denne handlingsplanen vil også gjelde for forboringen på Grane. Norsk Hydro vurderer imidlertid også å benytte oljebasert borevæske ved forboringene. Borekaks med vedheng av borevæske og drensvann fra boreoperasjonen vil i så fall enten bli reinjisert eller tatt på land for destruksjon.

Fiskeridepartementet viser til at konsekvensutredningen for Grane støtter seg på Regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen når det gjelder effekt av utslipp på marine organismer. Etter fiskerimyndighetenes oppfatning er omtalen av dette temaet mangelfull i RKU Nordsjøen og dette forhold burde ha kommet frem i konsekvensutredningen for Grane. For øvrig mener Fiskeridepartementet det er positivt at alt oljeholdig borekaks og så godt som alt det produserte vannet vil bli reinjisert.

Norges Fiskarlag er også opptatt av utslipp av produsert vann til sjø og uttrykker bekymring for mulige langtidsvirkninger av kjemikalier som er oppløst i dette vannet. De ser derfor positivt på at det legges opp til reinjeksjon av produsert vann og oljeholdig kaks på Grane. Fiskarlaget er imidlertid på generell basis bekymret over bruken av kjemikalier i oljeproduksjonen og mener det er uheldig at mengdene som vil brukt ikke er forsøkt tallfestet i utredningen. Årsaken til dette, er at mengder og type utslipp blir behandlet i søknaden om utslippstillatelse til miljøvernmyndighetene. Selv om denne

fremgangsmåten er i tråd med dagens regelverk, mener Fiskarlaget at kunnskap om mengder og type utslipp er vesentlig for å kunne vurdere et oljefelts mulig miljøvirkninger, og at disse opplysningene derfor må foreligge før utbygging besluttes.

Norsk Hydro viser til at de i utgangspunktet skal injisere det aller meste av det produserte vannet og boreavfallet. Kjemikaliebruken vil først bli bestemt i en senere fase av prosjektet, og det er derfor mest hensiktsmessig å behandle dette i mer detalj i utslippssøknaden.

Olje- og energidepartementet vil vise til at Miljøverndepartementet, Fiskeridepartementet og Olje- og energidepartementet har innledet et samarbeid for å fokusere og øke innsatsen i regi av Forskningsrådet når det gjelder kartlegging av mulige langtidseffekter av utslipp til sjø. Når det gjelder utbyggingen av Grane, så vil departementet peke på at utslippene til sjø fra denne utbyggingen vil bli svært moderate på grunn av at det produserte vannet og den oljeholdige kaksen skal reinjiseres. Departementet vil også vise til at innholdet av olje i produsert vann og bruken av kjemikalier i oljeindustrien er regulert gjennom forurensningsloven.

Fiskeridepartementet vil også bemerke at grusdumping og legging av rørledning på bunnen innebærer en begrensning av fiskeriaktiviteten. Dette gjelder spesielt for oljerørledningen mellom Grane og Stureterminalen, ettersom denne vil krysse et viktig trålfelt. Fiskeridepartementet ber derfor om at Fiskeridirektoratets forslag til avbøtende tiltak tas til følge. Fiskeridirektoratets forslag er som følger:

- Fiskerimyndigheten gis muligheter til å delta i endelig fastsettelse av rørledningstrase der denne berører trålfelt.
- Dersom det benyttes rørleggingsfartøy som bruker anker for posisjonering, skal ankermerker kartlegges. Område og utstrekning tas ut i samarbeid med Fiskeridirektoratet. Fiskeridirektoratet skal ha muligheter til å delta under kartlegging.
- Fiskeridirektoratet må holdes orientert om steindumpingsplaner, herunder område og mengder. Likeledes gis muligheten til å ha en representant om bord i steindumpingsfartøyet når dette opererer i trålfelt.
- Unngå at rørledningen blir lagt med frie spenn.

Norges Fiskarlag også opptatt av konsekvensene for trålfisket av oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen.

Norsk Hydro viser til at tegningene av traséene for både olje- og gassrørledningene vil bli diskutert med Fiskeridirektoratet når de er klarert av Graneprojektet medio juni 2000. *Norsk Hydro* har ennå ikke bestemt om det skal benyttes fartøy som bruker dynamisk posisjonering eller posisjonering ved hjelp av ankre. Ved bruk av ankre vil *Norsk Hydro* kreve av leverandør at det velges ankre som skaper minst mulig skade på sjøbunn, og at ankerne tas opp slik at sår på sjøbunn etter ankerne minimaliseres. *Norsk Hydro* har for øvrig ingenting imot at Fiskeridirektoratet er tilstede under kartlegging av eventuelle ankersår etter installasjonsfartøy, slik direktoratet var under kartleggingen av ankersår etter leggingen av Oseberg gassrørledning.

Norsk Hydro viser videre til at de har fokus på å redusere behovet for steindumping ved valg av rørledningstraséer, og at de vil orientere Fiskeridirektoratet om sine planer for steindumping og mengder. Fiskeridirektoratet vil bli

gitt anledning til å ha en representant om bord i steindumpingsfartøyet når dette opererer i feltet. Når det gjelder frie spenn så vil Norsk Hydro velge traseén slik at antall frie spenn minimaliseres og om mulig unngås. Skulle det vise seg at det oppstår frie kritiske spenn kan dette bøtes på ved at det dumpes stein.

Olje- og energidepartementet legger til grunn at utbygger avklarer problemstillinger knyttet til valg av trase, legging og tildekking av oljerørledningen med fiskerimyndighetene for å komme fram til løsninger som i tilstrekkelig grad ivaretar fiskeriinteressene.

Kystdirektoratet peker på at oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen skal vurderes i forhold til havne- og farvannslovens bestemmelser, jf. lovens § 6 tredje ledd, der myndighet for å gi tillatelse tilligger Fiskeridepartementet. Direktoratet savner en omtale i KU av hvilke offentlige myndigheter som direkte involveres i prosjektet og hvilke tillatelser som i den sammenheng må innhentes.

Norsk Hydro viser til at de er kjent med at det må søkes om tillatelse etter havne- og farvannsloven om legging av rørledning til land. Norsk Hydro vil sende søknad når prosjekteringen har kommet langt nok til at de nødvendige detaljer er kjent.

Kystdirektoratet peker videre på at spørsmålet om skipstrafikken til og fra Stureterminalen, og eventuell endring av denne som følge av utbyggingen av Grane, ikke synes å være tatt opp som et eget tema i konsekvensutredningen for Grane. Direktoratet savner derfor en beskrivelse av hvordan trafikkbildet til og fra Stureterminalen vil endre seg på kort og noe lengre sikt.

Norsk Hydro forventer ingen vesentlig endring av tonnasje-sammensetningen i forhold til dagens situasjon. Grane vil bidra til at dagens nivå opprettholdes i noen år til før det årlige utskipningsvolumet avtar. Norsk Hydro vil holde Kystdirektoratet orientert om eventuelle endringer i skipningsmønsteret.

Norges Fiskarlag og Fiskeridirektoratet er i utgangspunktet enig i at det område som Grane befinner seg i ikke er spesielt trålintensivt. De vil imidlertid påpeke at området er betydelig mer intensivt for notfiske etter pelagiske arter som sild og makrell. Arealbeslag vil i så henseende representere en begrensning i aktuelt fangstområde for nevnte arter.

Norsk Hydro viser til at fisket etter sild og makrell er kvoteregulert. Arealbeslagene vil derfor ikke være noen reell begrensning på fangstene av disse artene. Arealbeslagene kan representere en driftsmessig ulempe, dersom stime- tilfældigvis samler seg om installasjonene. Det beregnede arealbeslaget på 7 km² gjelder i forhold til tråling, der det er tatt hensyn til at tråleren må starte en avvikende manøver et godt stykke unna installasjonene. For notfiske er det permanente arealbeslaget ikke vesentlig større enn sikkerhetssonen, som utgjør ca. 1 km².

Stavanger kommune peker på at de nærliggende felt til Grane blir drevet fra baser i Stavanger, og mener det derfor bør vurderes om det kan oppnås synergieffekter ved også å forsyne Grane med leveranser fra de samme basene.

Norsk Hydro viser til at alternative baseplasseringer, bl.a. i Stavanger, har vært vurdert. Konklusjonen av denne vurderingen er at det for Norsk Hydro

er mest effektivt å forsyne Grane fra samme base som for øvrige Norsk Hydro opererte felt. Ut fra dette er Mongstad valgt som forsyningsbase for Grane.

3.7 Vederlagsfri overføring av statlig eiendom

I forbindelse med ilandføring av oljen fra Grane og import av gass fra Heimdal, må det som før nevnt gjennomføres modifikasjoner på Stureterminalen og på Heimdal stigerørsplattform. Grane skal forestå investeringene i Stureterminalen og på Heimdal stigerørsplattform, men eiendomsretten til det nye utstyret skal overføres vederlagsfritt til henholdsvis Oseberg transportsystem (OTS) og Oseberg gasstransport (OGT). Departementet forutsetter at rettighetshaverne på Grane skal beholde bruksrett.

Dette er en vanlig måte å innrette et samarbeid på fordi man ikke ønsker å ha ulike eiersammensetninger innenfor anlegg som er driftsmessig integrert. SDØE deltar med 50,78 prosent eierandel i OTS og OGT. Verdien av SDØEs andel av investeringene, som skal overføres vederlagsfritt fra Grane til OTS og OGT, er henholdsvis beregnet til 148 og 78,5 millioner kroner.

Det er utarbeidet en avtale mellom Grane og OTS som regulerer samarbeidet om mottak, behandling og utskiping av oljen fra Grane, herunder spørsmålet om vederlagsfri overføring av eiendomsrett. Det er videre utarbeidet en avtale mellom Grane og rettighetshaverne for utvinningstillatelse 036 (Heimdal) og mellom utvinningstillatelse 036 og OGT om modifikasjonene på Heimdal stigerørsplattform, herunder spørsmålet om vederlagsfri overføring av eiendomsrett. Avtalene skal godkjennes av departementet. Departementet ber om fullmakt til å kunne godkjenne vederlagsfri overføring av eiendomsrett fra Grane til OTS og OGT.

3.8 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbyggingen av Grane vil for SDØE i år medføre om lag 245 millioner kroner i investeringer, om lag 17 millioner kroner i driftskostnader og om lag 6,5 millioner kroner i renter. Det er budsjettmessig dekning for utgiftene under kapittel 2440 post 30 Investeringer, og kapittel 5440 post 24 Driftsresultat og post 80 Renter.

3.9 Konklusjoner og vilkår

1. Departementet gir sin tilslutning til at Grane blir bygget ut i henhold til de planer for utbygging og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med de merknader som fremkommer i denne proposisjonen.
2. Departementet anbefaler at Statoils tiltredelse til plan for utbygging og drift av Grane godkjennes slik at selskapet kan delta i utbyggingen av feltet.
3. Departementet gir sin tilslutning til at oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen blir bygget i henhold til de planer for anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med de merknader som fremkommer i denne proposisjonen.
4. Departementet gir sin tilslutning til at gassrørledningen fra Heimdalfeltet til Grane blir bygget i henhold til de planer for anlegg og drift som rettig-

hetshaverne har fremlagt.

5. Kommunal- og regionaldepartementet er av den oppfatning at utbygging og drift av Grane og anlegg og drift av oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdalfeltet til Grane kan gjennomføres innenfor forsvarlige sikkerhets- og arbeidsmiljømessige rammer.
6. Det vil bl.a. bli stilt følgende vilkår for godkjennelse av plan for utbygging og drift av Grane, plan for anlegg og drift av rørledningen fra Grane til Stureterminalen og plan for anlegg og drift av rørledningen fra Heimdal til Grane:

- Før forboringen av Granefunnet starter må operatøren legge frem en plan for datainnsamling i forboringsfasen. Planen skal godkjennes av myndighetene, og det vektlegges at gjennomføringen av forboringen må ivareta intensjonen om å innhente data om utstrekning av og kommunikasjon i reservoaret.
- Med hensyn til oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen må operatøren legge frem en rapport for godkjenning av Olje- og energidepartementet innen 01.09.2000. Rapporten skal omfatte en vurdering av følgende forhold:
 - rørdiameter og transportkapasitet
 - investerings- og driftskostnader
 - energiforbruk og utslipp til luft
 - områdevurdering med hensyn på installasjon av oppkoblingsmulighet for tredjepart.
- utbygger skal avklare problemstillinger knyttet til valg av trase, legging og tildekking av oljerørledningen med fiskerimyndighetene for å komme fram til løsninger som i tilstrekkelig grad ivaretar fiskeriinteressene
- Olje- og energidepartementet legger til grunn at operatøren benytter lav-NO_x-brennere hvis slik teknologi er kommersielt tilgjengelig for den turbin typen som skal benyttes på Grane. Er ikke teknologien kommersielt tilgjengelig forutsettes det at operatøren legger til rette for eventuell senere ombygging av turbinene til lav NO_x. Operatøren forutsettes å ha nær dialog med Oljedirektoratet om denne problemstillingen.
- Eierfordelingen i oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane fastsettes å være den samme som for det samordnede Granefeltet (H-strukturen): Den norske stats oljeselskap 50 pst.

(Hvorav statens direkte økonomiske engasjement 43,6 pst.)

Norsk Hydro Produksjon AS 24,4 pst.

Esso Exploration and Production Norway A/S 25,6 pst.

Endringer i eierfordelingen i de to rørledningene skal godkjennes av departementet.

Dersom det oppstår langvarige endringer i gassgjennomstrømningen i gassrørledningen fra Heimdal til Grane eller i oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen, kan departementet når departementet mener at det foreligger ressursforvaltningsmessige grunner til det, kreve at dette gjenspeiles i eierfordelingen i rørene ved at eksisterende eiere kan pålegges å redusere sin eierandel. Dette kan også tilsi at nye selskaper kan bli eiere i gassrørledningen og i oljerørledningen.

Dersom partene ikke innen rimelig tid blir enige om en slik endret eierfor-

deling kan departementet justere eierandelene i gassrørledningen og i oljerørledningen, samt fastsette vilkårene for overdragelsen.

Departementet vil ikke pålegge vilkår for overdragelsen som gir lavere avkastning på foretatte investeringer, enn den avkastning som etter departementets vurdering følger av inntjeningen eierandelene forventes å gi på grunn av inngåtte avtaler og fremtidige forretningsmuligheter.

- Norsk Hydro skal være operatør for oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane. Dersom det bestemmes at det skal foretas en gjennomgående omorganisering av gass-transportsystemet på norsk sokkel, forbeholder departementet seg retten til å skifte operatør for gassrørledningen hvis det etter departementets vurdering anses som nødvendig for å oppnå en hensiktsmessig omorganisering. En slik gjennomgående omorganisering kan for eksempel være opprettelse av et uavhengig operatørselskap for rørledninger.

Når særlige grunner tilsier det, kan departementet foreta et skifte av operatør. Departementet skal varsle om overføring av operatøroppgavene i rimelig tid, og kan gi bestemmelser for gjennomføringen og iverksettelsen av operatørovertagelsen.

Skifte av operatør skal godkjennes av departementet.

- Tillatelsen for de to rørledningene gis til 1. mars 2030. Departementet kan forlenge tillatelsen etter søknad fra rettighetshaverne. Vilråene for slik forlengelse fastsettes av departementet. Når tillatelsen utløper, oppgis eller tilbakekalles, kan departementet kreve at eiendomsretten til oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane vederlagsfritt skal tilfalle den norske stat.
- Departementet kan gi pålegg om at de to rørledningene skal knyttes til andre rørledninger, og at nye felt skal fases inn og at kapasiteten skal økes hvis hensynet til rasjonell drift eller andre samfunnsmessige hensyn tilsier det.
- Avtaler om overføring av eiendomsrett av hele eller deler av oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane skal godkjennes av departementet.
- Avtaler om kjøp og transport av gass og avtaler om leveranser, behandling, transport og terminalytelser for oljen skal godkjennes av departementet.

Tillegg til, endringer av eller unntak fra ovennevnte avtaler skal godkjennes av departementet.

Dersom forslag til avtaler eller endring av avtaler om transport av gass eller olje, tilknytning av felt til oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane ikke foreligger eller ikke godkjennes av departementet, kan departementet fastsette avtalene med vilkår.

Dersom departementet finner at viktige ressursforvaltningshensyn eller særlige grunner tilsier det, kan departementet kreve at avtaler skal reforhandles og forelegges for departementet for godkjenning. Dersom endringer i avtalene som følge av en slik reforhandling ikke foreligger eller ikke godkjennes av departementet, kan departementet fastsette virksomhetens organisering, tariffier og vilkår for øvrig.

4 Disponering av installasjonene på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma

4.1 Innledning

Lille-Frigg er lokalisert i blokk 25/2 ca. 22 km øst for Friggfeltet. Rettighetshaverne er operatøren Elf (41,42 pst.), Norsk Hydro (32,87 pst), TOTAL (20,71 pst) og Statoil (5,00 pst, hvorav SDØE 0 pst). Lille-Frigg består av tre undervannsinstallasjoner, tre rørledninger, seks kontroll- og injeksjonslinjer og tre elektriske kabler. Disponering av Lille-Friggs utstyr på Frigg vil bli inkludert i avslutningsplanen for Friggfeltet. *Tommeliten Gamma* er lokalisert i blokk 1/9 11 km sørvest for Eddafeltet. Rettighetshaverne er operatøren Statoil (70,64 pst, hvorav SDØE 42,38 pst), Fina (20,23 pst) og Agip (9,13 pst).

Tommeliten Gamma består av en undervannsinstallasjon, tre rørledninger, to kontrollkabler og en prosessmodul plassert på Eddaplattformen. Disponering av prosessmodulen vil inkluderes i avslutningsplanen for Edda. Produksjonen ble avsluttet i 1998.

Disponering av utrangerte rørledninger og kabler vil bli behandlet i en egen stortingsproposisjon.

Departementet ønsker ikke at retten fastsatt i petroleumsloven til statlig overtakelse av innretningene på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma blir benyttet. De økonomisk utvinnbare reservene er allerede utnyttet.

4.2 Rettighetshavernes anbefaling

Rettighetshaverne i Lille-Frigg oversendte den 4. november 1998 avslutningsplan hvor det anbefales at de tre undervannsinstallasjonene tas til land. Totale fjerningskostnader er anslått til 90,3 millioner kroner.

Rettighetshaverne vil foretrekke å utsette det endelige disponeringsarbeidet til 2002 for å oppnå samordningsgevinster med lignende disponeringer i Friggområdet.

Rettighetshaverne i *Tommeliten Gamma* oversendte den 27. juni 1997 avslutningsplan. Departementet mottok den 17. februar 2000 en oppdatert avslutningsplan som i det vesentlige var identisk med den opprinnelige avslutningsplanen. Rettighetshaverne anbefaler at undervannsinstallasjonen tas til land for senere gjenbruk. Totale fjerningskostnader anslås til 51 millioner kroner.

4.3 Departementets vurdering

Rettighetshavernes forslag til disponering av utrangerte innretninger på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma ble sendt på høring. Ingen av høringsinstansene har kommet med innvendinger til den foreslåtte disponeringsløsning.

Vedtak om disponering skal fattes i overensstemmelse med petroleumsloven og OSPAR-konvensjonen av 1995. I henhold til OSPAR-beslutningen av

1998 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjoner (jf. St.prp. nr. 8(1998-99)) skal alle undervannsinstallasjoner fjernes og disponeres på land. Den foreslåtte disponeringsløsning er i tråd med dette.

Departementet anbefaler derfor at installasjonene på Lille-Frigg og Tommeliten Gamma fjernes og disponeres på land.

Departementet vil legge til grunn ved godkjenning av disponeringsløsning at Lille-Frigg og Tommeliten Gamma installasjonene ikke fjernes ved bruk av eksplosiver.

4.4 Statens andel av kostnadene

Når det kreves at innretninger brukt til utvinning eller rørledningstransport av petroleum skal fjernes, vil staten yte direkte tilskudd til dekning av en andel av fjerningsutgiftene etter fjerningstilskuddsloven.

Finansdepartementet har regnet ut at statens gjennomsnittlige tilskuddsandel for *Lille-Frigg* blir 56,2 pst. Dette innebærer at staten skal dekke om lag 51 millioner kroner. Ettersom tilskuddssatsen skal baseres på «endelig utliknete skatter», kan denne måtte justeres som følge av eventuelle senere endringer av ligningen.

Finansdepartementet har regnet ut at statens tilskuddsandel for Tommeliten Gamma blir 69,3 pst. Medregnet SDØEs andel vil staten måtte dekke 82,3 pst av fjerningsutgiftene. Statens andel blir vel 42 millioner kroner.

Det er ikke forventet å påløpe fjerningsutgifter for Staten i budsjettåret 2000. Anslag for statens fjerningsutgifter for Lille-Frigg og Tommeliten Gamma vil bli inkludert i forslag til bevilgning når utgiftene forventes å påløpe.

4.5 Konklusjon

Departementet anbefaler at installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg fjernes.

5 Kostnadsutviklingen i Åsgardkjeden

Det vises til omtalen av kostnadsutviklingen av prosjektene i Åsgardkjeden i St prp nr 18 (1999-2000), St prp nr 1 (1999-2000) og St meld nr 37 (1998-99). Åsgardkjeden omfatter feltutbyggingen i Norskehavet, rørgassrørledningen Åsgard Transport fra feltet til Kårstø i Rogaland, de nye gassbehandlingsanleggene på Kårstø og eksportgass-rørledningen Europipe 2 fra Kårstø til Dornum i Tyskland. Statoil er operatør.

Departementet mottok i mars 2000 nye investeringsanslag for prosjektene i Åsgardkjeden og vil med dette redegjøre for den siste kostnadsutviklingen.

Tabell 5.1 viser de siste investeringsanslagene for prosjektene i Åsgardkjeden sammenlignet med investeringsanslagene fra høsten 1999 som ble redegjort for i St prp nr 1 (1999-2000).

Tabell 5.1: Den siste kostnadsutviklingen for prosjektene i Åsgardkjeden (Alle tall i mill. 2000-kroner, inkl. valutaeffekt)

	St prp nr 1 (1999-2000)	Nytt anslag mars 2000	Endring
Åsgard felt	42.389	42.923	534
Åsgard Transport	8.750	8.633	-117
Kårstø	10.497	11.135	638
Europipe 2	7.773	7.588	-185
Totalt ¹	68.785	69.655	870

¹ Noen kostnader rapporteres av operatøren både under Kårstøprosjektet og for Åsgard Transport og Europipe 2. For å unngå dobbeltregning må det derfor foretas en justering før kostnadstallene for de fire prosjektene i Åsgardkjeden kan summeres.

Selv om investeringsanslagene for rørledningene for Åsgard Transport og Europipe 2 er redusert, viser prosjektene i Åsgardkjeden samlet sett en økning på 870 mill. kroner. Kostnadsøkningen skyldes ifølge Statoil i hovedsak behov for flere arbeidstimer i forbindelse med ferdigstillingen av Åsgard B og Kårstøanleggene. Behovet for flere arbeidstimer skyldes blant annet at man har hatt en lavere produktivitetsutvikling i ferdigstillingsfasen enn det som tidligere ble lagt til grunn og økt arbeidsomfang som følge av avdekking av feil og mangler.

I St meld nr 37 (1998-99), som ble fremlagt i 10. mai 1999, ble det for hver delprosjekt i Åsgardkjeden, i tillegg til investeringsanslagene, beskrevet en ramme for mulige ytterligere kostnadsøkninger som kunne påløpe innen ferdigstilling av prosjektene. I St prp nr 1 (1999-2000) som ble fremlagt 17. september 1999, redegjorde departementet for nye investeringsanslag for prosjektene, og disse investeringsanslagene var innenfor rammen for mulige ytterligere kostnadsøkninger som beskrevet i St meld nr 37 (1998-99). Departementet ble i oktober 1999, med hensyn til den fremtidige kostnadsutviklingen for prosjektene i Åsgardkjeden, orientert om at den totale kostnadsrammen for mulige økninger ble fastholdt, men at eksponeringen for mulige kostnadsøkninger var noe omfordelt på prosjektene seg i mellom. Departementet

redegjorde for dette i St prp nr 18 (1999-2000) som ble fremlagt 19. november 1999.

Tabell 5.2 viser eksponeringen for mulige kostnadsøkninger fra i høst (rammen) og endringene i kostnadsanslagene i vår sammenlignet med anslagene fra høsten 1999.

Tabell 5.2: Kostandsutvikling sammenlignet med kostnadseksponering (Alle tall i faste mill. 2000-kroner)

	Høst 1999	Endring fra i høst	
	Ramme	eks val.effekt	inkl. val.effekt
Åsgardkjeden totalt	1.717	814	870

Som det fremgår av tabellen er endringen i investeringsanslagene samlet sett innenfor rammen for mulig kostnadseksponering fra høsten 1999. Selv om prosjektene sett under ett er innenfor den rammen for mulige kostandseksponeringer som ble omtalt i St meld nr 37 (1998-99) og St prp nr 18 (1999-2000), er den siste kostnadsøkningen for ett av prosjektene, utvidelsen av Kårstøanleggene, isolert sett større enn det som tidligere ble angitt. Dette er et forhold som departementet ser alvorlig på.

Den totale rammen for mulige nye økninger etter dette er redusert til 903 mill kroner. (1.717 mill kr - 814 mill kroner). Som det også fremgår av tabellen ovenfor skyldes 56 mill. kroner av den siste kostnadsøkningen for prosjektene samlet sett, økt valutaeffekt.¹⁾ Departementet ble 27. mars 2000 orientert om at den totale kostnadsrammen for mulige økninger fastholdes, men at eksponeringen for mulige kostnadsøkninger er noe omfordelt på prosjektene seg i mellom ved at en større andel av eksponeringen henføres til Kårstøanleggene.

Oljeproduksjonen fra Åsgardfeltet tok til i mai 1999, og de siste utbyggingsprosjektene i Åsgardkjeden vil etter planen ferdigstilles 1. oktober 2000 med oppstart av gassleveranser. Det er fortsatt Statoils vurdering at de totale utbyggingskostnadene for de fire prosjektene i Åsgardkjeden vil ligge innenfor den skisserte totale rammen for mulige nye økninger.

¹⁾ Valutaeffekt kan defineres som effekten i norske kroner av at valutakursforutsetningene endres. Valutaeffekten viser hvordan endret kronekurs og nye forventninger om fremtidig kronekurs, sammenlignet med tidligere kursanslag, slår ut på investeringsanslagene. Da slike justerte valutaforutsetninger kan henføres til makroøkonomiske forklaringsfaktorer, og ikke skyldes prosjektmessige forhold, er slike kostnadsøkninger som følge av endringer i valutaforutsetningene ikke medregnet i Statoils anslag for mulige kostnadsøkninger.

6 Samlede budsjettmessige konsekvenser

Utbyggingen av Kvitebjørn og Grane innebærer 358 mill (1999) kroner i investeringer, 17 mill (1999) kroner i driftsutgifter og 9,5 mill (1999) kroner i kalkulatoriske renter for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten (SDØE) i 2000.

Disponering av Tommeliten Gamma og innretningene på Lille-Friggfeltet innebærer ikke fjerningsutgifter under SDØE eller tilskudd fra staten under fjerningsutgiftsfordelingsloven i 2000. Anslag for statens fjerningsutgifter for Lille-Frigg og Tommeliten Gamma vil bli inkludert i forslag til bevilgning når utgiftene forventes å påløpe. De budsjettmessige konsekvensene i 2000 inngår i gjeldende budsjett i kap. 2440/5440 SDØE under post 30 Investeringer, post 24 Driftsresultat og post 80 Renter, jf. St.prp. nr. 1 (1999-2000) og B Innst S nr 9 (1999-2000).

7 Konklusjoner

1. Departementet gir sin tilslutning til plan for utbygging og drift av Kvitebjørn og plan for anlegg og drift av rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerør med de merknader som fremgår av denne proposisjonen.
2. Departementet gir sin tilslutning til plan for utbygging og drift av Grane og plan for anlegg og drift av oljerørledningen fra Grane til Stureterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane med de merknader som fremgår av denne proposisjonen.
3. Departementet anbefaler at installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg fjernes.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om Utbygging av Kvitebjørn og Grane, disponering av installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg samt status for kostnadsutviklingen for Åsgardkjeden.

Vi HARALD, Norges Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak i samsvar med et framlagt forslag.

Tilråding fra Olje- og energidepartementet ligger ved.

Forslag til vedtak

I

Stortinget samtykker i at Den norske stats oljeselskap a.s. kan delta i utbygging og drift av Kvitebjørn og anlegg og drift av rikgass eksportørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og Kvitebjørn Oljerør i samsvar med Olje- og energidepartementets anbefaling.

II

Stortinget samtykker i at Den norske stats oljeselskap a.s. kan delta i utbygging og drift av Grane og anlegg og drift av oljerørledningen fra Grane til Sturterminalen og gassrørledningen fra Heimdal til Grane i samsvar med Olje- og energidepartementets anbefaling.

III

Stortinget samtykker i at installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg blir disponert i samsvar med Olje- og energidepartementets anbefaling.

IV

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet kan godkjenne vederlagsfri overføring av eiendomsrett fra Kvitebjørn til Troll.

V

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet kan godkjenne overføring av eiendomsrett fra Grane til Oseberg transportsystem og Oseberg gass-transport.
