



Utvinningsstillatelse 193

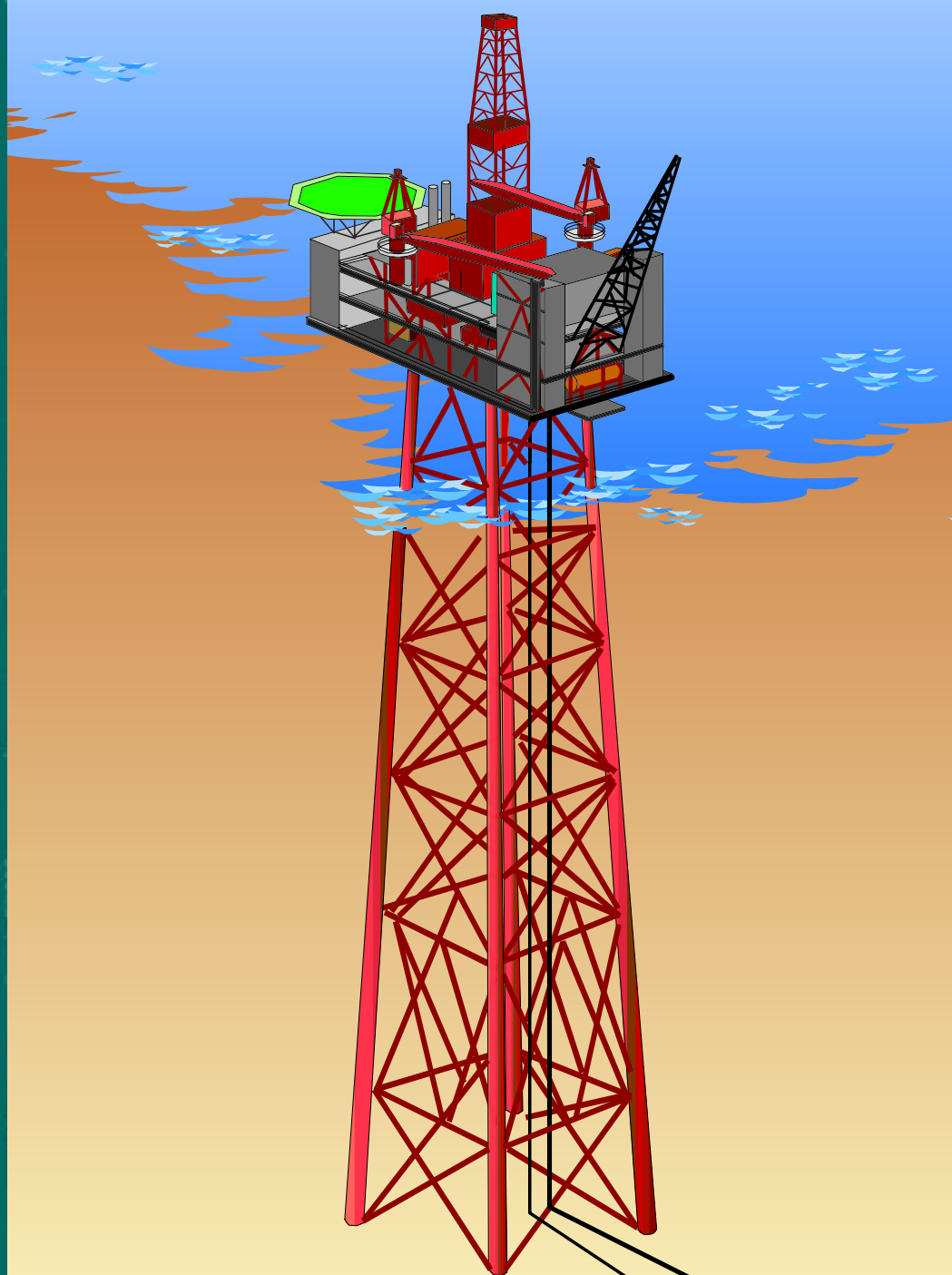
# Kvitebjørn Konsekvens- utredning

- Feltutbygging
- Modifikasjoner på Kollsnes

Desember 1999

"Men da kvitebjørnen kom, var det ingen som kunde stå sig mot ham, for han bet ingenting på, han slo dem ned på ymse sider, så de lå i haugevis."

- Asbjørnsen og Moe.



## Forord

Den foreliggende konsekvensutredningen inngår som en del av Plan for utbygging og drift (PUD) av Kvitebjørnfeltet (PL 193), Planer for anlegg og drift (PAD) av tilhørende eksportørledning for rikgass og for Kvitebjørn Oljerør (kondensat), samt PUD for nødvendige modifikasjoner på Kollsnes for mottak og behandling av rikgass fra Kvitebjørnfeltet.

Rettighetshaverne i Kvitebjørnlisensen har anbefalt et alternativ med stabilisering av kondensat på plattformen, videresending av kondensat til Troll Oljerør 2 og rikgass til Kollsnes.

Konsekvensutredningen er for offhoredelen utarbeidet i henhold bestemmelsene om konsekvensutredninger i petroleumsloven. For landfallsdelen og modifikasjonene på Kollsnes dekker konsekvensutredningen utredningskravene både i henhold til petroleumsloven og plan- og bygningsloven.

Dokumentet er strukturert som følger:

- Del I: Et felles innledende sammendrag og en sammenligning av de ulike alternative utbyggingsløsningene.
- Del II: Forhold som spesifikt gjelder feltutbyggingen samt de ulike transportløsningene og prosesseringsalternativene offshore.
- Del III: Forhold som spesifikt gjelder landfall og landanlegg

## **Del I:**

- Sammendrag av konsekvensutredningen
- Sammenligning av konsekvensene for alternative utbyggingsløsningene

# Sammendrag

I henhold til bestemmelsene i petroleumsløven og plan- og bygningsloven er det utarbeidet en konsekvensutredning som dekker utbygging og drift av gasskondensatfeltet Kvitebjørn, samt modifikasjoner på Kollsnes gassanlegg for mottak og prosessering av gass fra feltet. Kvitebjørnfeltet ligger i Tampenkilen i nordre del av Nordsjøen ca. 20 km søvest for Gullfaks, 130 km vest for Sognefjorden og 70 km nordvest for Oseberg feltcenter. Kollsnes gassanlegg ligger i Øygarden kommune i Hordaland.

For Kvitebjørn-feltet ble forslag til utredningsprogram oversendt Olje- og energidepartementet (OED) i mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet på høring til berørte instanser. Utredningsprogrammet og innkomne høringsuttalelser danner grunnlag for konsekvensutredning av Kvitebjørn feltutbygging. For utvidelser av anlegget på Kollsnes ble melding med forslag til utredningsprogram oversendt OED i mai 1998. Revidert utredningsprogram for modifikasjonene på Kollsnes ble fastsatt av OED 21 desember 1999. Konsekvensutredning av modifikasjonene på Kollsnes er utarbeidet i henhold til det fastsatte utredningsprogrammet.

Foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for samfunn, miljø og fiskerier ved utbygging og drift av Kvitebjørn feltet med tilhørende modifikasjoner på Kollsnes for mottak og behandling av rikgass fra feltet. Konsekvensutredningen beskriver konsekvensene av flere alternative utbyggingsløsninger:

- feltinstallasjon med stabilisering av kondensat og videresending av kondensat i rørledning enten til Troll Oljerør 2 (TOR 2), Oseberg Transportsystem (OTS) eller Gullfaks A
- feltinstallasjon med videresending av ustabilisert kondensat i rørledning til Oseberg C for stabilisering
- transport av rikgass fra Kvitebjørn i rørledning til Kollsnes, alternativt i rørledning til Heimdal for viderebehandling og eksport

## Utbyggingsplanene

Planene som nå legges fram omhandler leveranser av gass- og kondensat fra Kvitebjørnfeltet med oppstart av kommersielle leveranser oktober 2004. Antatt utvinnbare reserver som er lagt til grunn for utbyggingsløsningen, er 47 mrd Sm<sup>3</sup> gass, 18,4 mill Sm<sup>3</sup> kondensat og i tillegg noe nafta. Kvitebjørn er planlagt bygd ut med en bunnfast produksjonsinnretning med bore-enhet, boligenhet og

prosessutrustning. Alle brønner planlegges boret fra plattformen

Utbyggingsløsningen baseres på at trykkenergien i reservoaret utnyttes til å transportere gass fram til sluttbehandling på mottaksanlegget. Kondensat vil enten bli stabilisert på plattformen og sendt i rørledning TOR 2, OTS eller Gullfaks eller sendt for stabilisering til Oseberg C. Rikgassen forutsettes behandlet på Kollsnes eller Heimdal. På Kollsnes omfatter utbyggingsplanene landfall for rørledningen fra Kvitebjørn, samt modifikasjoner i eksisterende prosessanlegg for behandling av gassen. På Heimdal omfatter utbyggingsplanene i hovedsak modifikasjoner og ny rørledning til Frøy.

Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn vil være en selvstendig driftsenhet underlagt Statoils resultatområde Undersøkelse og produksjon Norge. Driftsorganisasjonen er forutsatt samlokalisert med eksisterende driftsmiljø for installasjoner i Tampenområdet. Forsyning til Kvitebjørn vil sannsynligvis komme både fra baser i Bergensområdet og Fjord Base i Sogn og Fjordane.

## Samfunnsmessige konsekvenser

Investeringene i en utbygging av Kvitebjørnfeltet med transport og mottak av rikgass til Kollsnes og kondensat til TOR 2 er beregnet til 7,8 mrd 1999 kr (inkludert kondensatrør til TOR 2 men eksklusiv landfall og modifikasjoner på Kollsnes). Kostnadene er på samme nivå uavhengig av kondensatmottak. Ved valg av Heimdal som mottaksanlegg for rikgass øker investeringer med omlag 1,9 mrd kr.

Samfunnsøkonomisk framstår Kvitebjørn som et lønnsomt prosjekt. Nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er ved forutsetninger om en oljepris på 15 USD/fat på i underkant av 4 mrd 1999 kr. Disse beregningene er gjort for en feltutbygging med Kollsnes som mottakssted for rikgass, og TOR 2 som mottakssted for kondensat. Tariffering av investeringene i behandlingsanlegg på Kollsnes er inkludert i beregningene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomhet vil variere noe med valg av transportløsning.

Hovedtyngden av investeringene på Kvitebjørn foregår etter planen i perioden 2001 - 2004. Investeringsfasen kommer dermed nettopp i en periode der norsk offshore-rettet næringsliv har sterke behov for nye oppdrag og der det er få andre større utbyggingsprosjekter i gang. Å få et vedtak om utbygging av Kvitebjørn så raskt som mulig er derfor svært viktig for norsk offshore-rettet næringsliv, for dermed å øke aktivitetsnivået i en periode som ser ut til å bli markedsmessig meget vanskelig.

Det er anslått at utbygging av Kvitebjørn (eksklusiv landfall og modifikasjoner Kollsnes) vil bidra til at norsk næringsliv vil få leveranser på rundt 4,3 mrd 1999 kr som tilsvarer mellom 50 og 60% av leveransene. Heimdalalternativet ville gitt noe høyere norske leveranser som følge av større investeringer. Det er kun mindre forskjeller ved de alternative mottaksanlegg for kondensat. Årlige norske leveranser i driftsfasen er anslått til omlag 280 mill kr.

De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av Kvitebjørnutbyggingen (eksklusiv landfall og modifikasjoner Kollsnes) er i Kollsnes / TOR 2 alternativet beregnet til omlag 12200 årsverk inkludert konsumvirkningene. De største produksjonsvirkningene vil komme innenfor industri, forretningsmessig tjenesteyting og bygg og anlegg. Sysselsettingsvirkningene vil variere avhengig av utbyggingsalternativ. Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er anslått til i underkant av 400 årsverk pr år.

Investeringene 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 utbyggingen er anslått til 72%, mens regional leveranseandel er anslått til 47%. 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.

Gassrørledning fra Kvitebjørn, landfall og modifikasjoner på Kollsnes vil kunne gi økt eiendomsskatt til Øygarden kommune på ca. 4,5 millioner 1999-kroner per år.

Utbygging og drift på Kollsnes for behandling av Kvitebjørn gass antas ikke å gi negative helsemessige konsekvenser. Økt bemanning i anleggsperioden forventes ikke å medføre spesielle sosiale konsekvenser.

### **Utslipp og miljømessige konsekvenser**

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

Hovedkraftforsyning til Kvitebjørn vil være fra egen kraftgenerering ombord på plattformen. Alternativ kraftforsyning med kabel fra Troll A har vært vurdert og kabel fra Gullfaks blir vurdert.

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. Dette er anslått å bidra til en reduksjon av faklingen med omlag 30%.

Samlet utslipp fra Kvitebjørn plattformen og fra behandling av rikgass på Kollsnes er for hele perioden 2003 - 2016 beregnet til 1,15 mill tonn CO<sub>2</sub> og 1,70 tusen tonn NO<sub>x</sub>. I forhold til utslipp fra eksisterende petroleumsvirksomhet, er disse utslippene små.

Det er inkludert en rekke miljøteknologiske tiltak ved utformingen av Kvitebjørn plattformen for å redusere utslipp til luft og for å få til energioptimalisering. Identifisering av muligheter for framtidig reduksjon i utslipp til luft inngår som en del av forpliktelsen til kontinuerlig forbedring av Kvitebjørns miljøprofil.

I RKU Nordsjøen, Temarapport 5, er det gitt en fyldig beskrivelse av de regionale konsekvensene av utslipp av NO<sub>x</sub> og nmVOC. Utslipp fra Kvitebjørn er allerede inkludert i grunnlaget for denne konsekvensbeskrivelsen. Kvitebjørn vil ut fra utslippenes relative størrelse i forhold til andre utslipp i regionen kun gi et meget marginalt bidrag til disse konsekvensene.

Det vil bli meget begrensede utslipp til sjø fra Kvitebjørnutbyggingen. 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 være utslipp til sjø av vannbasert slam og borekaks, noe sementblandingsvann. I forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger vil det kunne bli utslipp av lut glutaraldehyd og oksygenfjerner, men disse utslippene antas ikke å ha miljømessige konsekvenser. I hovedsak legges det opp til behandling og regenerering av produksjons- og injeksjonskjemikalier, men i enkelte av utbyggingsalternativene kan det bli noe utslipp til sjø. Det er imidlertid snakk om små mengder.

I tilfelle ustabilisert kondensat transporteres til Oseberg C vil det bli utslipp av små mengder produsert vann. Disse vil imidlertid kun utgjøre et meget begrenset bidrag til det samlede konsekvensbildet for regionen.

Miljøriskioanalysen viser at risikoen for miljøskade grunnet aktiviteten på Kvitebjørn ligger innenfor Statoils akseptkriterier. Selv i et verst tenkelig tilfelle vil det kun være meget begrensede mengder kondensat som vil kunne nå kysten.

Samlet sett vil Kvitebjørnutbyggingen medføre meget små utslipp til luft og sjø.

Prosessering av Kvitebjørn gass på Kollsnes vil gi økte utslipp til luft på 4.000 tonn CO<sub>2</sub> og 2 tonn NO<sub>x</sub> per år. Økte utslipp til sjø vil være 9.000 m<sup>3</sup> per år, med tilsvarende sammensetning som avløpsvannet fra eksisterende anlegg. Hverken 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 på 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.

## **Fiskerimessige konsekvenser**

Kvitebjørnplattformen vil bli installert på vel 190 meters dyp vest for eggaskråningen i et område der det drives industritrålfiske og konsumtrålfiske. Plattformen med sikkerhetssone vil utgjøre et arealbeslag på omlag 1 km<sup>2</sup> for konsumtrålfiske og omlag 5 km<sup>2</sup> for industritrålfiske. I forhold til eksisterende arealbeslag er disse beslagene marginale.

I anleggsfasen vil det være midlertidig 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 berørt 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 omlag 200 meter og ut til omlag 1.500 meter fra rørledningen. Kartlegging av ankermerker langs rørledningstraséer har vist at problemet med ankermerker særlig kan 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 legging. I eggaskråningen og på Vikingbanken der det er sandbunn, vurderes ankermerker ikke å innebære noen vesentlig hindring for utøvelse av fiske, selv 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 mv etter at leggearbeidet er avsluttet. Eventuelle ulemper er derfor avgrenset til fiske med bunntral. Ingen av rørledningsalternativene forventes å medføre fangsttap eller operasjonelle ulemper av noen betydning for konsumtrålfisket.

En gassrørledning til Kollsnes forventes heller ikke å medføre operasjonelle ulemper av betydning for industritrålfiske. Traséen for et alternativ med gassrørledning fra Kvitebjørn til Heimdal er lagt på vestsiden av tobisfeltet på Vikingbanken og rørledningen vil dermed ikke medføre ulemper for fiskerivirksomheten.

Virkingen for industritrålfisket av de alternative kondensatrørledningene vil avhenge av om de lar seg grave ned i trålfeltet for øyepål. Dersom dette er tilfellet, ventes ikke en kondensatrørledning til TOR 2, OTS, Gullfaks A eller Oseberg C, å medføre ulemper etter at leggearbeidet er avsluttet.

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

Muligheten for en dypere nedgraving av kondensatrørledningene i industritrålfeltet slik at steinfyllingen ikke kommer over havbunnsnivå, vil bli vurdert i forbindelse med detaljkartleggingen.

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

## **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) iht. Statoils egne retningslinjer for den videre prosjektutvikling og i utbyggings- og driftsfasen.

I planleggingen av miljøovervåkingen på Kvitebjørn-feltet og andre felt er det viktig å tilpasse programmet til overvåking av utslipp fra de aktuelle boreoperasjonene. Statoil vil se behovet for nye omfattende undersøkelser for Kvitebjørn-feltet i forhold til resultatene fra miljøovervåkingen 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 overvåkingssystemer anses å være dekkende også i forhold til en utvidelse av kapasiteten for behandling av gass fra Kvitebjørn.

## **Sammelingning av konsekvenser for alternative utbyggingsløsninger**

Sammenligningen av konsekvenser viser at de ulike utbyggingsalternativer er relativt likeverdige når det gjelder miljømessige og fiskerimessige konsekvenser. Sammenligningen viser videre at alternativet med stabilisering av kondensat på plattformen, transport av kondensat til TOR 2 og gass til Kollsnes og alternativet med transport av ustabilisert kondensat til Oseberg og gass til Kollsnes er forholdsvis likeverdige både mht. investeringskostnader, norske leveranser, sysselsettingsvirkninger og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det er små forskjeller ved ulike mottaksanlegg for kondensat (TOR2, OTS, Gullfaks A og Oseberg C).

De ulike Heimdal-alternativene (Heimdal og ulike kondensatmottaksalternativ) har større investeringskostnader og dermed også større norske leveranseandeler og sysselsettings- virkninger enn Kollsnesalternativene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved Heimdalalternativene er imidlertid betydelig svakere enn Kollsnesalternativet både knyttet til større investeringskostnader og

tariffleksjer (pga. transport av kondensat til Storbritannia).

### **Konklusjon**

Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 193 har anbefalt at alternativet med stabilisering av kondensat på plattformen, videresending av kondensat til TOR 2 og rikgass til Kollsnes blir valgt.

Konsekvensutredningen viser at Kvitebjørnutbyggingen vil være et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt. Utbyggingen vil gi betydelige sysselsettingsvirkninger for norsk offshoreindustri i en periode der det vil være stort behov for oppdrag.

Utslippene fra Kvitebjørn vil være marginale i forhold til eksisterende utslipp i berørte regioner og vil ikke medføre endringer i de miljømessige virkningene av utslippene. Likeledes vil utslippene forbundet med behandling av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes ikke gi miljømessige konsekvenser av betydning.

Konsekvensutredningen viser videre at eventuelle ulemper for fiskerivirksomheten i vesentlig grad vil kunne minimeres gjennom avbøtende tiltak.

Dokumentasjonen som foreligger i denne konsekvensutredningen viser at det ikke er identifisert enkeltkonsekvenser eller sum av konsekvenser av et så stort negativt omfang at det reiser spørsmålet om Kvitebjørnfeltet bør bygges ut eller ikke. Denne konklusjonen omfatter også landfall og modifikasjoner på Kollsnes.

## Sammenligning av konsekvenser for alternative utbyggingsløsninger

I konsekvensutredningen er det redegjort for samfunns-, miljø- og fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørn- utbyggingen inkludert modifikasjoner på Kollsnes. Det er flere alternative løsninger både mht. feltinstallasjon og mottaksanlegg for hhv. riggass og kondensat:

- feltinstallasjon med *stabilisering av kondensat* og videresending av kondensat i rørledning enten til Troll Oljerør 2 (TOR 2), Oseberg Transportsystem (OTS) eller Gullfaks A
- feltinstallasjon med *videresending av ustabil* kondensat i rørledning til Oseberg C for stabilisering
- transport av riggass fra Kvitebjørn i rørledning til Kollsnes, alternativt i rørledning til Heimdal for viderebehandling og eksport

Det kan settes sammen totalt 8 fullstendige utbyggingsalternativer. Det er imidlertid mindre forskjell mellom konsekvensene av alternative mottaksanlegg av stabilt kondensat enn det er mellom konsekvensene av stabilt / ustabil plattformkonsept og av Kollsnes / Heimdal som mottaksanlegg for riggass. Det er derfor i hovedsak foretatt sammenligning mellom følgende alternativ:

- Stabilt-TOR2-Kollsnes: feltinstallasjon med *stabilisering av kondensat* og videresending av kondensat i rørledning til Troll Oljerør 2 og riggass til Kollsnes
- Stabilt-TOR2-Heimdal: feltinstallasjon med *stabilisering av kondensat* og videresending av kondensat i rørledning til Troll Oljerør 2 og riggass til Heimdal
- Ustabil-Oseberg C-Kollsnes: feltinstallasjon med *videresending av ustabil* kondensat i rørledning til Oseberg C for stabilisering og riggass til Kollsnes

Øvrige alternativ er kommentert i forhold til disse hovedalternativene.

### Sammenligning av samfunnsmessige konsekvenser

Tabellen under viser hvilke investeringer, nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger som de tre ulike alternativene vil ha i forhold til hverandre. For Kollsnes er både landfall og modifikasjonene tatt med.

**Tabell 1 Sammenligning av samfunnsøkonomiske konsekvenser**

	Invest mill 1999 kr	N. leveranser mill 1999 kr	Sysselset. årsverk
<b>Stab-TOR2- Kollsnes</b>	8690	5020	14020
<b>Stab-TOR2-Heimdal</b>	10075	5575	14880
<b>Ustab-Ose.C-Kollsnes</b>	8480	4850	13590

Det er forbundet betydelig usikkerhet til disse beregningene.

Tabellen viser at det er relativt små forskjeller mellom Stabilt-TOR2-Kollsnes og Ustabil-Oseberg C-Kollsnes både når det gjelder investeringer, norske leveranser og sysselsetting. Stabilt-TOR2-Heimdal alternativet har imidlertid høyere investeringer, og derav følger også høyere norske leveranser og sysselsettingsvirkninger. Relativt sett har Heimdalalternativet noe lavere norsk leveranseandel (55%) i forhold til de to andre alternativene (58%).

Alternativet med videresending av stabilisert kondensat til Gullfaks A kommer ut forholdsvis likt med TOR2 mht. investeringer, norske leveranser og sysselsettingsvirkninger.

Alternativet med videresending av stabilisert kondensat til OTS vil gi en økning i investeringen på omlag 150 mill kr, samt omlag 80 mill i økning av norske leveranser og omlag 200 årsverk i økt sysselsettingsvirkning. Forskjellene i konsekvenser for dette alternativet i forhold til alternativ med videresending til TOR 2 anses å ligge innenfor beregningenes usikkerhetsmarginer.

Ved beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet kommer Stabilt-TOR2-Kollsnes alternativet ut med en netto nåverdi på omlag 3,8 milliarder 1999-kr under forutsetning av en oljepris på 15 USD/fat og 53 øre / Sm<sup>3</sup> gass. Samfunnsmessig lønnsomhet av Ustabil-Oseberg C-Kollsnes alternativet er beregnet til å ligge i samme størrelsesorden, mens samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Heimdalalternativet vil være betydelig lavere knyttet til at investeringene er betydelig høyere. I Heimdalalternativet vil det også være tariffleksasjer knyttet til transport av kondensat til Storbritannia.

### Sammenligning av miljømessige konsekvenser

Tabellen under viser de totale marginale utslipp av hhv. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og produsert vann som de ulike alternativene er beregnet å generere over hele perioden 2003 - 2016.



**Tabell 2 Sammenligning av totale marginale utslipp for perioden 2003 - 2016**

	CO <sub>2</sub> -utslipp mill tonn	NO <sub>x</sub> -utslipp 1000 tonn .	Prod. vann 1000 m <sup>3</sup>
<b>Stab-TOR2-Kollsnes</b>	1,15	1,70	-
<b>Stab-TOR2-Heimdal</b>	1,96	1,00	-
<b>Ustab-Ose.C-Kollsnes</b>	0,73	1,60	100

Tabellen viser at alternativet Ustabilt-Oseberg C - Kollsnes kommer best ut når det gjelder CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette er knyttet til at forholdene ligger bedre til rette for energioptimalisering på Oseberg enn på Kvitebjørn. Heimdalalternativet kommer dårligst ut av de tre alternativene mht. CO<sub>2</sub>-utslipp, men kommer best ut når det gjelder utslipp av NO<sub>x</sub>. Dette har sammenheng med at Heimdal har knyttet investering i lav-NO<sub>x</sub>-brennere opp mot Kvitebjørn. Det er kun Ustabilt-Oseberg C -Kollsnes-alternativet som gir utslipp av produsert vann.

Alternativene med videresending av stabilisert konsensat til OTS eller Gullfaks A kommer ut forholdsvis likt med TOR2 mht. utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og produsert vann.

Mht. andre miljømessige konsekvenser synes det ikke å være større forskjeller mellom alternativene.

Samlet sett framstår disse tre alternativene noenlunde likeverdig miljømessig sett, dvs. at ingen av alternativene skiller seg klart ut på alle parametrene som bedre enn de andre. Det må også tas med i betraktningen at de utslippsbidrag som Kvitebjørnutbyggingen vil gi, er helt marginale i forhold til andre utslipp i Tampen-området og Nordsjøen forøvrig.

### Sammenligning av fiskerimessige konsekvenser

Felles for de ulike alternativene er arealbeslag knyttet til selve plattformen som ligger i et område der det både foregår industritrålfiske etter øyepål og kolmule og konsumtrålfiske. Størrelsen på arealbeslaget er beregnet til omlag 1 km<sup>2</sup> for konsumtrålfiske og omlag 5 km<sup>2</sup> for industritrålfiske.

Ut over dette er konsekvensene for fiskerivirksomheten knyttet til eventuelle ulemper for trålvirksomheten av legging og tilstedeværelse av rørledninger. Det er imidlertid ingen av de alternative gass- og kondensatrør- ledningsalternativene som skiller seg ut i forhold til hverandre mht. fiskerimessige virkninger.

Begge gassrørledningsalternativene (Kollsnes og Heimdal) vil krysse deler av det viktige øyepålfeltet i eggaskråningen, men ingen av disse forventes å medføre ulemper av betydning for trålvirksomheten.

De ulike kondensatrørledningsalternativene vil også berøre øyepålfeltet i eggaskråningen. Her vil det kunne oppstå ulemper for trålvirksomheten knyttet til

områder og strekninger som må steindumpes. Gjennom avbøtende tiltak forventes det imidlertid at eventuelle ulemper kan avbøtes.

Samlet sett kan det ut fra de gjennomførte konsekvensvurderinger oppsummeres at det ulike utbyggingsalternativer er likeverdige mht. konsekvenser for fiskerivirksomheten.

### Oppsummering

Sammenstillingen av konsekvenser ovenfor viser at de ulike utbyggingsalternativer er relativt likeverdige når det gjelder miljømessige og fiskerimessige konsekvenser.

Sammenstillingen viser videre at Stabilt-TOR2-Kollsnes alternativet og Ustabilt-Oseberg C-Kollsnes alternativet er forholdsvis likeverdige både mht. investeringskostnader, norske leveranser, sysselsettingsvirkninger og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

De ulike Heimdal-alternativene har større investeringskostnader og dermed også større norske leveranseandeler og sysselsettings- virkninger enn Kollsnesalternativene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved Heimdalalternativene er imidlertid betydelig svakere enn Kollsnesalternativet både knyttet til større investeringskostnader og tarifflekasjer (pga. transport av kondensat til Storbritannia).

Ut fra en samlet vurdering av samfunns-, miljø- og fiskerimessige konsekvenser framstår det anbefalte alternativet med stabilisering av kondensat på plattformen og videresending av gass til Kollsnes og kondensat til TOR 2 som den beste løsningen.

## **Del II:**

Kvitebjørn feltutbygging inkludert  
alternative gassrørledninger og  
kondensatrørledninger

# Innholdsfortegnelse

side

<b>1 Innledning</b> .....	1
1.1 Kvitebjørnutbyggingen .....	1
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	1
1.3 Formålet med konsekvensutredningen .....	1
1.4 Prosess, saksbehandling og tidsplan .....	1
1.5 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen .....	2
1.6 Annet lovverk .....	2
<b>2 Uttalelser til utredningsprogrammet for Kvitebjørn feltutbygging</b> .....	3
2.1 Utredningsprogrammet .....	3
2.2 Høringsuttalelser om samfunnmessige forhold .....	4
2.3 Høringsuttalelser om miljømessige forhold .....	4
2.4 Høringsuttalelser om fiskerimessige forhold .....	6
2.5 Høringsuttalelser om sikkerhetsmessige forhold og oljevernberedskap .....	6
2.6 Grunnlagsstudier .....	7
<b>3 Prosjektbeskrivelse</b> .....	9
3.1 Kvitebjørnfeltet .....	9
3.2 Lisensforhold og rammevilkår .....	9
3.3 Letehistorie og reserver .....	9
3.4 Utvinningsstrategi .....	10
3.5 Alternative utbyggingsløsninger .....	10
3.6 Rørledninger og mottaksanlegg .....	11
3.7 Drift og vedlikehold .....	13
3.8 Helse, miljø og sikkerhet .....	13
3.9 Nedstengning og fjerning av installasjonene .....	13
3.10 Investerings- og driftskostnader .....	13
3.11 Organisering og gjennomføring .....	14
3.12 Områdevurdering .....	14
3.13 Videre bearbeiding av utbyggingsløsning .....	15
<b>4 Samfunnmessige konsekvenser</b> .....	15
4.1 Investerings- og driftskostnader for Kvitebjørn feltutbygging .....	15
4.2 Samfunnmessig lønnsomhet .....	15
4.3 Virkninger på investeringsnivået i petroleumsvirksomheten .....	18
4.4 Vare og tjenesteleveranser til Kvitebjørn feltutbygging .....	19
4.5 Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kvitebjørnfeltet .....	24
4.6 Kommunal eiendomsskatt .....	28

<b>5 Utslipp og miljøteknologivurderinger for Kvitebjørn feltutbygging</b> .....	29
5.1 Prosessanlegg på Kvitebjørn .....	29
5.2 Utslipp til luft .....	29
5.3 Utslipp til sjø .....	33
5.4 Akutte utslipp .....	36
5.5 Avfallshåndtering i driftsfasen .....	37
5.6 Miljøaspekter ved avvikling .....	37
<b>6 Fiskerimessige konsekvenser</b> .....	39
6.1 Virkninger for fiskeressursene .....	39
6.2 Fiskeriaktivitet som berøres av utbyggingen .....	39
6.3 Konsekvenser for fiskeriene av utbyggingen .....	40
<b>7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser</b> .....	45
7.1 Planer for miljøovervåkning på Kvitebjørn-feltet .....	45
<i>Referanseliste</i> .....	47

# 1 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelse PL193 har Statoil utarbeidet Plan for utbygging og drift (PUD) inkludert konsekvensutredning for Kvitebjørnfeltet.

Den foreliggende konsekvensutredning oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved en utbygging av Kvitebjørnfeltet. Konsekvensutredningen beskriver konsekvensene av to alternative feltutbyggingskonsept, ett med full stabilisering av kondensat før videresending og ett med videresending av ustabil kondensat. Videre beskrives konsekvensene av to alternative løsninger mht. transport og behandling av riggass, tre alternativer mht. transport av stabilt kondensat og ett alternativ med transport og behandling av ustabil kondensat.

## 1.1 Kvitebjørnutbyggingen

Kvitebjørnfeltet er et gass- og kondensatfelt som ligger i Tampenkilen i nordre del av Nordsjøen ca. 20 km sørvest for Gullfaks, 130 km vest for Sognefjorden og 70 km nordvest for Oseberg feltcenter, (se figur 3.1). Vanddyptet på feltet er omlag 190 meter. Utvinningstillatelsen, PL 193, dekker blokk 34/11.

## 1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Plan for utbygging og drift (PUD) av Kvitebjørn er utarbeidet i henhold til petroleumslovens §4-2 og §4-3 samt § 22 i forskriftene til petroleumsloven. Dette lovverk krever bl.a. at det skal utarbeides en konsekvensutredning før utbyggingsplanene godkjennes. Konsekvensutredningen er utarbeidet i samsvar med eksisterende lover og retningslinjer.

## 1.3 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av utbyggingen med forventede virkninger for miljø, naturressurser og samfunn.

Konsekvensutredningen er en integrert del av Statoils planleggings- og beslutningsprosesser og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal være med på å etablere et grunnlag for å belyse og analysere de spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosess. Konsekvensutredningen skal også dekke prosjektets informasjonsbehov mot samfunnet og gi omgivelsene grunnlag til å påvirke utformingen av prosjektet.

## 1.4 Prosess, saksbehandling og tidsplan

Forslag til utredningsprogram for Kvitebjørnfeltet ble oversendt Olje- og energidepartementet i mars 1997. Departementet sendte deretter utredningsprogrammet på høring til berørte instanser.

Olje- og energidepartementet (OED) har koordinert høringsrunden. Oppfølging av innkomne høringsuttalelser ble diskutert i et møte mellom Statoil og OED den 20.5.1997. Departementet har i brev datert 10. juni 1997 forutsatt at det framlagte utredningsprogram legges til grunn for konsekvensutredningen og videre at de forhold høringsuttalelsene tar opp blir omhandlet i det videre arbeid med konsekvensutredningen. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet på denne bakgrunn. Kapittel 2 redegjør nærmere for merknadene til utredningsprogrammet.

I desember 1998 ble det sendt inn konsekvensutredning for Kvitebjørn til OED som sendte denne ut på høring. Etter en utsettelse av høringsfristen ble denne konsekvensutredningen trukket tilbake sommeren 1999, med bakgrunn i at både utbyggingskonsept og tidsplanene var endret.

Denne foreliggende konsekvensutredningen omfatter alternative løsninger både mht. plattform og transportløsninger for gass og kondensat som har vært vurdert i prosjektutviklingen. Konsekvensutredningsrapporten bygger på utredninger og analyser gjennomført i hovedsak av interne fagmiljø. Utredning av samfunnsmessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen er basert på en dokumentasjonsrapport utført av eksterne fagmiljøer.

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) utgjør en del av dokumentasjonen for Kvitebjørn konsekvensutredning. Dette gjelder i særlig grad beskrivelse av miljømessige og fiskerimessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

OED vil forestå høringen av konsekvensutredningen. Plan for utbygging- og drift av Kvitebjørn (PUD) vil bli levert myndighetene i løpet av desember 1999. Med bakgrunn i disse utbyggingsplanene, konsekvensutredningen og høringsuttalelsene til denne vil myndighetene legge saken fram for Stortinget. Stortingsbehandling er forventet i løpet av vårsesjonen 2000.

## 1.5 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen

Den regionale konsekvensutredningen omfatter følgende temautredninger:

- 1a-e Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak (Separate rapporter for hhv. Tampen-, Oseberg-, Troll-, Frigg / Heimdal- og Sleipnerområdet.)
- 2 Utslipp til luft og sjø. Prognoser.
- 3 Beskrivelse av influensområdet til havs og på land.
- 4 Uhellsutslipp. Sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser.
- 5 Regulære utslipp til luft. Konsekvenser.
- 6 Regulære utslipp til sjø. Konsekvenser.
- 7 Fiskerier og akvakultur. Konsekvenser i området 58°N - 62°N.
- 8a-b Samfunnsøkonomiske konsekvenser (Separate rapporter for Tampenområdet og Sleipnerområdet).

RKU-Vedlegg:

Oppsummering av høringsuttalelser med kommentarer fra selskapene

Delrapport 2, 3, 4, 5 og 6 omfatter hele Nordsjøen.

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) var på høring i perioden mai til september 1999. I RKU-vedlegget er høringsuttalelsene oppsummert og kommentert. Temautredningene, RKU-vedlegget og departementets sluttbehandling utgjør RKU Nordsjøen. Kvitebjørn konsekvensutredning og RKU Nordsjøen er tilsammen forutsatt å dekke utredningsbehovet for Kvitebjørnutbyggingen. Kvitebjørn. RKU-Nordsjøen finnes både i rapportform og som CD-rom i tillegg til at den ligger på internett på følgende adresse:  
[www.statoil.com/hms/nordsjoen/index.htm](http://www.statoil.com/hms/nordsjoen/index.htm) .

## 1.6 Annet lovverk

Nedenfor er gitt en oversikt over samtykker / tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt, avklares tidligst mulig i planprosessen bl.a. gjennom behandling av utredningsprogram og konsekvensutredning.

- Utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensningstilsyn.
- Tillatelse til å opprette sikkerhetssone / begrensingsområde etter forskrift om sikkerhetssoner m.v. Myndighet er Kommunal- og regionaldepartementet.
- Nødvendige samtykker etter forskrifter til petroleumsloven. Myndighet OED og OD
- Tillatelser mht. brann- og eksplosjonssikkerhet ved ilandføring av gass. Hjemmel er lov om brannfarlige varer. Myndighet er Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern.
- Forhåndsmelding til arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.

## 2 Uttalelser til utredningsprogram for Kvitebjørn feltutbygging

Dette kapitlet sammenfatter høringsuttalelsene til utredningsprogrammet samt korte kommentarer til disse. Til slutt presenteres en oversikt over studier som ligger til grunn for konsekvensutredningen.

### 2.1 Utredningsprogrammet

Forslag til program for konsekvensutredning for Kvitebjørn ble sendt ut på høring 10 mars 1997. Problemstillinger i utredningsprogrammet er gjengitt under:

#### Samfunnsmessige forhold:

- Hvilken betydning vil utbyggingen av Kvitebjørn få for det samlede investeringsnivå på norsk sokkel?
- Hvilken virkning vil utbygging og drift av Kvitebjørn få for norsk næringsliv?
- Hvor stor blir den norske andel av leveranser og tjenester?
- Hvilken virkning vil utbygging og drift av faltet få for sysselsettingen?
- Hva blir skatteinntektene for staten i løpet av utvinningsperioden?
- Hva blir virkningene for eksisterende infrastruktur?

#### Miljømessige forhold:

- Hvilke virkninger vil utbyggingsfasen ha for bunnflora og -fauna?
- Hvilke bidrag til de globale og nasjonale klimagassutslipp vil drift av Kvitebjørn gi?
- Hvilke virkninger vil regulære utslipp til vann (produsert vann, drenasjevann, spylevann, sanitærvløp, kjølevann) ha for marint liv (bunndyr, plankton, fisk i alle stadier, sjøfugl, sjøpattedyr)?
- Hvilke virkninger vil kjemikaliebruken ved drift av Kvitebjørn kunne ha på miljøet?
- Hvilke virkninger vil utslipp av borekaks ha for bunnflora og -fauna?
- Vil avfallsgenerering og behandling (inkludert spesialavfall) ved utbygging og drift kunne medføre negative miljøkonsekvenser?
- Hvor stort er bidraget til ovennevnte miljøbelastninger sammenlignet med andre utbygde og planlagte felt?
- Beskrivelse av utslipp for de ulike alternativ til mottaksinstallasjon
- Hvilke tiltak for å minimalisere utslippsmengder og miljøpåvirkning er med i planene?

- Hvilke negative virkninger kan oppstå for marint liv (bunndyr, plankton, fisk i alle stadier, sjøfugl, sjøpattedyr)?
- Hvordan vil avviklingen foregå?

#### Fiskerimessige forhold:

- Hvilke virkninger kan anleggsaktiviteten medføre for fiskeriene?
- Hvilke begrensninger vil plattformen og rørledninger kunne innebære for fiskeriaktiviteten?
- Alternative rørledningstraséer til mottaksinstallasjon; konsekvenser ved legging og potensielle ulemper for fiskeriaktivitet av rørledningen
- Hvilke konsekvenser vil regulære utslipp til vann ha for fiskeressursene?
- Hvilke konsekvenser for fiskeriene vil utbyggingen ha i en større regional/-områdemessig sammenheng? Også andre utbygde og planlagte felt trekkes inn i vurderingen.

Etter at dette utredningsprogrammet er den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen utarbeidet. Flere av problemstillingene i utredningsprogrammet for Kvitebjørnutbyggingen er besvart i denne.

Høringsfrist for utredningsprogrammet ble av Olje- og energidepartementet satt til 21. april 1997. I avsnittene under oppsummeres hovedpunktene i høringsuttalelsene. Under er det gitt fortløpende kommentarer til disse og en redegjørelse for hvordan høringsuttalelsene er tatt hensyn til i konsekvensutredningen. Kommentarene er skrevet i kursiv.

#### **Høringsuttalelser til Kvitebjørn konsekvensutredning desember 1998**

Fiskeridepartementet v/ Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet, Sogn og fjordane Fylkeskommune og Norges Fiskarlag har alle avgitt uttalelse til konsekvensutredningen som ble sendt på høring i desember 1998. Disse høringsuttalelsene er lagt til grunn ved utarbeidelse av denne reviderte konsekvensutredningen.

## 2.2 Høringsuttalelser om samfunnsmessige forhold

**Sogn og Fjordane fylkeskommune** ber om at Fjord base i Florø blir brukt som forsyningsbase, og videre at det må legges til rette for at lokale og regionale virksomheter får leveranser til Kvitebjørn.

*Kvitebjørn vil sannsynligvis benytte både baser i Bergensområdet og i Sogn og Fjordane. Kvitebjørn vil benytte Fjord base i Florø som levandører av utstyr og tjenester på lik linje med de andre installasjonene i Tampen-området.*

**Bergen kommune** anmoder om at spørsmålet om inntrekningspunktet for gassrørledningen fra Kvitebjørnfeltet ses i sammenheng med videre utvikling av Kollsnes og/eller Stureterminalen. Kommunen forutsetter at Kvitebjørn drives fra Bergen.

*Kollsnes er aktuell som mottaksanlegg for rikgass. Dersom Heimdal velges som mottaksanlegg for rikgass, vil Sture kunne motta væske som følger gassen. Se forøvrig kapittel 3 der alternativene er presentert.*

*Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn er forutsatt samlokalisert med eksisterende driftsmiljø for installasjoner i Tampenområdet.*

**Øygarden kommune** hadde ingen merknader til programmet.

## 2.3 Høringsuttalelser om miljømessige forhold

**Havforskningsinstituttet** påpeker i sin uttalelse til Fiskeridepartementet nødvendigheten av at utslippene fra et felt må sees i sammenheng med nærliggende felt. Det bes også om oversikter for de samlede utslipp av oppløste komponenter i produksjonsvannet. I tillegg til problemstillingene i utredningsprogrammet ønskes det en oppstilling av årlige mengder oppløste komponenter i det produserte vannet både fra Kvitebjørn og nærliggende felt.

*I RKU Nordsjøen, temarapport 6, er regulære utslipp til sjø fra alle felt i Tampenområdet (også Kvitebjørn) benyttet som utgangspunkt for beregning og drøfting av mulige konsekvenser. Her er også mengde og kjemisk sammensetning av produsert vann fra feltene i Tampen-området oppgitt.*

*I alternativet med stabilisering av kondensat på Kvitebjørn vil produsert vann bli reinjisert. I alternativet med delvis stabilisering av kondensat på Kvitebjørn vil det følge noe produsert vann med ustabil kondensat til Oseberg C, hvor olje fra det produserte vannet vil bli utskilt og behandlet. Kapittel 5 redegjør mer detaljert for dette.*

*På nåværende tidspunkt finnes det ikke tilstrekkelig data om reservoarmessige forhold til å kunne gi sikre spesifikke oversikter over oppløste komponenter i produsert vann fra Kvitebjørn. Det er gjort nærmere rede for dette i kapittel 5.*

**Miljøverndepartementet** (MD) sine uttalelser er bl.a. basert på SFTs kommentarer. MD påpeker at momenter, omfang og disposisjon for programmet er tilfredstillende, men at mangler ved programmet først og fremst knytter seg til uklarheter vedrørende datagrunnlag og manglende helhetstenkning.

MD forutsetter at den regionale konsekvensutredningen for Tampen blir oppdatert dersom denne skal nyttes som grunnlag for den feltspesifikke konsekvensutredningen for Kvitebjørn. MD sier at utslippene må sees i sammenheng med den generelle, eksisterende forurensningssituasjon i området og at en enkelt utbygging ikke kan ses isolert. MD ber om at Statoil diskuterer hva utslippene i forbindelse med Kvitebjørn betyr som tillegg til eksisterende og planlagt miljøpåvirkning.

*Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) ble ferdigstilt våren 1999 og er etter en høringsrunde hos berørte myndigheter og andre sluttbehandlet av OED. RKU Nordsjøen og Kvitebjørn konsekvensutredning er samlet sett forutsatt å dekke utredningsbehovet. I Kvitebjørn KU er utslippene fra Kvitebjørn sett i relasjon til eksisterende utslipp i regionen.*

Det bes videre om at alternative utbyggings- og driftsløsninger må presenteres med realistiske kostnadsoverslag og at sentrale forutsetninger for de økonomiske analysene må oppgis. Argumentasjon og dokumentasjon bør være særlig grundig dersom den miljømessige beste løsning ikke blir valgt.

*Konsekvensutredningen omfatter flere alternativer både mht. feltutbygging og mottakssted for hhv. rikgass, stabilisert kondensat og ustabil kondensat. Alternativ som var vurdert tidligere i prosjektfasen er kort omtalt i kapittel 3.*

MD ber videre om at spesielle følsomme ressurser i influensområdet må drøftes og det må presenteres et oppfølgende overvåkingsprogram av ressursene i området dersom disse blir påvirket av den planlagte utbyggingen.

*Influensområdet til Kvitebjørn beskrevet i RKU Nordsjøen, "Temarapport 3 Beskrivelse av influensområdet til havs og på land".*

*Ut over eksisterende overvåkingsprogram som omfatter sedimentanalyser i nærheten av feltinstallasjonen og prøver fra vannsøylen, er det ikke planlagt ytterligere overvåkingsprogram. Utvidelse eller endring av disse programmer må eventuelt skje for hele oljeindustrien samlet, og bør diskuteres på et samordnet nivå, f.eks. i OLF.*



MD er tilfreds med at det planlegges reinjeksjon av produsert vann og brukte kjemikalier, men ber om at reinjeksjon av drenasjevann og annet avfall vurderes.

*Drenasjevann vil bli injisert sammen med borekaks. Avfall er forutsatt behandlet på vanlig måte. Se forøvring kapittel 5.*

For akutt uhell bør "worst case" studier og studier for "mest sannsynlige" typer uhell presenteres.

*I miljørisiko og beredskapsanalysen for Kvitebjørn er det tatt utgangspunkt både i worst case og mest sannsynlige type uhell. Konsekvensutredningen redegjør for resultatet av miljørisikoanalysen.*

Selv om utslipp til luft antas å bli begrenset, bør de beregnede utslippene sees i sammenheng med andre utslipp fra petroleumsvirksomheten i området og annen påvirkning av det mulige influensområdet. Alle aktiviteter som er en integrert del av petroleumsvirksomheten bør inngå (supply- og skytteltrafikk, drift av rørledninger) må inkluderes i utslippsberegningene og i analyser av bidrag til både lokale, regionale og globale effekter.

*RKU Nordsjøen, "Temarapport 5: Regulære utslipp til luft - konsekvenser" gir en oversikt over utslipp fra ulike deler av petroleumsvirksomheten i Tampen-området. I Kvitebjørn konsekvensutredning er de spesifikke utslippene drift av Kvitebjørn vil bidra med presentert og drøftet, se kapittel 7.*

Kommentarer fra SFT som omhandler andre forhold enn det som er nevnt ovenfor, er gjennomgått under.

SFT påpeker i sin uttalelse at formålet med å utarbeide konsekvensutredninger, er å identifisere aktiviteter som vil kunne gi negative miljøkonsekvenser, og å beskrive tiltak som vil kunne redusere disse. Konsekvensutredningen bør reflektere om operatøren vil forplikte seg til å gjennomføre disse tiltakene.

*Noen av miljøtiltakene er inkludert i løsningen for feltinstallasjon, rørledninger og for mottaksanlegg på land. Dette er omtalt i kapittel 3 og delvis også i kapittel 5. Ulike miljøtiltak ved de alternative mottaksanleggene i Nordsjøen er redegjort for i RKU Nordsjøen, "Temarapport 1a, 1c og 1d Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak."*

SFT ber spesielt om en oppdatering av utslippstallene for VOC-utslipp og videre en vurdering av effekten av innføring av lav-NO<sub>x</sub>-brennere selv om kraftbehovet er relativt lite. Kraftbehovet ved transport av brønnstrømmen i rørledninger må inkluderes. Vurdering av i hvor stor grad utslipp av nitrogenoksider bidrar til forurening av områder i Sør-Norge bør inngå. Utslippsestimater for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ved en eventuell reinjeksjon av kaks må utredes.

*De største utslippene av VOC skjer i forbindelse med bøyelasting. Dersom Gullfaks velges som mottaksanlegg for kondensat, vil kondensatet bli bøyelastet. Det vil være igangsatt tiltak for en betydelig reduksjon av VOC-utslippene i forbindelse med bøyelasting før Kvitebjørn settes i produksjon. I RKU Nordsjøen, Temarapport 5: Regulære utslipp til luft - konsekvenser er det gitt prognoser for VOC-utslipp. Her er også miljøkonsekvenser av NO<sub>x</sub>-utslipp mht. forureningssituasjonen i Sør-Norge presentert.*

*Basisalternativet for kraftforsyning til Kvitebjørn er to dual-fuel turbiner. Muligheten for lav NO<sub>x</sub>-brennere er vurdert, men det foreligger ikke noen kvalifisert teknisk løsning på nåværende tidspunkt. Se forøvrig omtalen i kapittel 5. Ved gassmottak på Heimdal er effekten av installering av lav NO<sub>x</sub> brennere vurdert. Utslippsestimater ved reinjeksjon av kaks er anslått i kapittel 5.*

SFT forventer at innsatsen for å redusere utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Tampenområdet blir økt betydelig og videre at dette reflekteres i konsekvensutredningen.

*Miljøtiltak i Tampenområdet er beskrevet i RKU Nordsjøen, Temarapport 1a: Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Tampenområdet".*

Mht. utslipp av produsert vann bør eventuelle langtidseffekter av utslipp vurderes, og i den sammenheng bør nye forskningsresultater benyttes. SFT ber Statoil om å legge stor vekt på å utrede mulighetene for reinjeksjon av produsert vann, for om mulig å unngå utslipp av olje- og kjemikalier med vannet.

*Konsekvenser av utslipp av produsert vann er beskrevet i RKU Nordsjøen, "Temarapport 5: Regulære utslipp til luft - konsekvenser" og videre i sluttbehandlingsdokumentet til RKU Nordsjøen. Forøvrig vises det til kommentarer til uttalelsen til Havforskningsinstituttets uttalelse.*

Programmet for fjerning av brønnrammer bør også inkludere rørledninger.

*I konsekvensutredningen er generelle vurderinger knyttet til fjerningsproblematikken redegjort for, se kapittel 5.*

SFT ber om at akutte utslipp av kondensat må utredes slik at resultatene kan danne grunnlag for beredskapsplanlegging.

*Sannsynligheten for akutt utslipp av kondensat er beskrevet i miljørisiko- og beredskapsanalysen. Resultater herfra er inkludert i vurderinger av konsekvenser ved et akutt utslipp.*

SFT ber om at konsekvensutredninger omfatter en beskrivelse av planlagte aktiviteter i forbindelse med avfallsminimering og avfallsdisponering.

*Dette er inkludert i konsekvensutredningen, se kapittel 3 og 5.*

Ved produksjonsboring bør muligheten for reinjeksjon av borekaks istedenfor ilandføring vurderes.

*Alternativ med reinjeksjon av borekaks istedenfor ilandføring er vurdert og inngår som basisløsning.*

Avslutningsvis sier SFT at følgen av konsekvensutredningen bør være en forpliktende liste over tiltak operatøren har bestemt seg for å gjennomføre. Eventuelle utslippsreduksjoner som ikke planlegges gjennomført må begrunnes grundig. SFT ser det som viktig at det er en sammenheng mellom vurdering av konsekvensene aktivitetene har på miljøet og de oppfølgende miljøundersøkelsene. Konsekvensutredningen bør inneholde en skisse av hvordan naturressurser og organismer som er spesielt utsatt for forurensning fra virksomheten skal følges opp gjennom miljøovervåkingsprogrammene.

*I konsekvensutredningen er det redegjort for oppfølgings tiltak og planer for miljøovervåking på Kvitebjørn, se kapittel 7. Det er også redegjort for planlagte miljøundersøkelser i Tampenområdet og for programmene for kontinuerlig overvåking av sedimenter rundt installasjonene og av vannsøylen.*

## 2.4 Høringsuttalelser om fiskerimessige forhold

Fiskeridepartementet har forelagt konsekvensutredningsprogrammet for Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og Kystdirektoratet. De miljømessige og biologiske sidene som Havforskningsinstituttet har uttalt seg i forhold til, er omtalt i forrige underkapittel.

**Fiskeridirektoratet** forventer at konsekvensutredningen gir en akseptabel beskrivelse av de fiskerimessige forhold i relasjon til såvel denne utbyggingen som til eksisterende infrastruktur i det totale utbyggingsområdet.

*I RKU Nordsjøen, Tamarapport 7: Fiskerier og akvakultur - konsekvenser i området 58 ° N - 62 ° N" er fiskeriaktiviteten og fangster for utvalgte år i Nordsjøen beskrevet. Her er det også gitt en generell redegjørelse for de konsekvenser petroleumsvirksomheten (inkl. Kvitebjørnutbyggingen) medfører for fiskeriaktiviteten. I kapittel 6 i denne konsekvensutredningen er konsekvensene av de ulike alternativene for Kvitebjørnutbyggingen beskrevet.*

Det bes om redegjørelse for den totale utbygging av Kvitebjørnfeltet, dvs, hvilke innretninger som blir utplassert med posisjonsbeskrivelse og videre hvilke alternativer for gass og kondensattransport som vurderes og hvilken løsning som vil gi minst påvirkning for fiskeriinteressene i området. Det forventes videre en akseptabel analyse av fiskeriaktiviteten og fangstpotensialet i området.

Ulemper for fiskeri-aktiviteter som følge av anleggsaktivitetene og utplassering av installasjoner, spesielt utplassering og tildekking av rørledninger må utredes. Mht. avvikling av feltinstallasjoner må det i den videre saksgang avklares hvilke installasjoner dette gjelder for.

*Alle disse forhold er dekket i konsekvensutredningen, se kapittel 6.*

**Kystverket** ber om nærmere angivelse av rørledningstrasé for det alternativet som går inn til Kollsnes, spesielt i indre farvann ref. Kystverkets ansvarsområde (Havne og farvannsloven).

*Dette framgår av kapittel 3 og kapittel 6.*

I tillegg til kommentarene fra disse instansene ber **Fiskeridepartementet** om at de økonomiske konsekvenser for oppdrettsnæringen ved akutte utslipp utredes. Utredningen forutsettes å omfatte både rent bedriftsøkonomiske konsekvenser for et normalanlegg og renommé-effekten (eventuelle negative effekter på etterspørselen etter laks, ørret og andre akvakulturprodukter).

*Kvitebjørn er et gass / kondensatfelt, og sannsynligheten for at kondensatrester skal kunne nå land i tilfelle et akutt utslipp er svært marginal. Dette er omtalt i konsekvensutredningen. I RKU Nordsjøen, Tamarapport 7: Fiskerier og akvakultur - konsekvenser i området 58 ° N - 62 ° N" er økonomiske konsekvenser ved et eventuelt akuttutslipp utredet.*

**Sogn- og Fjordane fylkeskommune** mener at det ved valg av utbyggingsalternativ må tas hensyn til fiskeriinteressene ved å minimere skadevirkningene mht. arealbeslag.

*Ved vurdering av alternative mottaksanlegg vil hensynet til fiskeriinteressene være et av vurderingskriteriene.*

## 2.5 Høringsuttalelser om sikkerhetsmessige forhold og oljevernberedskap

**Kommunaldepartementet** har forelagt utredningsprogrammet for Oljedirektoratet. Det forutsettes at Statoil selv iverksetter eventuelle

beskyttelsestiltak i forbindelse med plassering av undervannsinnretninger og legging av rør.

**Sogn- og Fjordane fylkeskommune** ser det som viktig at tilgjengelig oljevernkompetanse i fylket blir benyttet til en god måte.

*Dette er generelle forhold som er omtalt i RKU Nordsjøen, Temarapport 4: Uhellutslipp - sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser."*

## **2.6 Grunnlagsstudier**

Listen under angir hvilke spesifikke undersøkelser og studier som er gjennomført i forbindelse med konsekvensutredningen for Kvitebjørn.

- Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Kvitebjørn (blokk 34/11) Boring og produksjon
- Beredskapsanalyse for Kvitebjørn 1999 - Hovedrapport
- Miljøskadevurdering for Kvitebjørn
- Samfunnsmessige virkninger av Kvitebjørnutbyggingen (Agenda 1999)

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) er benyttet som grunnlag for konsekvensutredningen. De ulike temarapporter denne omfatter står i kapittel 1.5.

### 3 Prosjektbeskrivelse

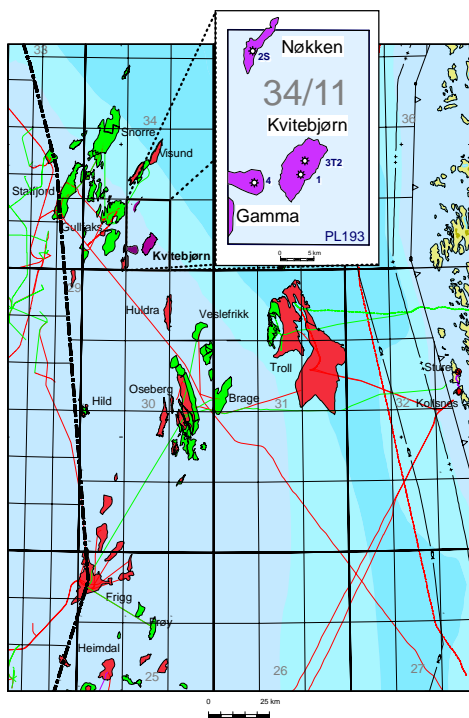
I forbindelse med Kvitebjørnutbyggingen er det utarbeidet plan for utbygging og drift (PUD) som omfatter beskrivelse av selve feltinstallasjonen, rørledninger og mottaksanlegg. Mens PUD vil omfatte et anbefalt alternativ gis det i dette kapitlet i tillegg et sammendrag av flere alternative utbyggingsplaner som har vært utredet. Disse omfatter:

- feltinstallasjon med stabilisering av kondensat og videresending av kondensat i rørledning enten til Troll Oljerør 2 (TOR 2), Oseberg Transportsystem (OTS) eller Gullfaks A
- feltinstallasjon med videresending av ustabil kondensat i rørledning til Oseberg C for stabilisering
- transport av rikgass fra Kvitebjørn i rørledning til Kollsnes, alternativt i rørledning til Heimdal for viderebehandling og eksport

Gjennomgangen under omfatter også nyanlegg og modifikasjoner på hhv. Oseberg C og Heimdal.

#### 3.1 Kvitebjørnfeltet

Kvitebjørn er et gasskondensatfelt som ligger i blokk 34/11, om lag 20 km sørøst for Gullfaksfeltet og 130 km vest av utløpet av Sognefjorden. Feltet ligger nær eksisterende feltinstallasjoner som Gullfaks, Oseberg, Statfjord og Troll. Vanddypt ved planlagt plattformlokasjon er om lag 190 m.



Figur 3.1 Områdekart

#### 3.2 Lisensforhold og rammevilkår

Blokk 34/11 omfattes av utvinningstillatelse 193 som ble tildelt i 14. runde den 10. september 1993 med Statoil som operatør. Rettighetshaverne i utvinningstillatelsen er:

Tabell 3.1 Eierandeler

Selskap	Andel
Den norske stats oljeselskap a.s. (operatør)	80%*
Norsk Hydro Produksjon A/S	15%
Elf Petroleum Norge AS	5%

\* Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er 40 %.

En forutsetning for utbygging er at myndighetene tildeler Kvitebjørn ansvar for leveranse av gass.

Det er vurdert flere alternative tilknytningspunkter for produktstrømmene fra Kvitebjørn.

#### 3.3 Letehistorie og reserver

Det er boret totalt fire letebrønner i Utvinningstillatelse 193. To brønner er boret på Kvitebjørnstrukturen og en brønn er boret på en struktur nordvest i blokken kalt Nøkken 34/11-2S. Kvitebjørn ble oppdaget i 1994 med brønn 34/11-1 og en brønn er boret i Mats-segmentet av Gamma-strukturen. Se figur 3.1

Den første brønnen, 34/11-1, påviste i 1994 et gassreservoar i Brentgruppen på om lag 4.000 m dyp. Det ble påvist høyt trykk og høy temperatur i reservoaret.

Datainnsamlingen fra den andre letebrønnen på Kvitebjørn, 34/11-3T2, bekreftet i 1997 samme trykk- og fluidsistem som i brønn 34/11-1. Brønnen påtraff ikke kontakten mellom gass og vann, men fant gass dypere enn den påviste gass-vannkontakten i brønn 34/11-1.

Brønn 34/11-2S ble boret i 1996 på Nøkken. Brønnen påviste 2,5 GSm<sup>3</sup> utvinnbar gass og 1,5 MSm<sup>3</sup> kondensat i Brentgruppen. Hydrokarbonene i Brentgruppen har to trykk- og fluidsystemer. Utvikling av Nøkken er ikke inkludert i denne PUD.

Brønn 34/11-4 ble boret i Mats-segmentet i Gamma-strukturen våren 1999. Brønnen påviste gasskondensat i Brentgruppen. I utvinningstillatelse 050 er det påvist to mindre gassakkumulasjoner i Gamma-strukturen.

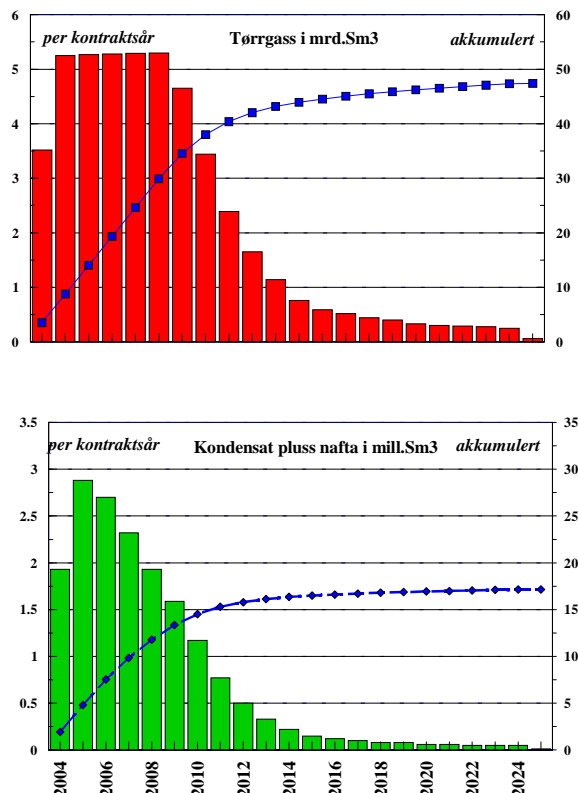
I løpet av sommeren 1998 ble det samlet inn ny 3D seismikk over hele blokk 34/11. Denne var ferdig prosessert våren 1999 og danner nå grunnlag for et betydelig oppdateringsarbeid på undergrunnssiden.

De forventede volumene innenfor utbyggingsområdet er anslått til 67 mrd. Sm<sup>3</sup> gass risket med et usikkerhetsspenn på ± 25% innenfor et 80%. Konfidensintervall. Tilleggspotensiale finnes i segmenter rundt utbyggingsområdet. Foreløpige forventninger er et samlet bidrag i størrelsesorden 10 mrd. Sm<sup>3</sup>.

### 3.4 Utvinningsstrategi

Utvinnbare gass- og kondensatmengder fra utbyggingsområdet er estimert til 47 mrd. Sm<sup>3</sup> gass, 18,4 mill Sm<sup>3</sup> kondensat pluss nafta forutsatt at kondensatet stabiliseres på Kvitebjørn og eksporteres via TOR 2. I alternativet med videresending av ustabil kondensat til Oseberg C er utvinnbare kondensat mengder endret til 17 mill Sm<sup>3</sup> kondensat og 0,6 mill tonn LPG.

Utbyggingen er planlagt for en årlig leveranse på 6 mrd Sm<sup>3</sup> gassleveranse i året. På grunn av manglende brønncapacitet ved produksjonsstart vil maksimum produksjonsrate det første året være 4 mrd Sm<sup>3</sup>/år. Inklusive første året med redusert rate vil platå lengden for de påviste mengdene være 5,5 år, og den tekniske levetiden være 21 år, se. figur 3.2.



Figur 3.2 Forventet produksjonsprofil

Brønnene på Kvitebjørn klassifiseres i borefasen som høyt trykk høy temperatur (HPHT) brønner. Dette innebærer at det settes spesielle krav til borerigg, boreutstyr, personell og prosedyrer.

Trykkavlastning anbefales som dreneringsstrategi for Kvitebjørn. Ni produksjonsbrønner planlegges boret i det påviste området. Alle brønnene vil først bli boret ned til om lag 1.100 m slik at både 30" lederør og 20" foringsrør blir installert og sementert. Boringen av disse to seksjonene vil bli utført med vannbasert slam. All videre boring vil bli utført med oljebasert slam.

Fire produksjonsbrønner vil bli boret og ferdigstilt før gassproduksjonen startes. Boringen av de resterende brønnene vil skje samtidig med at det produseres høytrykks-gass. Dette vil kreve spesielle prosedyrer og sikkerhetsmessige tiltak for operasjonene som skal utføres. Det vil i tillegg bli boret en brønn for deponering av produsert vann, drenasjevann og oljebasert kaks.

### 3.5 Alternative utbyggingsløsninger

En rekke forskjellige utbyggingskonsepter er vurdert for Kvitebjørn både i feltevalueringstudien i 1996, i konseptstudiene i 1998 og videre i 1999. Ulike alternativer mht. om boring skal skje fra separat borerigg eller fra plattformen, om plattformen skal være bemannet eller normalt ubemannet og undervannsutbygging versus plattform har vært vurdert. Tilsammen 5 konsepter der alle bygde på satelittfilosofien, ble evaluert. Konseptevalueringen konkluderte med at en bemannet plattform med full borepakke ville gi den sikreste og mest kostnadseffektive løsningen for Kvitebjørn.

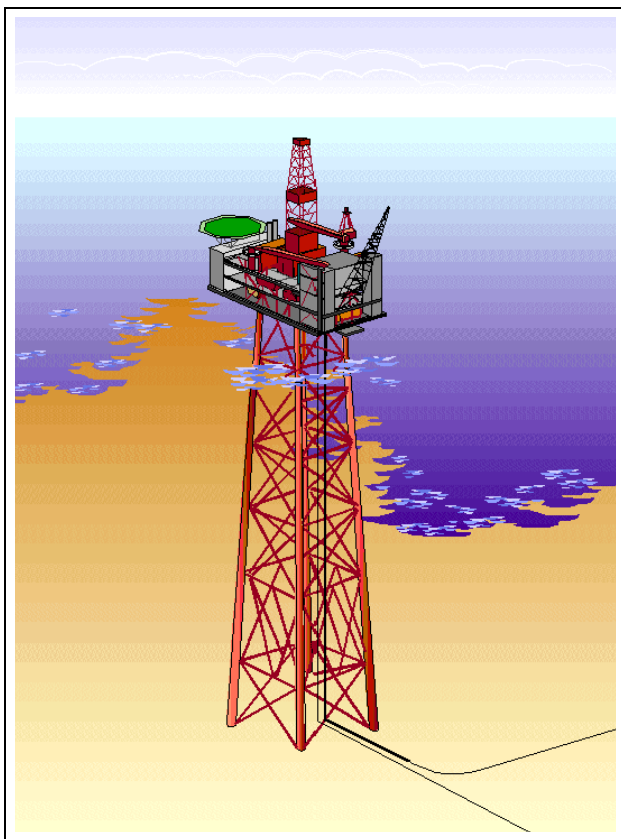
#### To plattformalternativer

Det foreligger nå to alternativer for utbygging av plattformen, hhv. et med en prosessutrustning som skiller gass og kondensat samt viderebehandler kondensatet til et stabilt produkt, og et med en prosessutrustning som skiller kondensat og gass. Forskjellen mellom de to alternative konseptene vil i hovedsak være prosessutrustningen.

Felles for disse to alternativene er at Kvitebjørn bygges ut med en integrert, bunnfast produksjonsinnretning. Innretningen utstyres med full boreenhet, boligenhet og prosessutrustning. Prosessutstyret dimensjoneres for en maksimal gasseksportrate på 20 mill. Sm<sup>3</sup>/dag og en kondensateksportrate på omlag 12250 Sm<sup>3</sup>/dag

Alle brønner planlegges boret fra plattformen. Dette medfører at det fra august 2003 til oktober 2004 kun vil foregå boreaktiviteter på installasjonen. Gassleveranser vil starte fra oktober 2004. I årskiftet 2005-06 vil den planlagte boreperioden for utbyggingsområdet være over. Deretter følger en periode med oppboring av tilleggssegmenter, før virksomheten trer inn i en ren driftsfase. Deler av

boreutrustningen kan da eventuelt fjernes fra installasjonen.



Figur 3.3 Kvitebjørnplattformen

#### Rikgasseksport - to alternativer

Det er også to alternativer for videresending av rikgass, hhv. et med videresending i nytt rør inn til Kollsnes for prosessering i eksisterende anlegg og ett med videresending i nytt rør til Heimdal for prosessering og videre eksport. Gassen vil i begge alternativene bli drevet av reservoartrykket i Kvitebjørn.

#### Eksport av stabilisert kondensat - tre alternativer

Ved fullstabilisering av kondensat på plattformen foreligger følgende alternativer for eksport av kondensat:

- i nytt rør til en forhåndsinstallert T på TOR 2 og videre derfra til Mongstad
- i nytt rør til en T på OTS og videre derfra til Sture
- i nytt rør til Gullfaks A for bøyelasting og transport i skip derfra til land

#### Eksport av ustabilisert kondensat - ett alternativ

I alternativet der en kun skiller gass og kondensat på plattformen vil ustabilisert kondensat bli sendt i nytt rør til Oseberg C for stabilisering. Stabilisert kondensat vil deretter videresendes til Sture gjennom OTS. Assosiert gass fra stabiliseringsprosessen injiseres ved Oseberg C og releveres fra Oseberg feltcenter.

Det er gitt en mer utfyllende beskrivelse av prosessen på Kvitebjørnplattformen i kapittel 5.1.

### 3.6 Rørledninger og mottaksanlegg

Under redegjøres kort for alternative rørledninger og mottaksanlegg for hhv. rikgass, stabilisert kondensat og ustabilisert kondensat.

#### Gassrørledning Kvitebjørn - Kollsnes

Traséen for gassrørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes er ført kortest mulig strekning ned vestskråningen, over Norskerenna, mellom plattformene Troll B og C og opp Østskråningen mot landfallet ved Kollsnes.

Rørledningen er 142 km (148 km inkludert landfallsrøret) og har en indre diameter på 650 mm. Dette gir tilnærmet en ytre diameter på 26". Vann og kondensat utkondenseres under transporten som følge av nedkjøling til omkring sjøbunnstemperatur. For å hindre hydratdannelse injiseres glykol kontinuerlig. Glykol regenereres på Kollsnes og transporteres tilbake til Kvitebjørn.

Det foreligger også en alternativ trasé der gassrørledningen føres til Troll A for der å kobles på et nytt 3dje rør fra Troll til Kollsnes. Rørledningen fra Kvitebjørn til Troll A vil være 85 km og ha en ytre diameter på 24". Fra Troll A til Kollsnes vil det nye 3dje rør følge samme trasé som det eksisterende Troll gassrør. 3dje rør vil ha en lengde på 63 km og en ytre diameter på 36".

#### Gassrørledning Kvitebjørn - Heimdal

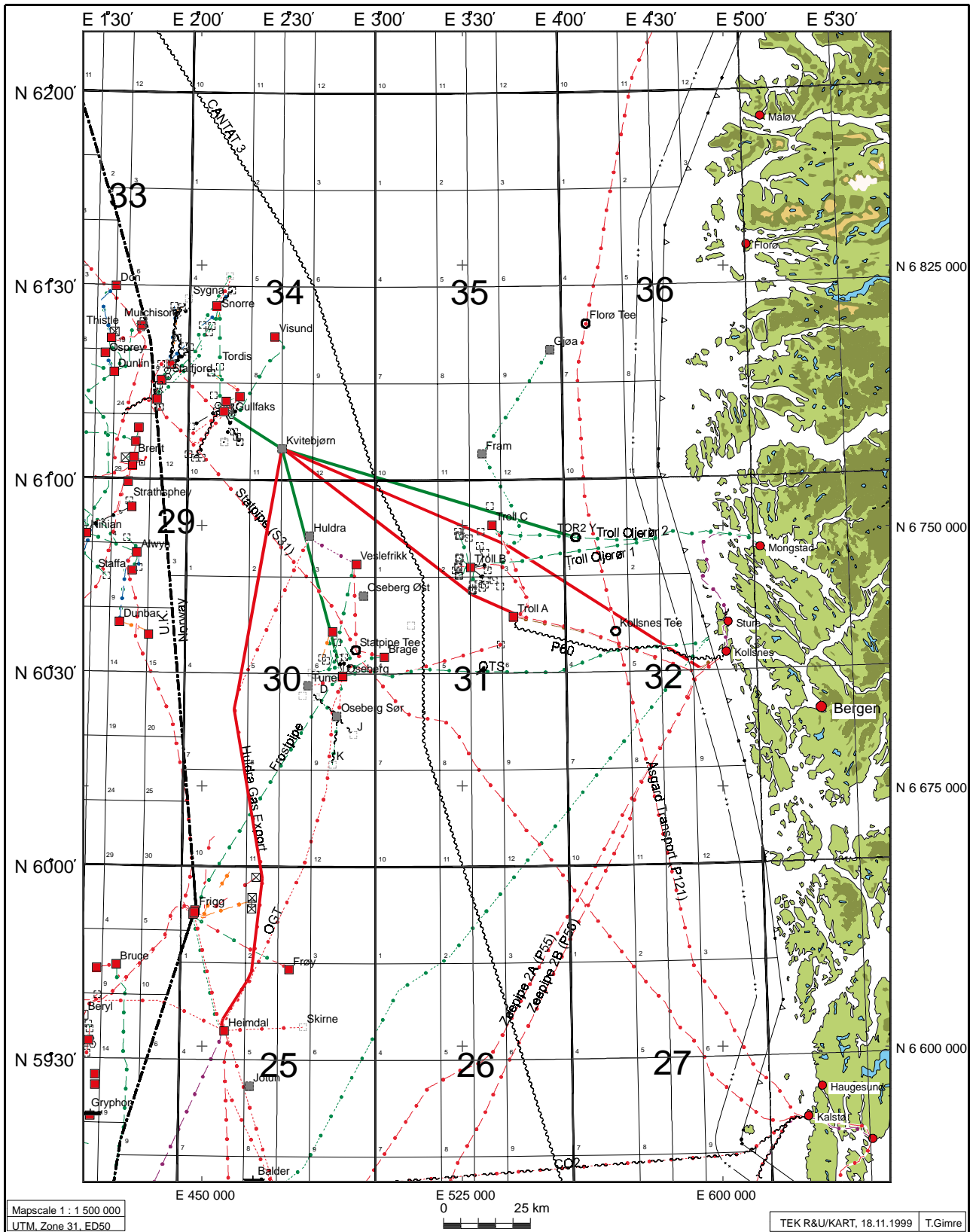
Rørledningen er 170 km lang og vil ha en ytre diameter på 28". Hydraulisk design volum er 19,3 mill.Sm<sup>3</sup>/dag og rørledningen designes for flerfase transport. Glykol vil injiseres kontinuerlig for å hindre hydratdannelse.

#### Alternative mottaksanlegg

Kollsnes og Heimdal vurderes som tilknytningspunkt for gassen fra Kvitebjørn. Ved tilknytning til Kollsnes vil rikgassen bli prosessert i eksisterende gassbehandlingsanlegg på Kollsnes. Det vil være behov for mindre modifikasjoner av kondensatstabiliseringsanleggene på Kollsnes som følge av at Kvitebjørngassen er tyngre enn Trollgassen som også behandles på Kollsnes. Ved tilknytning til Heimdal vil gassen bli tørket før videresending gjennom Statpipe og Norpipe til kontinentet som salgsgass. Assosiert væske sendes enten i eksisterende rør inn i Forties-systemet eller via sammenkobling med Frostpipe til Sture via Oseberg.

#### Kondensatrørledning Kvitebjørn - TOR 2

Rørledningen for transport av stabilisert kondensat fra Kvitebjørn til TOR 2 vil følge en rett linje fra Kvitebjørn til en forhåndsinstallert sammenkobling øst for Troll C. Rørledningen vil ha en lengde på 82 km og en ytre diameter på 16". Denne rørledningen er



designet for et trykk på 185 bar. Eksporttrykket fra Kvitebjørn ved kapasitetsutnyttelse vil være omlag 165 bar.

Figur 3.4 Ulike rørledningsalternativer

### *Kondensatrørledning Kvitebjørn - OTS*

Rørledningen for transport av stabilt kondensat fra Kvitebjørn til OTS er 68 km. Traséføringen er basert på en rett linje mellom Kvitebjørn og Oseberg på vestsiden av Huldra. En ytre diameter på 12" er valgt. Designbasis for rørledningen er 100 bar. Full produksjon på Kvitebjørn krever et eksporttrykk på 85 bar.

### *Kondensatrørledning Kvitebjørn - Gullfaks A*

Rørledningen for transport av stabilt kondensat fra Kvitebjørn til Gullfaks A er 20 km lang. Traséføring er basert på kortest mulig distanse. Ytre diameter vil være 10". Dette er basert på eksporttrykk fra Kvitebjørn på 40 bar og et ankomsttrykk på Gullfaks A på 10 bar. Det er ikke forventet problemer forbundet med hydratdannelse eller korrosjon for stabilt kondensat i røret.

### *Kondensatrørledning Kvitebjørn Oseberg C*

Denne rørledningen for transport av ustabilisert kondensat fra Kvitebjørn til Oseberg feltsenter vil være 55 km lang og ha en ytre diameter på 12". Eksporttrykk fra Kvitebjørn er forutsatt å være 123 bar, mens ankomsttrykket ved Oseberg C vil være 85 bar. Dimensjonerende trykk er 150 bar. Det er ikke forventet problemer forbundet med hydratdannelse eller korrosjon.

### *Modifikasjoner på Oseberg C*

På Oseberg C vil kondensatet bli stabilisert og sendt videre gjennom OTS til Sture. De vesentligste modifikasjonene er knyttet til:

- installasjon av rørskrapemottak
- ombygging av førstetrinns og annentrinns separator
- installasjon av ny, elektrisk drevet installasjonskompressor samt gasskjølere og væskeutskillere som plasseres i egen modul

## **3.7 Drift og vedlikehold**

Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn vil være en selvstendig driftsenhet underlagt Statoils resultatområde Undersøkelse og produksjon Norge. Driftsorganisasjonen skal ta hånd om oppgaver knyttet til feltets daglige drift og vedlikehold. Driftsorganisasjonen for Kvitebjørn er forutsatt samlokalisert med eksisterende driftsmiljø for installasjoner i Tampenområdet. Forsyning til Kvitebjørn vil sansynligvis komme både fra baser i Bergensområdet og Fjord Base i Sogn og Fjordane.

Overvåking og kontroll av Kvitebjørn plattformen vil skje fra sentralt kontrollrom. Alle relevante feltsignaler og data vil være tilgjengelig for kontrollromsoperatør. I samarbeid med tilknytningsanleggene vil Kvitebjørn etablere kontroll- og kommunikasjonssystem, samt prosedyrer for nedstengninger.

Statoils krav til sikkerhet, driftsregularitet og vedlikehold vil gjelde for Kvitebjørn plattformen.

Valg av tekniske løsninger og utstyr skal baseres på livsløpskostnader (LCC), hvor det tas hensyn til både investerings-, drifts- og regularitetskostnader. I den tekniske løsningen søkes lav systemkompleksitet og utstyrsmengde, med utforming og tilrettelegging for tilkomst og gjennomføring av vedlikehold samt materialhåndtering. Standardisering gjennomføres der dette er kostnadseffektivt. Revisjonsstanser planlegges utført årlig og koordinert med tilknytningsanleggene.

## **3.8 Helse, miljø og sikkerhet**

Kvitebjørn er et høyt trykk og høy temperatur felt som stiller helt spesielle krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS). Sikkerhet vektlegges særskilt ved utformingen av de tekniske løsningene. Faser med samtidig boring og produksjon er viet spesiell oppmerksomhet i utviklingsarbeidet.

Det er etablert et HMS-program med mål, krav og strategi. Den overordnede HMS-målsettingen for utbygging og drift av Kvitebjørn er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter på ytre miljø. Det er utført en risikoanalyse som viser at konseptet tilfredstiller relevante kriterier.

## **3.9 Nedstengning og fjerning av installasjonene**

Etter at feltet er nedstengt vil brønnene bli permanent plagget og forlatt i henhold til forskriftene. Plattformen forutsettes fjernet ved hjelp av løftefartøy og brakt til land.

Kondensatrøret kuttet der det kommer opp av sjøbunnen. Den nedgravde delen antas å kunne bli liggende, mens de avkuttete endene fjernes. Eventuelle oppstikkende ender grusdumper.

Gassrøret er ikke tildekket (eller kun delvis er tildekket) og det vil ved feltnedstengning bli vurdert om dette kan bli liggende.

## **3.10 Investerings- og driftskostnader**

Basis for oversikten under er en løsning med gassen til Kollsnes og kondensatet til TOR 2. De totale utbyggingskostnadene for Kvitebjørn- utbyggingen er beregnet til omlag 7,6 mrd. 1999 kroner. Tabellen under viser fordeling av investeringene.



**Tabell 3.2 Investeringer (Kollsnes/TOR 2)**

Investeringer i millioner 1999 kr	
Dekksanlegg	4168
Understell	995
Boring	997
Gassrør (Kollsnes)	975
Gassmottak* (landfall +)	410
<b>Sum</b>	<b>7584</b>

\* Andel av investeringene som blir belastet Kvitebjørn

Kostnader for kondensatrøret til TOR 2 vil bli belastet Kvitebjørn som tariff.

Årlige driftskostnader vil være i størrelsesorden 250 mill 1999 kr for drift av feltinstallasjonen og 150 mill 1999 kr for drift av rørledninger og mottaksanlegg. I tillegg kommer tariffer for behandling av gass og kondensat på mottaksanlegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er estimert å være 5,9 mrd 1999 kr eksklusive tariffer.

Med basis av kun volumene i sentralområdet vil økonomisk levetid for Kvitebjørn være 12 år.

### 3.11 Organisering og gjennomføring

Utøvelsen av Statoils operatøransvar for planlegging og utbygging av Kvitebjørn blir ivaretatt av en dedikert organisasjonsenhet, Kvitebjørnprosjektet. Prosjektteamet er sammensatt av personell fra selskapets fag-, utbyggings- og driftsmiljøer.

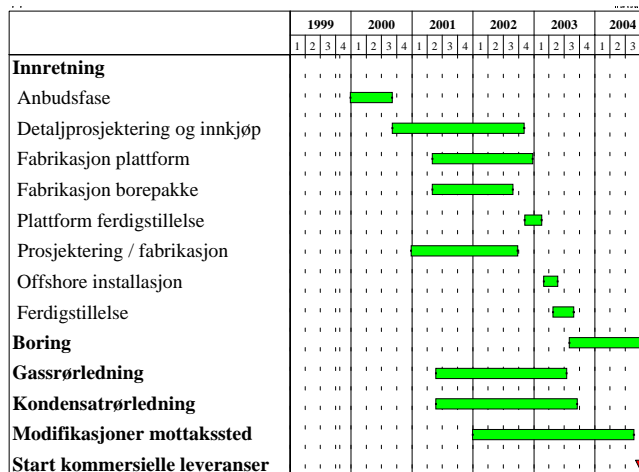
Prosjektering, bygging, installering og uttesting vil bli utført i nært samarbeid med leverandører.

Det er lagt vekt på at erfarent driftspersonell skal delta i alle faser av prosjektet.

Forsynings- og basetjenester og beredskap vil bli samordnet med andre organisasjonsenheter i Statoil.

Hovedmilepæler og hovedaktiviteter er vist i figur 1.10.1.

Planen forutsetter gassallokering innen juli 2000 og start kommersielle leveranser 1. oktober 2004



**Figur 3.5 Hovedplan for Kvitebjørnutbyggingen**

### 3.12 Områdevurdering

Det finnes tilleggsvolumer i og nær blokk 34/11 som gjennom det valgte utbyggingskonseptet kan utvikles via Kvitebjørn-plattformen på en kostnadseffektiv måte. De største tilleggsvolumene vil kunne komme fra segmentene rundt utbyggingsområdet samt Gamma-strukturen. Segmentene rundt utbyggingsområdet er uoppdagede ressurser med høy funnsannsynlighet som ligger innenfor Kvitebjørnstrukturen. Disse vil bli utforsket og eventuelt drenert ved boring fra plattformen.

Gamma-strukturen ligger vest for Kvitebjørn og over grenselinjen til utvinningstillatelse 050. Gamma kan utvikles som satellitt til Kvitebjørn. Avstanden fra Kvitebjørn tilsier at det vil være hensiktsmessig å utvikle disse reservene ved hjelp av en egen installasjon. Infrastruktur som etableres av Kvitebjørn i form av prosessanlegg, gass- og kondensatrør, vil sannsynligvis gi en samordningsgevinst.

### 3.13 Videre bearbeiding av utbyggingsløsning

I løpet av annet halvår 2000 vil utbyggingskonseptet detaljprosjekteres i samarbeid med valgte hovedleverandører. De viktigste identifiserte, mulige endringene er knyttet til:

- Metode for reduksjon av H<sub>2</sub>S-innhold i gassen
- Elkraftleveranse fra tredjepartsinstallasjon.
- Optimalisering av gassrørledningskonsept, inklusive Kollsnes landfall.

## 4 Samfunnsmessige konsekvenser

Dette kapitlet er basert på rapporten "Kvitebjørn Samfunnsmessige konsekvenser" (Agenda Utredning og Utvikling as 1999).

### 4.1 Investerings- og driftskostnader for Kvitebjørn feltutbygging

Utbygging av Kvitebjørnfeltet er planlagt gjennomført i perioden 2000 - 2004. Deretter foretas boring fra plattformen fram til 2005. Investeringsanslagene i millioner 1999 kroner framgår av tabell 4.1.

Tabell 4.1 Investeringskostnader Kvitebjørn

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Sum
Plattf.dekk	255	575	2110	1230	0	0	4170
Understell	30	140	420	405	0	0	995
Kondensatrør	0	15	130	380	85	0	610
Gassrør	0	20	330	560	100	0	1010
Landfall	0	70	100	140	100	0	410
Boring	0	0	0	200	370	425	995
<b>Totalt</b>	<b>285</b>	<b>820</b>	<b>3090</b>	<b>2915</b>	<b>655</b>	<b>425</b>	<b>8190</b>

Det framgår av tabell 4.1 at en utbygging av Kvitebjørnfeltet med transport av rikgass til Kollsnes og kondensat til Troll Oljerør 2 er kostnadsberegnet til ca 8,2 mrd 1999-kr, i hovedsak fordelt over 6 år i perioden 2000 - 2005. Investeringskostnadene i tabellen ovenfor dekker ikke modifikasjoner av Kollsnesanlegget.

Ved valg av Heimdal som transportløsning for rikgass øker utbyggingskostnadene med rundt 1,9 milliarder 1999-kr.

Ved valg av Gullfaks A som mottaksanlegg for kondensat, blir samlede utbyggingskostnader likt som for TOR 2, mens for transport av kondensat til OTS vil kostnaden øke med omlag 150 mill. 1999-kr. Investeringskostnadene for alternativet med videresending av ustabilisert kondensat til Oseberg C er kostnadsberegnet til omlag 8 mrd.1999-kr. Også her vil imidlertid kostnadene for bruk av plattformenes tjenester variere, slik at valg av mottaksanlegg må tas ut fra en samlet vurdering.

Prosjektet er imidlertid fortsatt under utvikling, og både utbyggingskonsept, investeringstall og investeringsprofil vil endre seg i tiden fram til utbyggingsstart. Drift av offshore-installasjonene på Kvitebjørn (eksklusiv forsikring og CO<sub>2</sub>-avgift) er beregnet til 220 mill 1999-kr i et normalår. I tillegg kommer brønnvedlikehold med 60 mill kr pr år i gjennomsnitt, drift av rørledningen til Kollsnes og til

TOR 2 med mindre beløp, samt drift av mottaksanlegget på Kollsnes med ca 150 mill kr pr år. Driftskostnadene er foreløpige og inneholder betydelig usikkerhet.

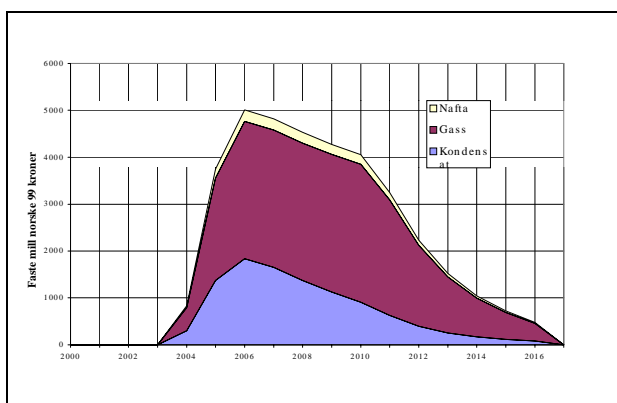
Bemanningen offshore på plattformen er i normal drift beregnet til 75 personer fordelt på tre skift. I boreperioden og ved periodisk brønnvedlikehold vil driftsbemanningen være betydelig større. Driftsorganisasjonen på land er beregnet til ca 15 faste stillinger. I tillegg er det forventet kjøp av omlag 10 årsverk i gjennomsnitt.

### 4.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

Inntektsprognoser fra Kvitebjørnproduksjonen sammenholdt med forventede investerings- og driftskostnader gir grunnlag for beregning av samfunnsmessig lønnsomhet.

#### 4.2.1 Inntekter av produksjonen på Kvitebjørn

De påviste utvinnbare petroleumsressurser i Kvitebjørnfeltet er beregnet til ca 47 mrd Sm<sup>3</sup> rikgass og rundt 18,4 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og noe nafta. For det norske samfunn representerer disse petroleumsressursene store verdier. For å beregne de samlede inntekter fra Kvitebjørnutbyggingen har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen, og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for gass og kondensat. Basert på Statoils anslag for dette, får en samlede inntekter av produksjonen fra Kvitebjørnutbyggingen som vist i figur 4.1. En gjør oppmerksom på at både produksjonsvolumer og priser er usikre.



Figur 4.1 Inntekter av Kvitebjørnutbyggingen

Det framgår av figur 4.1 at forventede salgsinntekter fra Kvitebjørnutbyggingen øker raskt fra produksjonsstart høsten 2004, til en topp på vel 5 milliarder 1999-kr i 2006. Deretter synker inntektene gradvis fram mot 2017, da fortsatt produksjon, slik det ser ut i dag, ikke lenger er lønnsom ut fra påviste mengder.

Samlet inntekt er totalt beregnet til omlag 36,5 milliarder 1999-kr fordelt over 13 år. Ny utvinningsteknologi og innfasing av andre strukturer i området, kan imidlertid endre dette bildet underveis, og føre til større produksjon, lenger produksjonstid og større inntekt enn det en ser for seg i dag.

#### 4.2.2 Kostnader ved petroleumsproduksjonen

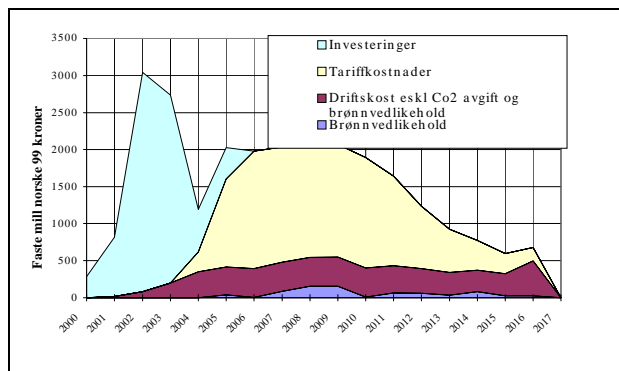
Kostnadene ved petroleumsproduksjonen på Kvitebjørn består dels av investeringskostnader, dels av kostnader til drift av feltet, og dels av kostnader til transport og behandling av gass og kondensat. For bruk av transport- og behandlingsanlegg eiet av andre enn lisensen, vil det påløpe tariffkostnader, som skal tilsvare Kvitebjørnutbyggingens gjennomsnittlige andel av kostnadene til drift av rørledningssystemer, plattformtjenester og gassbehandlingsanlegg. I den grad det ligger et fortjeneste-element inne i tariffen, blir de samfunnsmessige kostnadene tilsvarende mindre. Den samfunnsmessige merverdi som da oppstår, tilfaller den lisensen som tjenesten kjøpes av. I vurderingene under har der imidlertid ikke vært mulig å ta hensyn til dette da det ikke foreligger informasjon om fortjeneste-elementet.

Tariffutbetalinger ut av Norge er en samfunnsøkonomisk kostnad, eksempelvis tariffen til Brae/Forties i Heimdalalternativet. Ved valg av Heimdal som mottaksanlegg for rikgass gir dette grunnlag for en ny rørledning fra Heimdal til Frostpipe og videretransport til Oseberg og Sture. Heimdalalternativet gir dermed grunnlag for å redusere tarifflekkasjen for dagens Heimdal-brukere og er dermed en samfunnsøkonomisk inntekt. Det er imidlertid ikke foretatt konkrete beregninger her da datagrunnlag mangler.

I tillegg påløper vanlige driftskostnader til drift av offshoreinstallasjonene, herunder også CO<sub>2</sub>-avgift til staten. For oljeselskapene er CO<sub>2</sub>-avgiften en ordinær driftskostnad. For staten er den en inntekt på linje med skatt, da den i praksis går rett i statskassen og ikke øremerkes utslippsreducerende tiltak. I en samfunnsmessig analyse er det inntekter og utgifter for det norske samfunn vi er ute etter å vise, uavhengig av hvem som får inntektene. CO<sub>2</sub>-avgiften er derfor trukket ut av kostnadsbildet.

Driftskostnader ekskl CO<sub>2</sub>-avgift er i hovedalternativet beregnet til rundt 19 milliarder 1999-kroner over 17 år. Et bilde av kostnadssiden av prosjektet framgår av figur 4.2. Valg av andre transportløsninger vil kunne endre kostnadsbildet noe.

Det framgår av figur 4.2 at investeringene i hovedsak påløper før driftsstart i 2004. I driftsperioden er tariffkostnader for bruk av transportanlegg, plattformtjenester og gassbehandlingsanlegg dominerende, mens kostnadene til ordinær drift av feltet er betydelig lavere og tilnærmet konstant over tid.



Figur 4.2 Kostnader

Samlede kostnader til investering og drift av Kvitebjørn i tidsrommet 2000 - 2016, er i hovedalternativet beregnet til rundt 26,3 milliarder 1999-kr. 7,6 milliarder av dette er investeringskostnader, mens samlede driftskostnader er beregnet til rundt 18,6 milliarder 1999-kr, ekskludert CO<sub>2</sub>-avgift. Merk at investeringer i kondensatrørledningen til TOR 2 (0,6 mrd), og investeringer i mottaksanleggene på Kollsnes (0,5 mrd) ikke er inkludert i investeringstallene i de økonomiske kalkylerne, da de har andre eiergrupper enn lisensen. Kostnadene til bruk av disse fasilitetene inngår i stedet som tariffkostnader.

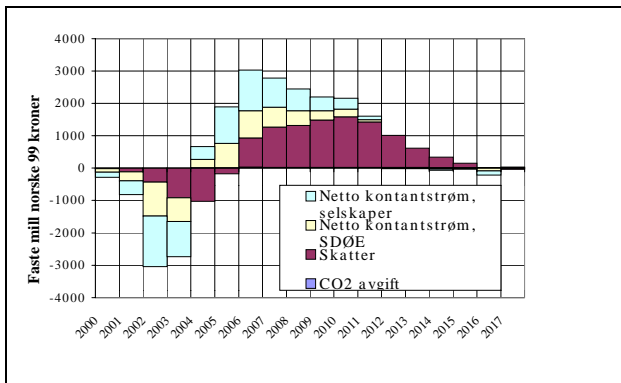
Valg av andre transportløsninger for gass og/eller kondensat kan som tidligere nevnt påvirke kostandsbildet.

#### 4.2.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

Kombinerer en det samlede inntektsbildet i figur 4.1 med kostnadsbildet i figur 4.2, får en et bilde av netto kontantstrøm fra Kvitebjørn som vist i figur 4.3.

Figur 4.3 viser netto kontantstrøm fra Kvitebjørn år for år i perioden 2000- 2017. En ser også oppdelingen av denne kontantstrøm på henholdsvis CO<sub>2</sub>-avgift (her meget liten), skatter til staten, statens direkte økonomiske eierinteresser (SDØE) og oljeselskapenes eierandel.

Kontantstrømmen er negativ i investerings-fasen, fram til år 2004. Fra år 2005 snus dette til en positiv kontantstrøm, som når en planlagt topp på rundt 3.000 mill 1998-kr i 2006, deretter faller langsomt til ca 2.100 mill 1999-kr i 2010, for så å avta raskt. Netto kontantstrøm for hele perioden 2000 -2016 er beregnet til 10.200 mill 1999-kr.



Figur 4.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

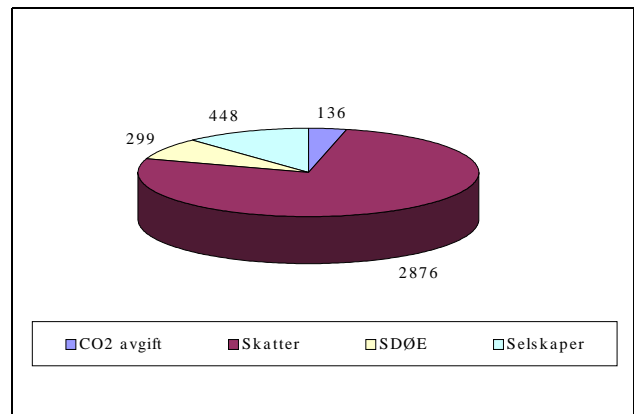
Også etter at kostnadene er trukket fra, er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Kvitebjørn. Netto kontantstrøm fordeler seg med ca 7.200 mill 1999-kr selskappsskatt til staten, ca 1.620 mill 1999-kr til statens direkte eierinteresser og ca 1.800 mill 1999-kr til oljeselskapenes eierandel i prosjektet. I tillegg tar staten inn ca 280 mill 1999-kr i form av CO<sub>2</sub>-avgift.

Den samfunnsmessige lønnsomhet av et investeringsprosjekt, uttrykkes gjerne i form av en nåverdibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente som i prinsippet skal være lik for alle investeringsprosjekter samfunnet engasjerer seg i. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 7%, og er ment å uttrykke det realavkastningskrav samfunnet har for framtidige inntekter av de økonomiske ressurser man i dag benytter som investeringer i prosjektet. Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt: Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet. Dersom nåverdien er negativ, bør man la det være.

Kvitebjørnprosjektets nåverdi av framtidige inntekter og kostnader, i figur 4.3 har kalt netto kontantstrøm, er beregnet til ca 3,8 milliarder 1999-kr. Beregningene av samfunnsmessig lønnsomhet er basert på en oljepris på omlag 15 USD/fat og 53 øre / Sm<sup>3</sup> gass. Nåverdien av prosjektet er dermed stor, selv med 7% samfunnsmessig kalkulasjonsrente, som er et meget strengt kriterium. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Kvitebjørn samfunnsmessig lønnsomt. En samfunnsmessig nåverdi på 3,8 milliarder 1999-kr ligger langt over normal avkastning på samfunnets investeringsprosjekter, og viser hvilken grunnrente, eller ekstraavkastning, det norske samfunn har av utbygging av petroleumsressursene.

Fordelingen av nåverdien av netto kontantstrøm på henholdsvis CO<sub>2</sub>-avgift til staten, selskappsskatt til

staten, statens direkte økonomiske eierinteresser og på oljeselskapene, framgår av figur 4.4.



Figur 4.4 Fordeling av netto nåverdi (Mill 1998-kr)

En ser av figur 4.4 at av prosjektets totale netto nåverdi vil størsteparten tilfalle staten i en eller annen form. Selskappsskatt fra oljeselskapene utgjør alene vel 2880 mill 1999-kr eller 77 % av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 136 mill 1999-kr eller 4 % i CO<sub>2</sub>-avgift og nær 300 mill 1999-kr eller 8,5 % på sine direkte eierinteresser, slik at statens samlede andel kommer opp i 88%. De øvrige ca 450 mill kr eller 12%, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

I beregningene er det lagt til grunn at Statens Direkte Økonomiske Engasjement betaler skatt på linje med oljeselskapene. Dette er ikke helt riktig, da SDØE-andelen (her 40%) trekkes ut før beregning av skatt. I beregningene ovenfor påvirker dette fordelingen mellom SDØE og skatt. Summen av disse, og dermed statens andel av verdiskapningen, blir imidlertid uansett den samme.

Beregningene av samfunnsmessig lønnsomhet er gjort for feltutbygging med Kollsnes som mottakssted for rikgass og TOR 2 som mottakssted for kondensat under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en usikkerhetsfaktor. I tillegg vil samfunnsmessig lønnsomhet variere noe med valg av transportløsning.

#### 4.2.4 Kvitebjørns betydning for levetiden på eksisterende anlegg

Leveranse av gass og kondensat til eksisterende plattformer vil prinsipielt kunne ha betydning for hvor lenge disse feltinstallasjonene blir drevet og videre for hvor mye olje og gass som blir utvunnet.

Foreløpige vurderinger tyder på at leveranser av kondensat fra Kvitebjørn vil ha liten betydning for de alternative mottaksanleggenes levetid. For Gullfaks vil små væskevolumer fra Kvitebjørn trolig ha liten betydning, og for Oseberg er levetiden definert av varigheten av gasssalgskontraktene som igjen er begrenset av lisensperioden.

Leveranse av riksgass fra Kvitebjørn til Heimdal vil kunne "holde liv" i Heimdal etter Huldra muligens opp mot 8 år ekstra. Dette antas imidlertid ikke å gi økt produksjon (ressursutnyttelse) fordi det vil være mulig å utvinne haleproduksjonen på Heimdal samt tilleggsreserver i området innenfor Huldras levetid.

### 4.3 Virkninger på investeringsnivået i petroleumsvirksomheten

Investeringer i norsk petroleumsvirksomhet har tradisjonelt ligget på et nivå på rundt 40 milliarder 1999-kr pr år. Inkludert i dette er letevirksomhet, feltutbygging, investeringer i felt i drift, investeringer i landanlegg og investeringer i rørtransport.

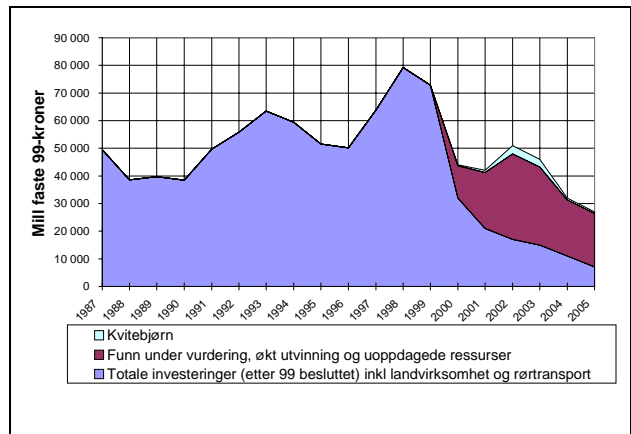
Utover i 1990-årene, og især i 1993 og 1994 skjedde det en betydelig opptrapping i petroleumsinvesteringene, med et investeringsnivå på godt over 60 milliarder kr pr år. I 1995 ble investeringsnivået redusert til rundt 53 milliarder 1999-kr, og videre til rundt 50 milliarder kr i 1996. For 1997 økte igjen investeringsnivået kraftig til rundt 67 milliarder kr, samme nivå som på toppen i 1993, og denne økningen fortsatte inn i 1998, da investeringsnivået sprenge alle rammer med vel 80 milliarder 1999-kr, selv etter at myndighetene gjennom St.prp. nr.52 (1997-98) utsatte utbyggingen av flere felt et år. Et svært høyt investeringsnivå får en også i 1999, trolig rundt 73 milliarder kr, men så reduseres nivået.

Forventet utvikling av investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet i årene framover, slik det ser ut høsten 1999, framgår av figur 4.5.

Figur 4.5 viser for årene framover for det første investeringer i vedtatte prosjekter høsten 1999. Videre viser figuren som en samlet blokk, investeringer i prosjekter under vurdering for utbygging, investeringer i økt ressursutnyttelse i allerede utbygde felt, og forventede investeringer i uoppdagede, men sannsynlige ressurser i henhold til oljedirektoratets oppfatning. Investeringene i Kvitebjørn er videre vist separat øverst i figuren.

En ser av figuren at forventede investeringer i petroleumsvirksomheten faller meget raskt, og vil allerede i 2000 være nede på et mer normalt nivå for 1990-årene, på vel 40 milliarder 1999-kr. Dette krever imidlertid både at Kvitebjørn igangsettes etter planen, og at også andre store prosjekter som bl.a. Haltenbanken Syd blir igangsatt raskt. Slike beslutninger er foreløpig ikke tatt. Fallet i investeringsaktivitetene i norsk petroleumsvirksomhet år 2000 kan dermed bli dramatisk.

Utviklingen av investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel videre framover er for tiden svært usikkert, men myndighetenes prognoser pr 3. kvartal 1999 er likevel vist i figuren.



Figur 4.5 Investeringsnivå i petroleumsvirksomhet

Mye av usikkerheten knytter seg til igangsettelse av nye, store utbyggingsprosjekter. Svært lave petroleumspriser i 1998 og i begynnelsen av 1999 har skapt usikkerhet med hensyn til framtidig prisnivå, og gitt nye krav til kostnadseffektive utbyggingsløsninger. Dette kan føre til at flere prosjekter blir utsatt, slik at det kan ta noe tid før investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet tar seg opp igjen. I mellomtiden kan dette føre til store problemer for næringslivet, særlig for de store offshoreverftene på Vestlandet, som begynner å få tomme ordrebøker allerede fra midten av år 2000, og som høsten 1999 allerede har begynt å permittere deler av sine ansatte.

Noe fastlagt politisk mål for investeringsaktivitetene på norsk kontinentalsokkel foreligger ikke, men myndighetene ønsker generelt å holde et så jevnt investeringsnivå som mulig, nettopp av hensyn til aktivitetsnivået og sysselsettingen i norsk offshorerettet næringsliv.

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på rundt 50 milliarder 1998-kr, med normale norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene på 50 - 60%. De siste årene har kapasiteten særlig i engineering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge- og anleggsvirksomhet, vært sterkt presset. Videre har riggmarkedet fram til 1999 vært inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester har vært langt større enn tilbudet, med tilsvarende høyt prisnivå på boretjenester. Resultatet av det hele har vært at flere oppdrag har gått til utlandet, slik at den norske andelen av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene har gått ned.

Slik det ser ut høsten 1999, er situasjonen videre framover iferd med å bli dramatisk endret. Utsettelse av leteboring på grunn av lave oljepriser, har allerede kjølt ned riggmarkedet, som i dag har overkapasitet. Videre er det allerede nå klart at store deler av offshoreverftene vil få store problemer med aktivitetsnivået fra sommeren 2000, fordi nye, store utbyggingsprosjekter ikke vil kunne komme i gang raskt nok. Dette kan i sin tur føre til betydelig

arbeidsledighet, og fare for at verdifull kompetanse går tapt både i engineering og i offshoreindustrien. Det er derfor svært viktig for norsk offshorerettet virksomhet å få i gang nye prosjekter i løpet av år 2000.

Hovedtyngden av investeringene på Kvitebjørn foregår etter planen i perioden 2001 - 2004. Investeringsfasen kommer dermed nettopp i den perioden der norsk offshorerettet næringsliv har sterke behov for nye oppdrag og der det er få andre større utbyggingsprosjekter i gang. Å få et vedtak om utbygging av Kvitebjørn så raskt som mulig er derfor svært viktig for norsk offshorerettet næringsliv, for å øke aktivitetsnivået i noe som ser ut til å bli en markedsmessig meget vanskelig periode.

## **4.4 Vare og tjenesteleveranser til Kvitebjørn feltutbygging**

I dette delkapitlet gis en detaljert gjennomgang av Kvitebjørnutbyggingen og hvilke norske andeler som kan forventes for ulike deler av utbyggingen.

### **4.4.1 Beregning av vare- og tjenesteleveranser fra nasjonalt og regionalt næringsliv**

Kvitebjørnutbyggingen har en kostnadsramme på nesten 8,2 milliarder 1998-kr, i hovedsak fordelt over fire år i perioden 2000 - 2004. Dette er store investeringsbeløp som vil gi betydelige muligheter for vare- og tjenesteeleveranser fra norsk næringsliv. Slike leveranser vil i sin tur skape sysselsettingseffekter i Norge.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av vare- og tjenesteleveransene til Kvitebjørn-prosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen. I samarbeid med Statoil har konsulenten vurdert mulighetene for norske leveranseandeler, basert på erfaringer fra liknende offshoreutbygginger tidligere.

### **4.4.2 Forholdet til EØS-avtalen**

EØS-avtalen trådte i kraft for energisektoren ved årsskiftet 1994/95, og åpner for bredere anbudsinnhenting og større internasjonal konkurranse enn tidligere. I forbindelse med avtalen er det utarbeidet et eget innkjøpsdirektiv (som blir gjennomført i Norge ved hjelp av en fullmakts-lov med forskrifter gitt av regjeringen. Innkjøpsdirektivet omfatter alle varekontrakter over 400.000 EURO, ca 3.3 mill kr, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 mill EURO, ca 42 mill kr. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbuds konkurranse innenfor

offshoresektoren skal gjennomføres, men har ikke krevet grunnleggende endringer i oljeselskapenes innkjøpsrutiner. Ved utbygging av Kvitebjørn vil Statoil i anleggsfasen gå bredt ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv, og gjøre bruk av norske bedrifter der de er konkurransedyktige. I driftsfasen vil en søke å bygge opp et leverandørnett for å ivareta daglige leveranser. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

### **4.4.3 Beregning av norske leveranser av varer og tjenester i investeringsfasen**

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen, er erfaringer fra tidligere offshoreutbygginger av samme type på kontinentalsokkelen. For Kvitebjørnutbyggingen er beregningene for Oseberg Øst-utbyggingen benyttet som referanse, fordi utbyggingen nylig er avsluttet, og fordi utbyggingskonseptet her er omtrent det samme som for produksjonsanleggene på Kvitebjørn.

Når det gjelder rørledninger på havbunnen har vi et bredt erfaringsgrunnlag, samtidig som endel store komponenter uansett må hentes fra utlandet, slik at beregning av mulige norske leveranseandeler blir enklere.

Petroleumsutbyggingene er imidlertid ikke like og norsk andel av leveransene vil kunne variere betydelig avhengig av konjunktursituasjonen, og ordresituasjonen i norsk offshorerettet næringsliv. Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnanleggene, må en derfor benytte tidligere erfaringer så langt de er relevante, dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper, og for hver undergruppe vurdere norske leverandørers konkurransevne og kompetanse. Dette gir et grunnlag for på forhånd å kunne vurdere norske andeler av verdiskapningen i leveransene. Det understrekes imidlertid at slike vurderinger nødvendigvis vil være usikre.

### **4.4.4 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Kvitebjørn**

Beregningen av nasjonale leveranser tar utgangspunkt i en utbygging med Kollsnes som mottaksanlegg for gass og TOR 2 som mottaksanlegg for kondensat.

Ved beregning av muligheter for nasjonale vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen, har vi delt prosjektet opp i plattforminvesteringer og investeringer i transportanlegg. For hvert anlegg har vi så delt investeringene opp i underkomponenter, og for hver av underkomponentene vurdert norsk næringslivs leveransemuligheter. Ut fra dette anslås norsk næringslivs andel av verdiskapningen innen hver underkomponent. Vanligvis vil dette være noe lavere enn kontraktsverdien, fordi endel verdiskapning lekker ut til utlandet i form av import.

### **Plattformdekket**

Plattformdekket bygges i stål i form av en bærestruktur der forskjellige utstyrskomponenter som prosessutstyr, boreutstyr og boligkvarter settes på plass etter hvert før utskipping og oppkobling med understellet ute på feltet. Dekket kan bygges i Norge ved et av de store offshoreverftene. Det finnes imidlertid også aktuelle leverandører i utlandet. Hver leverandør har sine underleverandører, og gir gjerne tilbud på større pakkeløsninger. Norsk leveranseandel vil derfor variere noe mellom leverandører, og være særlig avhengig av om dekket bygges i Norge eller ikke. Etter en vurdering av de store offshoreverftenes ordresituasjon i det aktuelle tidsrom, slik den ser ut i dag, har vi i beregningene lagt til grunn at dekket bygges i Norge. Dette er imidlertid langt fra sikkert.

### **Prosjektledelse**

Prosjektledelsen skjer i hovedsak i regi av Statoil med en norsk leveranseandel på nær 100%. Det inngår også noe forsikring som er norsk i utgangspunktet, men som kan ha en utenlandsk andel av verdiskapningen gjennom reforsikring. Samlet gir dette en norsk leveranseandel på nær 95%.

### **Prosjektering**

Engineeringen foregår dels i regi av et av de store norske prosjekteringsfirmaene, og dels i form av detaljengineering på utbyggingsstedet. Ved bygging av dekket i Norge, vil det aller meste være norske leveranser. Vi legger til grunn en norsk andel av verdiskapningen på 80%.

### **Utstyr**

Består av prosessutstyr for et-trinns separering av riggass og kondensat, boreutstyr, kontrollsystemer m.v. Noe av dette kan produseres i Norge, men det meste må hentes fra utlandet. Norsk andel av verdiskapningen vurderes til 40%

### **Bulk**

Bulkleveransene dreier seg i stor grad om stål og rørleveranser. I tillegg kommer byggematerialer, utstyr til overflatebehandling og en del elektriske kabler, instrumentering mv. Endel stålprofiler og byggematerialer kan produseres i Norge, det samme gjelder elektriske kabler. Ellers kommer stål og rør og instrumenter fra utlandet. Norsk andel av bulkleveransene vurderes til rundt 30%

### **Fabrikasjon på land**

Fabrikasjon på land vil skje ved en rekke offshoreverft som leverer hver sine utstyrskomponenter. Disse kobles sammen med dekkrammen før utskipping til feltet. De fleste utstyrskomponentene kan produseres i Norge, men det finnes også komponenter der utenlandske leverandører er høyst aktuelle. Når norske offshoreverft ikke er hardt presset kapasitetsmessig, vil vanligvis de fleste utstyrskomponentene bli produsert i Norge. Vi legger derfor til grunn en norsk leveranseandel på 80%

### **Marine operasjoner**

Marine operasjoner dreier seg om utstyrsmontering, uttanging og oppkobling av dekket med understellet. Lekter og kranskip kommer her fra utlandet, mens norsk næringsliv kan stille opp med taubåter, personell, et flotell til mannskapet m.v Norsk andel av leveransene vurderes til 10%

### **Fabrikasjon offshore**

Fabrikasjon offshore dreier seg om tilkoblingsarbeider og ferdigstillelse ute på feltet. Løftekapasitet hentes i hovedsak fra utlandet. Forøvrig er dette i stor grad norske leveranser, og det legges til grunn en norsk andel av verdiskapningen på rundt 70%.

Samlet gir dette en norsk leveranseandel til bygging og oppkobling av plattformdekket på 60%. Det understrekes igjen at dette er usikkert og avhengig av at dekket bygges i Norge. Bygges dekket i utlandet, blir den norske andelen av leveransene betydelig lavere.

### **Understellet**

Understellet er et fagverkstårn i stål som står på havbunnen. Ståltårnet bygges enten ferdig på land, og fraktes ut til feltet på lekter, eller blir delt i to deler som settes sammen ute på feltet. Norske offshoreverft, og særlig Aker Verdal, har bygget flere slike stålunderstell tidligere, men det er også utenlandske aktører som har vist seg svært konkurransedyktige. Hvorvidt understellet blir bygget i Norge er dermed svært usikkert, og vi velger å legge til grunn en sannsynlighet for bygging i Norge på 75%

### **Prosjektledelse mv.**

Prosjektledelsen skjer internt i Statoil, og vil være norske leveranser fullt ut. Her inngår også noe forsikring som nok er norsk i utgangspunktet, men som kan ha en utenlandsk andel gjennom reforsikring. Samlet gir dette en norsk leveranseandel på 95%.

### **Prosjektering**

Prosjektering av stålunderstellet vil trolig dels bli foretatt i regi av et av de store norske prosjekteringsfirmaene, og dels i form av detaljengineering på byggestedet. Ut fra en sannsynlighetsvurdering legger vi til grunn en norsk andel av prosjekteringen på 75%.

### **Utstyr og bulkleveranser**

Stål og utstyr til understellet vil i all hovedsak bli kjøpt inn i utlandet. Litt leveranser blir det likevel på norsk næringsliv. En norsk leveranseandel på 10% legges til grunn.

### **Fabrikasjon på land**

Bygges understellet i Norge, vil dette fullt ut være norske leveranser. Bygges det i utlandet, blir norske leveranser nær null. Legges det til grunn 75% sannsynlighet for bygging i Norge, får vi en norsk leveranseandel på 75%.

### Marine operasjoner

Frakt av stålunderstellet ut til feltet og plassering der, skjer trolig ved hjelp av en utenlandsk lekte, og store utenlandske kraner. Norske leveranser til operasjonene er dels taubåter, dels dykkertjenester og dels en del tjenester i forbindelse med operasjonen. En norsk andel av leveransene på rundt 10% virker rimelig.

Til sammen gir dette en norsk andel av verdiskapningen i bygging av stålunderstellet på rundt 50%. Usikkerheten her er imidlertid særlig stor, da vi ikke vet hvor understellet vil bli bygget.

### Gass og kondensatrør

Det vil i basisalternativet bli lagt et gassrør fra Kvitebjørn til Kollsnes, og et kondensatrør fra Kvitebjørn til TOR 2. Selve rørleggingsarbeidene er forholdsvis like for de to rørledningene. De behandles felles under.

### Prosjektledelse

Prosjektledelse utføres i Statoil, med en norsk leveranseandel svært nær 100%

### Prosjektering

Prosjektering av rørledningen gjøres sannsynligvis fullt ut av et norsk prosjekteringsmiljø som har spesialisert seg på slike arbeider. Vi legger derfor til grunn en norsk leveranseandel på 100%.

### Rør

Stålrørene produseres ikke i Norge, og må derfor uansett kjøpes inn fra utlandet. Norsk andel av leveransene blir derfor nær null.

### Coating

Betong og korrosjonsbeskyttelse vil bli påført rørene før legging. Det finnes spesialverksted for slike arbeider i Norge, og vi legger til grunn at coatingen påføres der. Norsk andel av leveransene kan dermed bli nær 100%

### Rørlegging

Rørleggingen utføres av et utenlandsk spesialfartøy, da det ikke finnes egnede båter i Norge. Norsk andel av leveransene begrenser seg til noe transport av rør, grusdumpingsarbeider, inspeksjonsarbeider m.v. En norsk andel av leveransene på 10% virker rimelig.

### Tilkobling/ferdigstillelse

Tilkoblingen til TOR 2 vil skje gjennom en Y-kobling på havbunnen. Deler av koblingsarbeidet vil skje i regi av norske bedrifter, men selve Y-koblingsrøret er utenlandsk. Norsk andel av tilkoblingsarbeidene anslås til rundt 20%

Samlet gir dette en beregnet norsk leveranseandel for rørledningene på 41% for kondensatrøret og 40% for gassrøret. Dette er en forholdsvis høy norsk andel i forhold til tidligere rørledninger, og skyldes første rekke høye tilkoblings og ferdigstillelsesarbeider.

### Landfall Kollsnes

Landfall av gassrørledningen på Kollsnes skjer gjennom en boret landfallstunnell. På land vil man ha et enkelt terminalanlegg med rørskraper mottak. Mye av arbeidene med landfallet vil være norske leveranser, men noe utføres av rørleggingsskipet og utenlandske bedrifter. En beregnet norsk andel av leveransene på 70% virker sannsynlig.

### Boring

Boring av 9 produksjonsbrønner og en kaksinjeksjonsbrønn vil bli foretatt fra Kvitebjørnplattformen. Boremannskapet vil være norsk, og det vil være utstrakt bruk av norske borefirmaer. Borerør, borekroner m.v vil imidlertid bli hentet fra utlandet. Vi legger derfor til grunn en norsk andel av verdiskapningen på rundt 70%.

Tabell 4.2 Investeringer, norske leveranser- og leveranseandeler

Kvitebjørn, gassrør til Kollsnes og kondensat til TOR 2		Invest	Norske	andeler
		Mill kr	(%)	Mill kr
<b>Plattform</b>	Pros.led./Forsikring	415	95 %	395
	Engeneering	625	80 %	500
	Utstyr	960	40 %	385
	Bulk	580	30 %	175
	Fabrikasjon på land	1165	80 %	930
	Marine operasjoner	265	10 %	25
	Fabrikasjon offshore	160	70 %	110
<b>Under-</b>	Pros.led./Forsikringm	70	95 %	65
	Prosjektering	60	75 %	45
	Utstyr/bulk	155	10 %	15
	Fabrikasjon på land	455	75 %	340
	Marine operasjoner	255	10 %	25
<b>Konden-</b>	Prosjektledelse mm.	55	100 %	55
	Prosjektering	30	100 %	30
	Rør	105	0 %	0
	Coating	55	100 %	55
	Rørlegging	180	10 %	20
	Tilkobling/ferdigstill-	185	90 %	95
<b>Landfall, Kollsnes</b>		410	70 %	290
<b>Gassrør</b>	Prosled. Forsikring	90	100 %	90
	Prosjektering	35	100 %	35
	Rør	310	0 %	0
	Coating	110	100 %	110
	Rørlegging	305	10 %	30
	Tilkobling/ferdig-	160	90 %	145
<b>Boring</b>		995	70 %	695
<b>Totalt</b>		8190	57 %	4660

Samlet gir vurderingene ovenfor beregnede norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørnutbyggingen som vist i tabell 4.2 over.

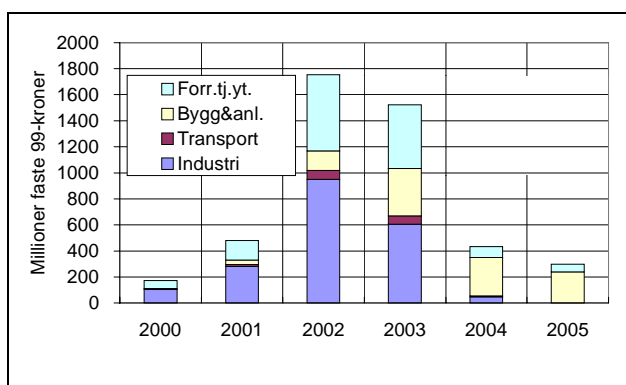
Det framgår av tabellen at samlet ventes norsk næringsliv å få leveranser på rundt 4.600 millioner 1999-kr eller nær 57% av de totale utbyggingskostnader til Kvitebjørnutbyggingen. Dette



fordeler seg med rundt rundt 60% norske leveranser på plattformen, nær 50% norske leveranser på understellet, rundt 40% norske leveranser på rørledninger og tilknytningsarbeider, ca. 70% norske leveranser for landfall på Kollsnes og rundt 70% norske leveranser for boring.

Kvitebjørnutbyggingen ligger noe høyere i norsk leveranseandel enn det som har vært vanlig ved slike utbygginger. Usikkerheten i leveranseanslagene er foreløpig svært stor. Videre bearbeiding av prosjektet vil sannsynligvis kunne gi et sikrere anslag på norske leveranser.

En fordeling av de anslåtte norske vare- og tjenesteleveransene fordelt på hovednæring og tid er vist i tabell 4.3 og figur 4.6 under.



Figur 4.6 Norske leveranser for delt på næring og tid

Tabell 4.3 Nasjonale leveranser fordelt på næring og tid

Næring	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Sum
<b>Industri</b>	102	276	935	628	49	0	1990
<b>Transport</b>	6	16	68	63	4	0	156
<b>Bygg&amp;anl.</b>	3	34	129	306	341	274	1087
<b>Forr.tj.yt.</b>	58	145	572	476	100	75	1426
<b>Totalt</b>	<b>169</b>	<b>471</b>	<b>1704</b>	<b>1473</b>	<b>494</b>	<b>349</b>	<b>4660</b>

Det framgår av tabell og figur at de beregnede norske leveransene fordeler seg med ca 2.000 mill 1999-kr på industrivirksomhet. Det meste av dette vil være leveranser fra verkstedindustrien, og særlig offshoreverftene, men også mekanisk industri, meltallvarer og elektronikkindustri vil få leveranser her. Ellers vil 1.100 mill 1999-kr være leveranser fra bygge- og anleggsnæringen, nær 60 mill kr vil være transportoppdrag m.v og 1.430 mill kr vil være forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoilpersonell.

De beregnede norske leveransene til Kvitebjørnutbyggingen fordeler seg i hovedsak over fire år i perioden 1999 - 2002, med toppår i 2000 og 2001.

#### 4.4.5 Norske leveranser ved alternative transportløsninger for gass og kondensat

I alternativet der rikgass fra Kvitebjørn transporteres til Kollsnes, påløper investeringer på til sammen 1.425 millioner 1999-kr som vist ovenfor. I tillegg kommer 500 mill 1999-kr til modifikasjonsarbeider på det eksisterende terminalanlegget på Kollsnes.

Alternativt vurderer Statoil en løsning med transport av rikgass til Heimdal for separasjon, og videre eksport av salgsgass gjennom Norpipe til kontinentet. Utskilt kondensat blir her sendt gjennom en ny rørledning til Frøy, for videre transport til Kollsnes. Denne transportløsningen er beregnet til å koste til sammen 3.310 millioner 1999-kroner, inkludert nytt separasjonsanlegg på Heimdal, og ny rørledning Heimdal – Frøy, som da eies av Kvitebjørn-lisensen.

I et tredje alternativ vurderes det å føre rikgassen til Kollsnes via et nytt gassrør fra Troll-feltet. Det legges da bare et gassrør fra Kvitebjørn til Troll A for tilkobling der. Dette alternativet er imidlertid enda ikke bearbeidet langt nok til å kunne konsekvensvurderes.

Tabell 4.4 Investeringer, norske leveranser- og andeler. Gassrør til Heimdal. Mill 1999-kr.

		Invest	Norske lev.	
		Mill kr	(%)	Mill
<b>Rør</b>	Prosjled/engineer	20	100%	20
Heimdal	Materialer	55	0%	0
- Frøy	Rørlegging	110	10%	10
	Tilkobling	35	90%	30
<b>Modifik.</b>	Prosjektledelse	345	100%	345
Heimdal	Mottaksanlegg	150	40 %	60
	Gassbehandlingsanl	890	40 %	355
	Gassturbin	100	0 %	0
	Tilkobling kond.rør	40	90 %	35
	Oppgradering	75	70 %	50
	Modifikasjons	280	70 %	195
<b>Rør</b>	Prosjektled./Forsikr	105	100 %	105
Kv.bjørn	Prosjektering	40	100 %	40
-Heimdal	Rør	375	0 %	0
	Coating	155	100 %	155
	Rørlegging	335	10 %	35
	Tilkobling/ferdigst.	200	90 %	180
<b>Totalt</b>		<b>3310</b>	<b>49%</b>	<b>1615</b>

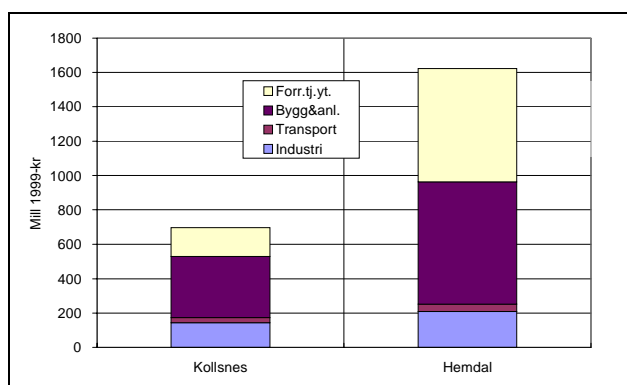
Tabellen over viser beregning av norske leveranser ved Heimdal-løsningen ut fra de samme betraktninger omkring norske leveranseandeler som er gjort for transport til Kollsnes. Det framgår av tabellen at transport av rikgass til Heimdal er beregnet til å gi norske leveranser på vel 1.600 mill 1999-kr, eller 49% av totalinvesteringen. Modifikasjonene på Heimdal, med bl.a. nytt gassbehandlingsanlegg, gir en beregnet norsk leveranseandel på 55%, mens rørledningene har norsk leveranseandel på rundt 42% for rikgassrøret og 27% for kondensatrøret.

I tabell 4.5 og figur 4.7 er leveransene sammenliknet for de to alternativene.

**Tabell 4.5 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 99-kr, alternativ Kollsnes og Heimdal**

	Kollsnes	Heimdal
Industri	143	208
Transport	30	44
Bygg & anlegg	354	710
Forretningsmessig tjenesteyting	168	659
<b>Totalt</b>	<b>696</b>	<b>1621</b>

Det framgår av tabell og figur at de beregnede norske leveransene fordeler seg med hovedvekt på bygge- og anleggsvirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting. I tillegg får industrivirksomhet betydelige leveranser, selv om mye av verdiskapningen her lekker ut til utlandet gjennom utstyrsleveranser. Transportvirksomhet vil i tillegg få endel leveranser til gasstransportsystemet.



**Figur 4.7 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 99-kr, alternativ Kollsnes og Heimdal**

Vi finner videre av tabell 4.5 og figur 4.7 at transport til og behandling på Heimdal er dyrere enn kun transport til Kollsnes og gir dermed også de klart største norske leveransene. Egentlig er dette mer en avgrensingssak enn realiteter, fordi man på Heimdalplattformen har inkludert i transportløsningen et nytt gassseparasjonsanlegg, mens disse tjenestene blir kjøpt fra et annet prosjekt på Kollsnes. For å ivareta gass-separasjonen på Kollsnes skal det foretas modifikasjonsarbeider som også vil gi norske vare- og tjenesteleveranser. Dette inngår imidlertid ikke i Kvitebjørnprosjektet og er derfor konsekvensvurdert i en annen sammenheng. (se lenger bak i dette kapitlet).

#### Alternative transportløsninger for kondensat

For kondensat fra Kvitebjørn foreligger det fire alternative transportveier. I tillegg til transport til TOR 2, vurderes også transport til OTS, Gullfaks A og til Oseberg C.

Tabellen under viser beregning av norske vare- og tjenesteleveranser ved de fire alternativene for kondensattransport.

**Tabell 4.6 Investeringer, norske andeler og leveranser. Ulike transportløsninger for kondensat**

	Andel (%)	Investeringer i mill 1999-kr				Norske leveranser i mill 1999-kr			
		TOR2	GFA	OTS	Oseb	TOR2	GFA	OTS	Oseb
Kond.rør									
Prol//Fors.	100%	55	20	40	45	65	20	40	45
Prosjekter.	100%	30	15	20	25	30	15	20	25
Rør	0%	105	15	55	60	0	0	0	0
Coating	100%	55	15	40	30	55	15	40	30
Rørlegging	10%	180	80	165	140	20	10	20	5
Tilkob./fer	50%	185	70	140	150	95	35	70	75
Modifik pl	70%		90	55	450		65	40	315
Bespa. Kv.					-750				-520
Alt. trvei	40%		300	250	250		120	100	100
<b>Totalt</b>		<b>610</b>	<b>605</b>	<b>765</b>	<b>400</b>	<b>255</b>	<b>280</b>	<b>330</b>	<b>85</b>
N.lev.ande						42%	46%	43%	21%

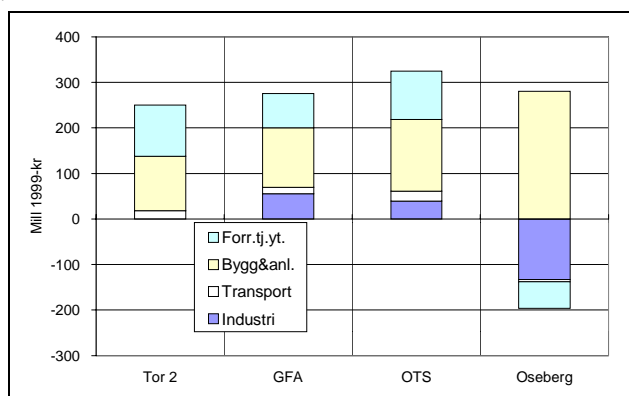
Det framgår av tabellen at beregnet norsk leveranseandel for kondensattransport varierer fra 21% ved Oseberg C-alternativet, til 42% – 46% i de tre alternativene for stabil kondensattransport. Årsaken til forskjellene er forskjellige tilkoblings- og modifikasjonskostnader. Særlig gjelder dette ved ustabilisert kondensat til Oseberg C, der en må investere 450 mill kr i prosessanlegget. Til gjengjeld blir Kvitebjørn-plattformen 750 mill kr billigere.

Sammenliknes de fire transportalternativene for kondensat fra Kvitebjørn, ser vi at transport til Oseberg C er klart mest kostbart, mens transport til Gullfaks er noe kortere, og dermed billigere enn transport til OTS. Beregningsalternativets transport til TOR 2 blir omtrent som til Gullfaks A. De kostnadene som påløper i Kvitebjørn-prosjektet er imidlertid bare et av flere elementer som inngår i beslutningen om hvilken transportvei man bør velge. Tariffkostnader for bruk av plattformens tjenester og plattformens økonomiske levetid er blant annet andre elementer som må trekkes inn når beslutningen skal tas.

Beregnete norske vare- og tjenesteleveranser ved de tre alternative transportveiene for kondensat, fordelt på hovednæring, framgår av tabell 4.7 og figur 4.8

**Tabell 4.7 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 99-kr. Alt. utb.løsn. for kondensat.**

Næring	TOR 2	GFA	OTS	Oseberg
Industri	0	55	39	-132
Transport	18	14	21	-5
Bygg & anlegg	120	131	158	280
Forr.tjenesteyting	113	75	106	-58
<b>Totalt</b>	<b>250</b>	<b>276</b>	<b>325</b>	<b>84</b>



**Figur 4.8 Nasjonale leveranser fordelt på næring i mill 98-kr. Alt. utbyggingsløsninger for kondensat.**

Vi ser av tabellen at hoveddelen av leveransene ventes å tilfalle bygge- og anleggsnæringen, dels i form av rørbehandling, og dels i form av modifikasjons- og tilkoblingsarbeider på plattformene. I tillegg får forretningsmessig tjenesteyting betydelige leveranser, dels i form av Statoils egen prosjektleidelse, dels som prosjektering, og dels som ferdigstillelsesarbeider. De øvrige leveransene tilfaller i hovedsak industrivirksomhet og transport.

Merk ellers i tabellen at en del av leveransene i Oseberg C-alternativet blir "negative". Dette skyldes at vi sammenlikner med Kvitebjørn-plattformens kostnader ved stabil gasstransport. I Oseberg C-alternativet blir plattformen 750 mill kr billigere, og gir mindre norske leveranser. I enkelte næringer vil da besparelsene på Kvitebjørn mer enn oppveie leveransene til rørledning og modifikasjoner på Oseberg C, slik at leveransene framstår som negative i tabellen.

#### 4.4.6 Vare og tjenesteleveranser i driftsfasen

Driftskostnadene for Kvitebjørnprosjektet består av flere elementer. Dels påløper kostnader til drift av Kvitebjørn-plattformen, til brønnvedlikehold og til landbasert støtte, dels påløper kostnader til transport og behandling av gass og kondensat i anlegg eiet av Kvitebjørnprosjektet, og dels påløper tariffkostnader for bruk av plattformer, transport- og behandlingsanlegg eiet av andre.

I en vurdering av norske vare- og tjenesteleveranser til Kvitebjørn i driftsfasen inngår i hovedsak drift av

plattformen og brønnene med tilhørende landbasert støtte. Det er i første rekke dette som gir nye vare- og tjenesteleveranser, og dermed virkninger for norsk næringsliv.

En oversikt over driftsleveransene til Kvitebjørnplattformen i et normalår, er vist i tabell 4.8. I tabellen har vi også beregnet forventet norsk andel av disse leveransene.

Det framgår av tabellen at drift av Kvitebjørnplattformen med landbasert driftsstøtte i et normalår er beregnet til rundt 280 mill 1999-kr hvorav 60 mill kr er brønnvedlikehold. Kostnader, i all hovedsak tariffkostnader, til drift av transportanleggene er her ikke tatt med.

Det framgår av tabellen at det aller meste av driftsleveransene vil være norske leveranser. Driftsbemanningen på plattformen og i landbasert støtte vil temmelig sikkert være norske. Det samme gjelder forpleining, transport og basevirksomhet og vedlikeholdsarbeider.

**Tabell 4.8 Årlige driftskostnader, norske leveranse- og leveranseandeler**

	Opex	Norske leveranser	
	Mill kr	(%)	Mill kr
Personell, offshore/drift	61	100%	61
Onshore driftsstøtte	54	100%	54
Driftsmateriell, reservedeler	49	40%	20
Logistikk	17	100%	17
Modifikasjoner og vedlikehold	19	100%	19
Brønnvedlikehold	60	70%	42
Forsikring	26	50%	13
<b>Totalt</b>	<b>280</b>	<b>80%</b>	<b>223</b>

Det som kjøpes inn fra utlandet er i første rekke reservedeler og driftsmateriell. Samlet gir dette en beregnede årlig leveranser fra norsk næringsliv til drift av Kvitebjørnplattformen i et normalår på rundt 223 mill 1999-kr eller 80% av totalen.

## 4.5 Sysselsettingsvirkninger ved utbygging og drift av Kvitebjørnfeltet

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av Kvitebjørnutbyggingen på nasjonalt nivå, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell med virkningskoeffisienter hentet fra Statistisk Sentralbyrås nasjonale planleggingsmodell MODIS.

Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår ovenfor. På dette grunnlag beregnes den samlede

produksjonsverdi som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene, og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger.

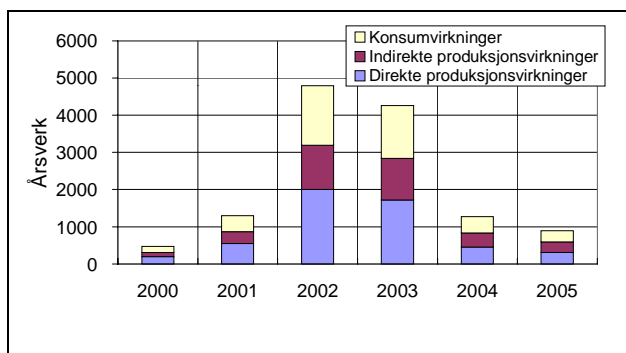
I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen prosjektets konsumvirkninger både nasjonalt og regionalt. Konsumvirkningene oppstår som følge av at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt nivå.

Legger en sammen prosjektets produksjonsvirkninger og konsumvirkninger, framkommer til slutt prosjektets totale sysselsettingsvirkninger. Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på 20 - 30% bør en regne med.

#### 4.5.1 Sysselsettingsvirkninger av Kvitebjørnutbyggingen på nasjonalt nivå

Tar en utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til Kvitebjørn, og bruker modellapparatet beskrevet ovenfor, får en beregnet sysselsettingsmessige virkninger av utbyggingsprosjektet som vist i figur 4.9 og tabell 4.9.

Det framgår av tabell 4.9 at vare og tjenesteleveransene fra norsk næringsliv til utbygging av Kvitebjørn ventes å ville gi en norsk sysselsettingseffekt på til sammen 13.000 årsverk, fordelt over fem år i perioden 2000 - 2005. Rundt 5.250 årsverk av dette vil være direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene, rundt 3.400 årsverk vil være indirekte produksjonsvirkninger i underleverandørbedrifter, mens de resterende 4.300 årsverk vil være avledede konsumvirkninger som følge av de sysselsattes forbruk.



Figur 4.9 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger

Tabell 4.9 Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger

TYPE V.	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Sum
Dir.prod.	200	540	1950	1670	520	370	5250
Indir.prod.	110	310	1150	1060	450	320	3400
Konsum	150	430	1550	1370	480	350	4330
<b>Totalt</b>	<b>460</b>	<b>1280</b>	<b>4650</b>	<b>4100</b>	<b>1450</b>	<b>1040</b>	<b>12980</b>

En fordeling av de direkte og indirekte produksjonsvirkningene ved Kvitebjørnutbyggingen på næring og tid framgår av tabell 4.10. Merk at konsumvirkningene her ikke er med, da modellapparatet ikke gir grunnlag for å næringsfordele disse.

Det framgår av tabell 4.10 at de samlede produksjonsvirkningene på rundt 8650 årsverk, fordeler seg med vel 2500 årsverk på forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoils prosjektledelse. For øvrig ser en at industriproduksjon ventes å ville få produksjonsvirkninger på rundt 3.000 årsverk, bygg og anlegg får rundt 1.200 årsverk, mens resten fordeler seg ut på, transport, varehandel og på andre næringer. I tillegg kommer konsumvirkninger på 4.300 årsverk som modellen ikke kan næringsfordele.

Tabell 4.10 Direkte- og indir. sysselsettingsvirkninger

Prod virkning	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Totalt
Industriprod.	130	370	1260	930	180	100	2970
Forr. tj.y.	100	250	970	820	210	150	2500
Bygg & Anlegg	10	50	180	340	340	280	1200
Transport	20	50	200	180	50	30	530
Vare, hot&rest	20	50	180	160	70	50	530
Andre næring	30	80	310	300	120	80	920
<b>Totalt</b>	<b>310</b>	<b>850</b>	<b>3100</b>	<b>2730</b>	<b>970</b>	<b>690</b>	<b>8650</b>

Det understrekes at sysselsettingsberegningene inneholder usikkerhet.

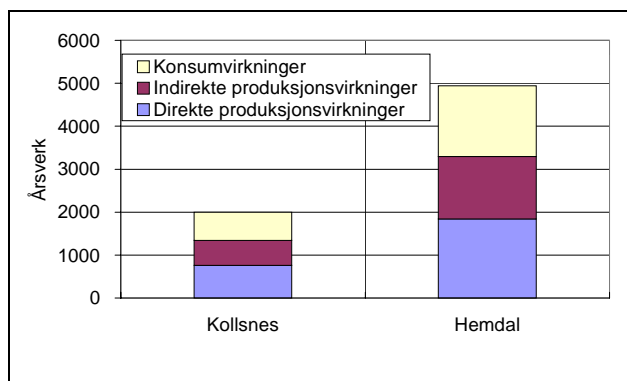
#### 4.5.2 Forskjeller i sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger

Sysselsettingsvirkningene ved utbygging av de to alternative transportløsningene for gass, framgår av tabell 4.11 og figur 4.10.

Tabell 4.11 Sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger for riggass

Nasjonalt sysselsetting	Kollsnes	Heimdal
Direkte produksjonsvirkninger	760	1840
Indirekte produksjonsvirkninger	580	1450
Konsumvirkninger	660	1650
<b>Totalt</b>	<b>2000</b>	<b>4940</b>

Det framgår av figur 4.10 og tabell 4.11 at alternativet med transport av gass til Kollsnes gir en beregnet sysselsettingseffekt på 2000 årsverk.



**Figur 4.10 Sysselsettingsvirkninger alternative transportløsninger for rikgass**

Disse inngår i beregningene tabell 4.11 ovenfor. Velges alternativt Heimdal som transportløsning for gass får man en beregnet sysselsettingseffekt på nær 5000 årsverk. Forskjellen skyldes her i hovedsak større investeringer ved Heimdalalternativet, fordi dette, som nevnt inneholder et nytt gassbehandlingsanlegg, mens Kollsnesalternativet kjøper slike tjenester utenfra. De beregnede sysselsettingseffektene i begge alternativer fordeler seg med litt under 40% på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter, litt under 30% i indirekte sysselsettingseffekter hos underleverandører, og de resterende rundt 33% på konsumvirkninger.

En fordeling av direkte- og indirekte sysselsettingsvirkninger ved de to transportløsningene for gass framgår av tabell 4.12. Konsumvirkningene er her ikke tatt med. Det framgår av tabellen at i Kollsnesalternativet får forretningsmessig tjenesteyting, bygg- og anleggsvirksomhet og industriproduksjon omtrent like store sysselsettingsvirkninger med 310 - 360 årsverk hver, mens mindre virkninger fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer. I Heimdal alternativet dominerer forretningsmessig tjenesteyting sysselsettingsbildet med nesten 1100 årsverk. Her får bygg og anlegg vel 750 årsverk, industri vel 600 årsverk mens resten fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer.

**Tabell 4.12 Prod.virkninger fordelt på næring, ved alt. utb. for transport av gass. Årsverk**

Produksjonsvirkn. nasjonalt	Kollsnes	Heimdal
Industriproduksjon	310	570
Forr. tjenesteyting	330	1120
Bygg & anlegg	360	760
Transport	90	170
Varehandel, hotell restaurant	80	210
Andre næringer	170	460
<b>Totalt</b>	<b>1340</b>	<b>3290</b>

En sammenlikning av beregnede sysselsettingsvirkninger ved de tre alternative transportløsningene for kondensat, fordelt på type virkning, framgår av tabell 4.13.

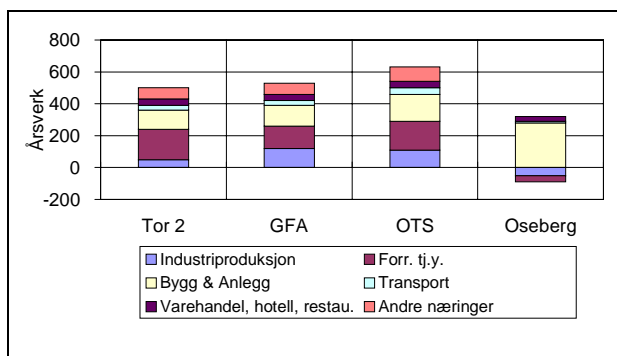
**Tabell 4.13 Sysselsettingsvirkninger ved alternative transportløsninger for kondensat**

Nasj. sysselsetting	TOR 2	GFA	OTS	Oseberg
Direkte prod. virkn.	290	300	360	60
Indirekte prod. virkn	210	230	270	160
Konsumvirkninger	250	260	320	110
<b>Totalt</b>	<b>750</b>	<b>790</b>	<b>950</b>	<b>320</b>

Det framgår av tabellen at transport av kondensat til Oseberg transportsystem (OTS) som det dyreste alternativet, også gir de klart største sysselsettingsvirkningene med 950 årsverk. Til sammenlikning gir TOR 2-alternativet 750 årsverk, mens Gullfaks-alternativet gir beregnede sysselsettingseffekter på nær 800 årsverk. Ustabilt kondensat til Oseberg C blir her litt spesielt, da vi i beregningene har trukket fra besparelsene på Kvittebjørn-plattformen, og dermed får negative leveranser med tilhørende sysselsettingseffekter i enkelte næringer. Samlet netto sysselsettingseffekt ved Oseberg C-alternativet blir derfor bare 320 årsverk.

I alle alternativene for stabilt kondensat fordeler sysselsettingsvirkningene seg med vel 35% på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter, vel 30% på indirekte sysselsettingseffekter hos underleverandører og resten i form av konsumvirkninger som følge av de ansattes forbruk og skattebetalinger. Ved ustabil kondensat blir denne fordelingen helt annerledes som følge av beregningsmetoden, som kommentert ovenfor.

En fordeling av direkte og indirekte sysselsetting ved de tre alternative transportveiene for kondensat framgår av tabell 4.14 og figur 4.11.



**Figur 4.11 Direkte og indirekte sysselsettingsvirkn. fordelt på hovednæring**

Det framgår av figuren over og tabellen under at næringsfordelingen varierer noe mellom de tre alternativene. For Oseberg C-alternativet dominerer bygg- og anleggsvirksomhet med 280 årsverk, mens

industrivirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting blir negative på grunn av at disse næringers bidrag til rørledningen og modifikasjoner på Oseberg er mindre enn hva de går glipp av gjennom forenklingen av anleggene på Kvitebjørn. I OTS- og GFA-alternativene er sysselsettingseffektene for bygg og anlegg og forretningsmessig tjenesteyting omtrent like store, industriproduksjon får litt lavere effekter, mens resten også her fordeler seg på transport, varehandel og andre næringer. For TOR 2-alternativet blir forretningsmessig tjenesteyting og bygg og anlegg dominerende, mens industri får en mindre andel.

**Tabell 4.14 Direkte og indirekte syssels.virkninger fordelt på hovednæring**

Prod. virkn. nasj.	TOR 2	GFA	OTS	Oseberg
Industriproduksjon.	50	120	110	-50
Forr. tjenesteyting	190	140	180	-40
Bygg & Anlegg	120	130	170	280
Transport	30	30	40	10
Vareh hotell & rest.	40	40	40	30
Andre næringer	70	70	90	0
<b>Totalt</b>	<b>500</b>	<b>530</b>	<b>630</b>	<b>220</b>

#### 4.5.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Kvitebjørnplattformen vil i ordinær drift ha en bemanning på rundt 25 personer til enhver tid. Med normal skiftordning gir dette nær 75 årsverk offshore. I borefasen og ved større vedlikeholdsarbeider vil bemanningen være større.

Landbasert driftsstøtte til Kvitebjørn vil bli foretatt fra Statoils eksisterende driftsmiljøer i Bergen eller Stavanger. Behov for driftsstøtte i ordinær drift er beregnet til vel 25 årsverk. Direkte sysselsettingseffekt til drift av Kvitebjørn i et normalår blir dermed rundt 100 årsverk. I tillegg kommer sysselsettingsvirkningene av vare- og tjenesteleveranser til prosjektet. En oversikt over samlede sysselsettingseffekter av drift av Kvitebjørn framgår av tabell 4.15

**Tabell 4.15 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning**

Nasjonal sysselsetting	Årsverk
Direkte produksjonsvirkninger	190
Indirekte produksjonsvirkninger	70
Konsumvirkninger	130
<b>Totalt</b>	<b>390</b>

Det framgår av tabell 4.15 at samlede sysselsettingseffekter av drift av Kvitebjørn i et normalår er beregnet til 390 årsverk. Av dette vil 190 årsverk være direkte sysselsettingseffekter til driftsbemanning og i leverandørbedrifter, 70 årsverk

vil være indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter, mens de resterende 130 årsverk er konsumvirkninger. Det understrekes igjen at beregningene inneholder usikkerhet.

En oppsplitting av direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger på hovednæring framgår av tabell 4.16. Konsumvirkningene er ikke tatt med.

Det framgår av tabellen at oljevirksomhet direkte får rundt 90 årsverk, som vist ovenfor. Resten av sysselsettingseffekten fordeler seg med rundt 30 årsverk på industrivirksomhet, rundt 50 årsverk på forretningsmessig tjenesteyting, herunder innleide til Kvitebjørn-prosjektet. Videre får en 35 årsverk på transport, herunder basevirksomhet, 20 på varehandel, hotell og restaurantvirksomhet, vesentlig catering, 15 årsverk på bygg og anlegg, og rundt 20 årsverk på andre næringer. I tillegg kommer 130 årsverk i konsumvirkninger som modellen ikke kan næringsfordele med tilstrekkelig sikkerhet.

**Tabell 4.16 Produksjonsvirkninger fordelt på hovednæring pr år i driftsfasen. Årsverk**

Produksjonsvirkninger nasjonalt	Årsverk
Industriproduksjon	30
Oljevirksomhet	90
Forretningsmessig tjenesteyting	50
Bygg & Anlegg	15
Transport	35
Varehandel, hotell & restaurant	20
Andre næringer	25
<b>Totalt</b>	<b>260</b>

Sysselsettingsberegningene ovenfor omfatter bare drift av plattformen med landbasert driftsstøtte. Drift av transportsystemet kommer i tillegg, men gir normalt bare beskjeden ny sysselsetting. Rørledningene som tilhører Kvitebjørn-prosjektet vil bli drevet fra Statoils driftssenter for rørledninger i Nord-Rogaland, uten bemanningsøkninger. Leveranser av varer- og tjenester til drift av rørledningene utover dette er svært beskjedne. En kan heller ikke vente bemanningsøkninger til drift av rørledninger eiet av andre.

Heller ikke til drift av separasjonsanleggene kan en vente sysselsettingsøkninger. Ved Kollsnes-alternativet vil man benytte eksisterende bemanning. Ved Heimdal-alternativet vil separasjonsanleggene bli drevet av plattformens eksisterende bemanning, uten behov for bemanningsøkning. Kvitebjørn-prosjektet bidrar imidlertid til å opprettholde den eksisterende sysselsetting på Heimdal.

Sysselsettingsberegningene ovenfor omfatter bare drift av plattformen med landbasert driftsstøtte. Drift av transportsystemet kommer i tillegg, men gir

normalt bare beskjedne ny sysselsetting. Rørledningene som tilhører Kvitebjørnprosjektet vil bli drevet fra Statoils driftssenter for rørledninger i Nord-Rogaland, uten bemanningsøkninger. Leveranser av varer- og tjenester til drift av rørledningene utover dette er svært beskjedne. En kan heller ikke vente bemanningsøkninger til drift av rørledninger eiet av andre.

Det eneste som kan gi sysselsettingsvirkninger av betydning er drift av separasjonsanleggene. Ved Kollsnesalternativet er dette behandlet i egen konsekvensutredning. Ved Heimdalalternativet vil separasjonsanleggene bli drevet av plattformens eksisterende bemanning, uten behov for bemanningsøkning. Kvitebjørnprosjektet bidrar imidlertid til å opprettholde den eksisterende sysselsetting på Heimdal.

#### **4.6 Kommunal eiendomsskatt**

Kommunen kan også kreve eiendomsskatt for en del av rørledningen fra Kvitebjørnfeltet. Eiendomsskatt for den nye rørledningen kan kreves i ca. 23 kilometer fra 12-milsgrensa og inn til Kollsnes. Rørledningen er 148 kilometer lang, og kostnadsberegnet til 1010 millioner 99-kroner. Med en rørledningskostnad på 6,8 millioner kroner pr. kilometer kan Øygarden kreve eiendomsskatt av en rørledningsinvestering på vel 155 millioner 99-kroner. Med en skattesats på 60% av investeringene kan kommunen dermed med dagens skattesats kreve ny eiendomsskatt av 0,7% av 95 millioner kroner, altså rundt 0,7 millioner kroner.

## 5 Utslipp og miljøteknologi-vurderinger ved Kvitebjørn feltutbygging

Dette kapitlet redegjør for utslipp til luft og sjø fra Kvitebjørn feltutbygging, samt hvilke miljøteknologiske tiltak som har vært, og vil bli vurdert implementert. Utslippene er vurdert i forhold til regionale utslipp. Det er videre gitt en kort omtale av miljøkonsekvenser, men for utfyllende beskrivelse her vises det til RKU Nordsjøen, Temarapportene 4 - 6 og RKU-vedlegget jf opplistingen av temarapportene i referanselisten bak.

Følgende hovedaktiviteter knyttet til reduksjon av miljøkonsekvenser er gjennomført i forbindelse med konseptutforming:

- teknisk konseptgjennomgang mht. reduksjon av miljøkonsekvenser
- energioptimalisering ved prosessdesign (bl.a. pinchanalyser)
- innføring av miljøregnskap
- evaluering av utslipp fra ulike konfigurasjoner av kraftturbiner
- evaluering av kaldventilasjon versus antent fakkell
- nytte / kostnadsanalyse av lukket fakkelsystem

### 5.1 Prosessanlegg på Kvitebjørn

Under gis en kort redegjørelse for behandlingsprosessen på Kvitebjørn i alternativet med stabilisering av kondensat, videresending av kondensat til TOR 2 og rikgass til Kollsnes.

Prosessen består av en innløpsseparator som splitter brønnstrømmen i vann, rikgass og kondensat ved et trykk på om lag 135 bar og temperatur på rundt 107 °C.

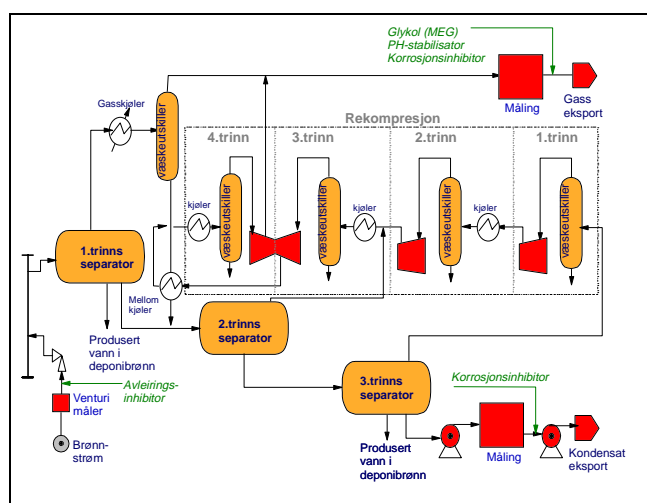
Det produserte vannet blir deponert i brønn sammen med drenasjevann. Dersom brønnen ikke er tilgjengelig, blir det produserte vannet deponert i ringrommet i andre brønner.

Kondensatet ledes videre til andretrinn og tredje trinn separatorne for stabilisering. Kondensatet ledes gjennom en fiskal ultrasonisk målepakke før det eksporteres i rørledning til Mongstad. Separatortoget er designet for sandfjerning, med mulighet for spyling av separatorne.

Den avdampede gassen fra andretrinn og tredje trinn separatoren rekompreseres i en firetrinns rekompresjonsprosess før gassen blandes med gassen fra innløpsseparatoren. Gassen fra innløpsseparatoren er kjølt ned og vann/kondensat er skilt ut for å redusere forbruket av hydrat- og korrosjonsinhibitor i eksportrøret, samt for å maksimere væskegjenvinningen.

Rikgassen måles fiskalt i en ultrasonisk målepakke før den eksporteres til Kollsnes med et eksporttrykk på omkring 130 bar. Trykket i innløpsseparatoren holdes tilstrekkelig høyt til at et ankomsttrykk på Kollsnes på 90 bar nås uten bruk av kompresjonsenergi på hovedgasstrømmen. En prinsippsskisse av hovedprosessen er vist i figuren under.

Både gass- og kondensatrøret er utstyrt med rørsluser for å muliggjøre inspeksjon og rengjøring av rørledningene.



Figur 5.1 Forenklet hovedprosess

Det er inkludert en varmeveksling mellom varm gass fra rekompresorene og kaldt kondensat fra væskeutskilleren noe som bidrar til å minimalisere kraftbehovet i rekompresjonstoget.

### 5.2 Utslipp til luft

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

#### 5.2.1 Kraftforsyning

Hovedkraftforsyning til Kvitebjørn vil være fra egen kraftgenerering ombord på plattformen. Gjennomsnittlige kraftbehov vil være 8,5 MW i borefasen, 19 MW i kombinert bore og produksjonsfase og 8 - 15 MW i produksjonsfasen.

Det er vurdert alternative løsninger for kraftforsyning for Kvitebjørnplattformen. For utbyggingsalternativet med ustabilisert kondensat (og transport til Oseberg C) er det gjennomført en LCC-analyse for kabel fra land via Troll A. Dette alternativet vil ha betydelig lavere



kraftbehov enn alternativet med stabilisering av kondensat på Kvitebjørn. Maksimal teoretisk overføringskapasitet i kabelen er ca 13 MW. Det er imidlertid usikkert om Troll vil kunne avgi så mye. Det ble avdekket behov for tiltak for å stabilisere spenningen i nettet som hadde for store variasjoner. Dette ville medført betydelige investeringer i utstyr. For stabilt kondensat konseptet er maksimalt kraftbehov over 22 MW. Dermed vil ikke kabel fra Troll være aktuelt for dette konseptet.

Kraftoverføring via kabel fra Gullfaks er under vurdering.

På grunn av behov for dieseldrevne turbiner det første året med boring, samt krav til regularitet, er det anbefalt å basere kraftproduksjonen på to dual fuel turbiner. Det er tekniske utfordringer knyttet til lav NO<sub>x</sub> brennere innstallert på turbiner knyttet til kraftproduksjon. Det pågår for tiden en drivvalgstudie som vil anbefale en turbinkonfigurasjon.

Beregning av utslipp fra kraftproduksjon er basert på dual fuel turbiner med lav NO<sub>x</sub> brennere. Det er forutsatt at to turbiner trengs for kraftgenerering året med kombinert boring og produksjon. I utslippsestimatet er det beregnet at to turbiner er i drift i fem år, fra og med produksjonsoppstart. De resterende år vil én turbin gi tilstrekkelig kapasitet. Det første året i drift med kun boring vil turbinene benytte diesel som brennstoff.

**Tabell 5.1 Totale utslipp til luft fra kraftgenerering på Kvitebjørn i perioden 2003 - 2016.**

Utslippsgass	Mengde
CO <sub>2</sub>	1,12 millioner tonn
NO <sub>x</sub>	1,69 tusen tonn
CO	759 tonn
SO <sub>2</sub>	93 tonn
CH <sub>4</sub>	484 tonn
nmVOC	142 tonn

Tabell 5.1 over viser totale utslipp til luft fra kraftgenerering i perioden 2003 - 2016 i dersom alternativet med stabilisering av kondensat på Kvitebjørn og transport av kondensat til TOR 2 og rikgass til Kollsnes velges. Årlige utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra kraftforsyning på Kvitebjørn er vist i hhv. figur 7.2 og 7.3 under.

### 5.2.2 Utslipp fra fakling

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

anslått å bidra til en reduksjon av faklingen med omlag 30%.

Utslipp til luft fra boreoperasjonene vil skje i forbindelse med brønnopprensning. En gitt mengde gass vil brennes over en tidsperiode. Brennerbommen er fjernet fra plattformen og opprensning av brønnene vil skje via væskeutskiller. Gassen vil bli ledet til fakkel for brenning. Væsken vil bli injisert til brønnen er rensket, deretter vil den bli ledet til prosessanlegget.

For hver brønn er det antatt at en vil brenne av omlag 0,67 mill. m<sup>3</sup> gass ved brønnrensing. Utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC og CH<sub>4</sub> utgjør mesteparten av utslipp fra fakling og er inkludert i tabell 5.2 under. Beregning av utslipp fra fakling er basert på følgende forutsetninger:

- 5,5 nedstengninger i forbindelse med driftsforstyrrelser pr år, inkludert en revisjonsstans
- fakling fra 3 dje trinns separator når 1. og 2 trinns rekompresor ikke er tilgjengelig
- fakling av gass fra brønnrensing

**Tabell 5.2 Totale utslipp til luft fra fakling i perioden 2003 - 2016.**

Utslippsgass	Mengde
CO <sub>2</sub>	0,057 millioner tonn
NO <sub>x</sub>	0,29 tusen tonn
CO	36 tonn
CH <sub>4</sub>	6 tonn
nmVOC	1,5 tonn

Årlige utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra fakling på Kvitebjørn er vist i hhv. figur 5.2 og 5.3 under.

### 5.2.3 Utslipp fra støttefunksjoner

Nødvendige støttefunksjoner for Kvitebjørn er

- helikoptertransport
- forsyningsskip

Det er ikke gjort egne beregninger av utslipp fra helikopter- og båttrafikk i tilknytning til Kvitebjørn. Utslippene fra støttefunksjonene for Kvitebjørn vil imidlertid være svært små i forhold til totalutslippene i Tampen-området.

### 5.2.4 Utslipp fra behandling av gass

Kollsnes og Heimdal er aktuelle mottaksanlegg for prosessering av rikgass fra Kvitebjørn.

Ved tilknytning til Kollsnes blir gassen tørket og eksportert. Utskilt væske sendes videre til Mongstad.

Ved tilknytning til Heimdal vil gassen bli tørket før videresending gjennom Statpipesystemet til Kårstø. Assosiert væske sendes enten i eksisterende rør inn i Forties - systemet, eller via et nytt rør til Frigg og videre i Frostpipe til Sture via Oseberg Transport System (OTS).

Prinsipielt skjer det det samme i behandlingsprosessene i eksisterende anlegg på Kollsnes og på Heimdalsplattformen.

Totale marginale utslipp for perioden 2004 - 2016 ved tilknytning til Heimdal og Kollsnes, er vist i tabellen under.

**Tabell 5.3 Marginale utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra alt. mottaksanlegg i perioden 2004 - 2016.**

Gassmottak	CO <sub>2</sub> (mill. tonn)	NO <sub>x</sub> (1000tonn)
Kollsnes stabil*	0,03	0,01
Kollsnes ustabil*	0,03	0,01
Heimdal stabil	0,84	- 0,69
Heimdal ustabil	0,81	- 0,72

\*) I tillegg kommer utslipp der kraften som trengs for å behandle Kvitebjørggassen blir produsert (utenfor Norge dersom kraften blir importert). Størrelsen på disse utslippene er beregnet til 0,55 mill tonn CO<sub>2</sub> og 0,41 tusen tonn NO<sub>x</sub> for Kollsnes stabil og 0,52 mill tonn CO<sub>2</sub> og 0,39 tusen tonn NO<sub>x</sub> for Kollsnes ustabil.

Årsaken til negative NO<sub>x</sub>-utslipp i Heimdal-alternativet skyldes at lav-NO<sub>x</sub>-brennere er forutsatt installert på Heimdal dersom rikgassen fra Kvitebjørn føres dit. Kvitebjørnprosessen fører derfor til nedgang i det totale utslippet fra Heimdalplattformen.

### 5.2.5 Utslipp fra behandling av kondensat:

Ved eksport av stabilisert kondensat til TOR 2, eller til OTS vil det ikke bli utslipp før videre prosessering på hhv. Mongstad og Sture.

På Gullfaks vil oljen bli lastet til tankskip fra eksisterende lastebøyer. Utslipp av metan (CH<sub>4</sub>) og nmVOC i forbindelse med bøyelastingen er beregnet til å bli hhv. 2,1 tusen tonn CH<sub>4</sub> og 27,4 tusen tonn nmVOC. Ulike tekniske tiltak for redusere VOC utslippene ved bøyelasting er redegjort for RKU Nordsjøen Temarapport 1a.

Ved transport av ustabilisert kondensat til Oseberg C vil det bli utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i forbindelse med behandling av kondensat og komprimering av gass.

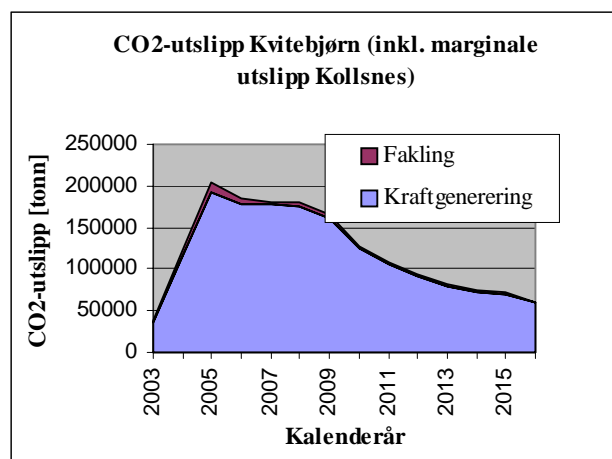
Totale marginale utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> for perioden 2004 - 2016 ved transport av kondensat til hhv. TOR 2, OTS, Gullfaks A og Oseberg C er vist i tabellen under.

**Tabell 5.4 Totale marginale utsl. av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra alt. mot. anl. for kond. i perioden 2004 - 16.**

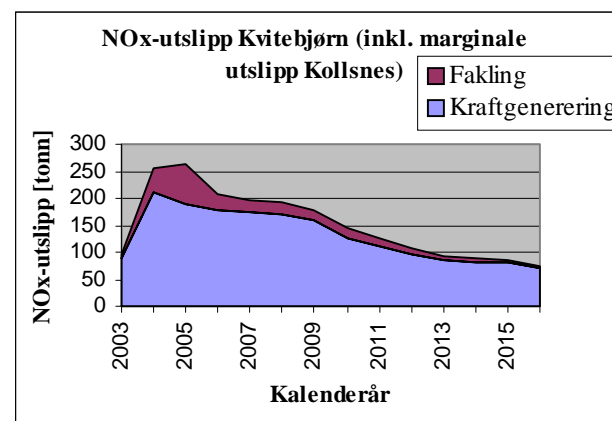
Kondensatmottak	CO <sub>2</sub> (mill. tonn)	NO <sub>x</sub> (1000tonn)
TOR 2	-	-
OTS	-	-
Gullfaks A	0,02	0,06
Oseberg C (ustabil)	0,14	0,55

### 5.2.6 Oppsummering - utslipp til luft

I figur 5.2 og 5.3 er årlige utslipp av hhv. CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> framstilt. Diagrammene gjelder for utbyggingsalternativet med stabilisering av kondensat på plattformen og videresending av kondensat til TOR 2 og rikgass til Kollsnes.



**Figur 5.2 Årlige utslipp av CO<sub>2</sub> fra Kvitebjørn**



**Figur 5.3 Årlige utslipp av NO<sub>x</sub> fra Kvitebjørn**

I tabell 5.5 under er de totale utslipp av hhv. CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> for de ulike alternativene summert opp.

**Tabell 5.5 Totale marginale utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> for ulike alternativer i perioden 2003 - 2016.**

Alternativ	CO <sub>2</sub> Mill tonn	NO <sub>x</sub> 1000 tonn
Stabil, Kollsnes, TOR 2*	1,15	1,70
Stabil, Kollsnes, OTS*	1,10	1,64
Stabil, Kollsnes, Gullfaks A*	1,06	1,64
Ustabil, Kollsnes, Oseberg C*	0,73	1,60
Stabil, Heimdal, TOR 2	1,96	1,00
Stabil, Heimdal, OTS	1,91	0,94
Stabil, Heimdal, Gullfaks A	1,87	0,94
Ustabil, Heimdal, Oseberg C	1,50	0,87

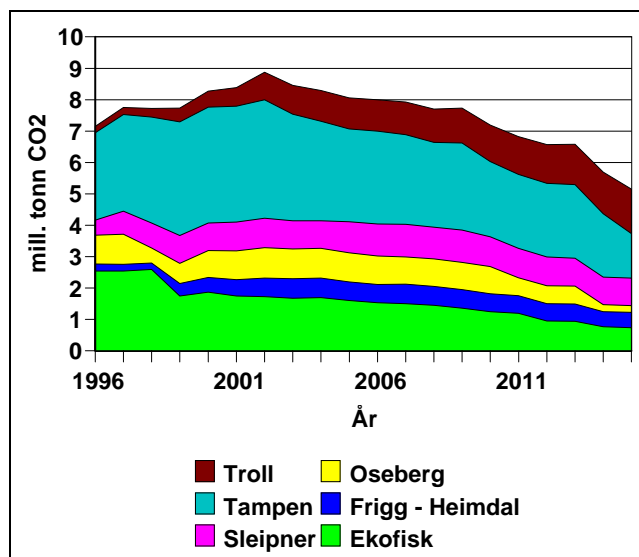
\*) I tillegg kommer utslipp der kraften som trengs for å behandle Kvitebjørgassen på Kollsnes blir produsert (utenfor Norge dersom kraften blir importert). Størrelsen på disse utslippene er beregnet til omlag 0,55 mill tonn CO<sub>2</sub> og 0,41 tusen tonn NO<sub>x</sub>.

Det vil kunne bli mindre utslipp til luft av hhv. CO, SO<sub>2</sub>, metan og nmVOC i forbindelse med boring og produksjon.

### 5.2.7 Sammenligning med andre utslipp til luft regionalt og nasjonalt

Avhengig av hvilket alternativ som blir valgt, så vil utslippene til luft fra Kvitebjørn komme fra Tampen- eller Oseberg-området, og Heimdal- eller Kollsnesområdet.

Samlede norske utslipp av CO<sub>2</sub> utgjør i dag årlig omlag 40 mill. tonn. Av dette kommer omlag 10 mill. tonn fra petroleumsvirksomheten norsk sokkel. Antatt topp i energiforbruket er i år 2002 med et estimert CO<sub>2</sub> utslipp på i underkant av 10 millioner tonn fra petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Størst er utslippene fra Tampen-området, jf figur under.



Figur 5.4 Prognoser for CO<sub>2</sub>-utslipp

På Tampen dominerer utslippene fra Statfjord og Gullfaks. Etter år 2002 synker utslippsnivået, og den nedadgående trenden fortsetter videre slik at utslippene i år 2014 er estimert til i underkant av 6 mill. tonn CO<sub>2</sub>.

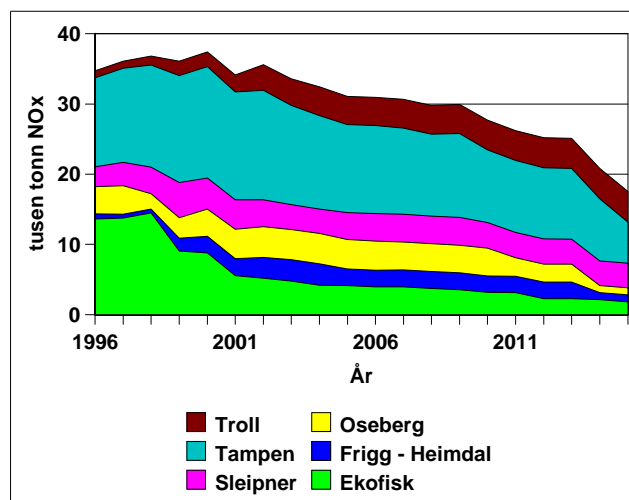
Ved platåproduksjon utgjør utslippene av drivhusgasser knyttet til driften av Kvitebjørn omlag 0,18 mill tonn CO<sub>2</sub> pr år. Dette vil utgjøre mindre enn 2% av de samlede CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen i samme periode. Dette tallet er basert på Kollsnes som gassmottak og TOR 2 som mottakssted for kondensat.

I figuren over er CO<sub>2</sub>-utslipp fra Kvitebjørn inkludert i Tampen-utslippene.

### Utslippsprognoser for NO<sub>x</sub>

De samlede utslipp av NO<sub>x</sub> fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er beregnet til mellom 40 - 50 tusen tonn pr år i år 2005.

Utslippene av NO<sub>x</sub> fra Kvitebjørn-utbyggingen vil ved platåproduksjon utgjøre omlag 200 tonn tilsvarende omlag 0,5% av NO<sub>x</sub>-utslippene i Nordsjøen. Dette tallet er basert på Kollsnes som gassmottak og transport av kondensat til TOR 2.



Figur 5.5 Prognoser for NO<sub>x</sub>-utslipp

I figuren over er NO<sub>x</sub>-utslipp fra Kvitebjørn inkludert i Tampenutslippene.

### Utslippsprognoser for nmVOC:

Utslipp av nmVOC kommer i all hovedsak fra avdampning av lette hydrokarboner ved lastning av skytteltankerne. Prognoser for utslipp av nmVOC viser at dette utslippet er forventet å synke fra omlag 200 tusen tonn i år 2000 til 50 tusen i år 2010. I den sammenheng blir beregnet gjennomsnittlig utslipp knyttet til en eventuell lastning av kondensat fra Kvitebjørn fra Gullfaks A på omlag 2 tusen tonn (omlag 1%) forholdsvis beskjedent.

### 5.2.8 Utslippsreducerende tiltak

Det er inkludert følgende miljøteknologiske tiltak ved utformingen av Kvitebjørn plattformen for å redusere utslipp til luft:

- lukket fakkel - gassgjennvinning fra høytrykksfakkel
- elektrisk drevet sementenhet
- fjerning av brennerbom, gass brennes over fakkel, mens væske fra brønnopprensning vil bli injisert

For å få til *energioptimalisering* er følgende designtiltak implementert:

- høytrykks/lavtrykks sjøvannssystem for hhv. boring og prosessanlegg vil redusere kompresjonsbehovet og dermed også kraftforbruket
- oppvarmet gass fra 3dje trinns kompressor vil bli benyttet til oppvarming av prosessvæske og reduserer kraftforbruk til oppvarming
- variabel hastighet på kompressorer og eksportmotorer (gir lavere kraftforbruk)

Identifisering av muligheter for framtidig reduksjon i utslipp til luft inngår som en del forpliktelsen til kontinuerlig forberdning av Kvitebjørns miljøprofil. Det er funnet følgende teknologiske muligheter for å redusere utslipp til luft fra Kvitebjørn ytterligere:

- vurdering av kraftimport via kabel istedet for egne turbiner på Kvitebjørn
- videre energioptimalisering innenfor prosessdesign

Det er også identifisert utslippsreducerende tiltak på flere av mottaksanleggene for hhv. riggass og kondensat.

På Heimdal vil det bli installert en ny lav-NO<sub>x</sub> turbin som skal produsere kraft til komprimering av gass for videre eksport. Lav-NO<sub>x</sub> turbiner gir ca. 80% lavere utslipp av NO<sub>x</sub> i forhold til turbinene som brukes på offshore installasjonene idag. Ved en eventuell tilkobling av gassrørledningen fra Kvitebjørn planlegger Hydro å installere en varme-gjennvinningsenhet (WHRU). Dette vil redusere de totale marginale utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra Kvitebjørn på Heimdal-plattformen med ca. 45%.

For Osebergs vedkommende er utslippsreducerende tiltak (ikke Kvitebjørn-spesifikke) redegjort for i RKU Nordsjøen, Temarapport 1c.

### 5.2.9 Konsekvenser av luftutslipp

I RKU Nordsjøen, Temarapport 5, er det gitt en fyldig beskrivelse av de regionale konsekvensene av utslipp av NO<sub>x</sub> og nmVOC. Utslipp fra Kvitebjørn er allerede inkludert i grunnlaget for denne konsekvensbeskrivelsen. Kvitebjørn vil ut fra utslippenes relative størrelse i forhold til andre utslipp i regionen kun gi et meget marginalt bidrag til disse konsekvensene.

## 5.3 Utslipp til sjø

Dette kapitlet oppsummerer forventede utslippsmengder til sjø fra utbygging og regulær drift av Kvitebjørn.

### 5.3.1 Utslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner

Den øverste brønnseksjonen vil bli boret med sjøvann og vannbaserte viskøse piller. Ved boring med vannbasert boreslam vil kaks og slam bli sluppet ut til sjø.

Ved boring av de resterende brønnseksjonene er det planlagt å bruke oljebasert boreslam. Når oljebasert slam benyttes vil hverken kaks eller slam bli sluppet ut. Det planlegges å reinjisere kaks og slam i en egen injeksjonsbrønn. Planlagte utslipp til sjø fra boreaktiviteten (9 produksjonsbrønner og 1 injeksjonsbrønn) er vist i tabell 5.6.

**Tabell 5.6 Planlagte utslipp til sjø / reinjeksjon fra boreaktiviteten**

	Utslipp til sjø	Reinjisert
Vann basert slam	3500 m <sup>3</sup>	
Vannbasert borekaks	3500 m <sup>3</sup>	
Oljebasert slam		1350 m <sup>3</sup>
Oljebasert borekaks		5000 m <sup>3</sup>

Av den vannbaserte borevæsken utgjør sjøvann omlag 70 vektprosent, resten er borekjemikalier. Av kjemikaliene utgjør barytt omlag 80 %, hvorav mesteparten er bariumsulfat. Forøvrig inneholder borevæsken polymerer, uorganiske salter og glykol.

Ved sammensetning av borevæskesystem vil det høyeste praktiske nummer fra SFTs A-liste over kjemikalier bli benyttet. Borepakken vil bli utformet for å minimere utslipp til sjø. Tabell 5.7 viser planlagt sammensetning av vannbaserte slam.

**Tabell 5.7 Sammensetningen av vannbasert slam**

Komponent	Konsentrasjon (kg/m <sup>3</sup> )
Kalsium hydroksid	0-0,25
Natrium karbonat	0-0,25
Barytt	max 400
Xantan	1 - 2
Polyanionisk cellulose	2 - 5
Bentonitt	50

### *Utslipp av sementerings- og kompletteringskjemikalier:*

Utslipp av sementblandingsvann vil bli minimert ved å optimalisere blandingssystemet. Bruk av "Liquid Additive System" vil bli gjennomført for å redusere denne type utslipp. Overskuddsvolumer av ferdigblandet vann vil bli samlet opp og injisert i Utsiraformasjonen, eventuelt vil de bli sluppet ut til sjø. Direkte utslipp av sement med feil blanding kan også forekomme. Typiske utslipp av overskuddsvolumer av sement vil inneholde små mengder av kalsiumklorid, klasse G sement, microsilica og andre tilsetningskjemikalier.

Når det gjelder andre kjemikalier som brukes ved komplettering eller overhaling av brønner vil det kun bli benyttet kjemikalier som finnes på SFT sin Liste A, eller som er godkjent av SFT for utslipp i sjø. Muligheter for gjenbruk av kompletteringskjemikalier vil bli undersøkt.

### **5.3.2 Utslipp i forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger**

I forbindelse med trykktesting og klargjøring for drift av kondensatrørledningen vil ledningen bli fylt med sjøvann med oksygenfjerner (72 ppm natriumbisulfitt). Hvis røret blir liggende med sjøvann mer enn 60 dager må det benyttes biosid eller lut.

Gassrørledningen vil i utgangspunktet kun bli fylt med sjøvann. Det vil bli tilsatt sjøvann med oksygenfjerner. Dersom ferdigstillingen tar lang tid (mer enn 60 dager fra første vannfylling) vil det bli nødvendig å tilsette biosid (50-75 ppm glutaraldehyd aktiv komponent) evt. lut (NaOH, pH=10,3). I systemer med undervannskoplinger vil det bli benyttet vann tilsatt farvestoff (2,5 ppm fluorsein) nær koplingene til hjelp ved lekkasjesøking under trykktesting.

I tillegg vil det bli benyttet mono-etylen-glykol (MEG) i vanntømmetoget av gassrørene. Mengdene er avhengig av hvilke mottaksanlegg som blir valgt, men typiske mengder er 0,3% av rørvolumet. Ved pigging til slugmottakeren på Kollsnes vil disse glykolemengdene bli regenerert, men dersom pigging skjer til Kvitebjørn eller Heimdal må vannmengdene slippes til sjø.

Både lut, glutaraldehyd og oksygenfjerner kan ha akutte giftvirkninger, men er ikke bioakkumulerbare og antas derfor ikke å ha miljømessige konsekvenser. Utslippene vil skje i samsvar med gjeldende utslippstillatelse der utslippet vil skje.

### **5.3.3 Regulære utslipp til sjø i driftsfasen**

I driftsfasen vil det ikke være miljøskadelige utslipp til sjø fra Kvitebjørnplattformen. Produsert vann vil bli reinjisert direkte fra 1ste trinns separator (uten kompresjon) og via en pumpe fra 3dje trinns separator

til Nordland skifer formasjon. Det er forventet at væsken vil trenge gjennom til Utsira formasjonen.

Mengdene produsert vann som skal reinjiseres, vil bli målt og det vil være mulighet for å ta vannprøver for å beregne oljekonsentrasjonen. Mengden produsert vann vil være svært lav og vil være fra noen få m<sup>3</sup> til 300 - 400 m<sup>3</sup> pr dag. .

Drenasjevann fra ikke-oljeforurensede områder vil bli ledet til sjø. Drenasjevann fra områder hvor olje- eller kjemikaliesøl kan forekomme vil bli ført til en oppsamlingstank og deretter bli injisert i Utsiraformasjonen sammen med oljeholdig borekaks.

Oljeholdig drenasjevann vil bli samlet opp fra høytrykk prosessutstyr, plattformutstyr og rørføringer vil bli samlet opp i et lukket drenasjesystem og ført til en høytrykks væskeutskiller og derfra videre til 3dje trinns separator og tilbakeført til prosessanlegget.

Sjøvann benyttes hovedsaklig til kjøling av riggass men også i forbindelse med boring og ferskvannsframstilling. En klorineringspakke vil bli installert for vannbehandling. Det antas imidlertid ikke å være nødvendig med vannbehandling kontinuerlig da sjøvannsinntaket er planlagt plassert 60 meter under havoverflaten. Vannet vil bli sluppet ut til sjø (omlag 2500 m<sup>3</sup>/t) med en temperatur på ca. 35°C. Det vil kunne inneholde rester av natrium hypokloritt og kopper og da med en konsentrasjon på hhv. 5 ppb og 50 ppb.

### *Produksjons- og injeksjonskjemikalier:*

Det vil bli benyttet kjemikalier i behandlingsprosessen på plattformen for å øke produksjonsseparasjon og å hindre motsatte reaksjoner. Mengde og formål med ulike typer kjemikalier er vist i tabell 5.8.

Alle kjemikaliene, men unntak av MEG blir levert Kvitebjørn i transporttanker og lagret i rom tilrettelagt for dette. Siden det er behov for så store mengder MEG vil disse bli levert fra forsyningsfartøy.

**Tabell 5.8 Produksjons- og injeksjonskjemikalier**

Kjemikalie	Bruksområde	Forbruk
Metanol	Hydrathemmer ved nedstengning	
Mono-etylen glykol (MEG)	Hydrathemmer i gassrørledning og ved oppstart av brønner	5,0 m <sup>3</sup> /time
Korrosjons-hemmer	Gassrørledning og kondensatrørledning	0,0027 m <sup>3</sup> /time
Avleirings-hemmer	Brønnhode	0,0019 m <sup>3</sup> /time
pH - stabilisator	Gassrørledning	0,0019 m <sup>3</sup> /time
Antiskum-middel	Separasjon	0 - 0,005 m <sup>3</sup> /time

I tillegg til de kjemikaliene som er vist i tabellen under, vil det kunne være aktuelt med bl.a. emulsjonsbrytere, kjemikalier for pH-kontroll. To ekstra lagringstanker vil bli installert for dette, men spesifisering av hvilke kjemikalier som skal benyttes vil ikke bli utferdiget før behovet er dokumentert. En liten mengde metanol vil bli lagret i en bærbar tank i borekvarteret.

Metanol:

Metanol vil bli brukt ved nedstengninger for å unngå hydrattdannelse ved trykkavlastning. Kun små mengder metanol kreves i slike tilfeller.

Mono-etylen glykol (MEG):

MEG vil bli tilsatt kontinuerlig i gassrørledningen (9 m<sup>3</sup>/d) for å unngå hydrattdannelse. MEG kan også bli brukt i forbindelse med oppstart av brønner etter nedstengning av plattformen. MEG blir gjenvunnet på mottaksanlegget for gass, og vil dermed ikke bli sluppet ut til sjø.

Korrosjonshemmer:

Vannet som produseres sammen med hydrokarbonene vil være korrosivt på grunn av innholdet av oppløst karbondioksid (3-4%) og hydrogensulfid (2-4 ppm). Materialvalget for brønnene og kondensatrørledningene er derfor modifisert 13% krom. I prosessanlegget vil det bli brukt duplex stål eller tilsvarende. Det vil dermed ikke bli bruk for korrosjonshemmer i prosessanlegget eller kondensatrørledningen.

I gassrørledningene vil det bli tilsatt korrosjonshemmer og pH-stabilisator.

Det finnes både vann- og oljeløselige korrosjonshemmere. De oljeløselige inhibitorene har som regel et høyere potensiale for bioakkumulering, men mengden som slippes ut er lavere, da mesteparten følger oljefasen ved olje/vann separasjonen.

Avleiringshemmer:

Det finnes ikke prøver av formasjonsvann fra Kvitebjørn. Dersom formasjonsvannet er mettet med kalsiumkarbonat kan det forventes at dette vil felles ut i nærbrønnområdet. På grunn av lav vannproduksjon forventes det ikke noen betydelige problemer med avleiring på Kvitebjørn. Syrevasking av brønnene og bruk av avleiringshemmer er planlagte tiltak mot avleiring.

Avleringshemmere har oftest en lav giftighet. Nedbrytbarheten er derimot lav, men produktene har høy molekylvekt og lite potensiale for bioakkumulering fordi molekylene er for store til å passere cellemembraner.

Hypokloritt:

Hypokloritt blir tilsatt i sjøvannssystemet for å unngå bakterievekst. Vanlig dosering vil være 360 ppm. Rester av hypokloritt vil gå til utslipp i sjø sammen med kjølevannet.

pH-stabilisator:

pH-stabilisator vil bli tilsatt sammen med korrosjonsinhibitor i gassrørledningen.

Utslipp til sjø fra mottaksanlegg for rikgass og kondensat.

Forbruk av kjemikalier i forbindelse med transport av gass og kondensat i rørledninger framgår av tabellen under.

**Tabell 5.9 Forbruk av rørledningskjemikalier.**

Mottaksanlegg	Kor.inhibit (liter/dag)	MEG (m <sup>3</sup> /dag)	pH stabili. (liter/dag)
Kollsnes	144	9,6	46
Heimdal	144	9,6	
TOR 2/Mongst	305		
OTS / Sture	305		
Gullfaks A	0		
Oseberg C (ustabil)	367	4,5	46

Korrosjonsinhibitorer som følger rikgassen til Kollsnes vil ende i den regenererte MEG fasen dersom det velges vannløselige korrosjonsinhibitorer. Derfra vil korrosjonshemmeren følge vannet til det biologiske rensenanlegget eller følge MEG som et forureningsprodukt. Dersom korrosjonsinhibitoren er oljeløselig vil mesteparten følge kondensatet til salgprodukt. Valg av korrosjonsinhibitorer vil bli foretatt på et senere tidspunkt.

Ved transport av gassen til Heimdal vil vannet som finnes i gassen i hovedsak fordampe i prosessen på plattformen. MEG vil bli regenerert og korrosjonsinhibitoren vil enten følge kondensat / glykol som forureningsprodukt eller sluttet til sjø sammen med vannet.

Dersom TOR 2 eller OTS velges som mottaksanlegg for kondensat vil det bli gjennomført videre analyser av hvordan behandlingen på land må legges opp.

Ved stabilisering av kondensat på Kvitebjørn vil produsert vann som nevnt bli reinjisert. Ved videretransport av ustabilisert kondensat til Oseberg C vil noe av det produserte vann bli transportert sammen med kondensatet. Vannet vil bli separert fra kondensatet på mottaksanlegget og håndtert videre i eksisterende vannbehandlingsanlegg. Vannløselige kjemikalier som blir tilsatt (bl.a korrosjonsinhibitorer) vil følge væskefasen. Samlet utslipp av produsert vann dersom dette alternativet velges er anslått til omlag 25 m<sup>3</sup> pr dag. Sett i forhold til en anslått daglig vannproduksjon på Oseberg C fra år 2002 på 11000 m<sup>3</sup> pr dag er tilleggsutslippene fra Kvitebjørn neglisjerbare.

De miljømessige virkninger av disse utslippene er analysert via DREAM modellen. Disse analysene viser at økningen i miljørisiko er neglisjerbar. (Referanse: Gundersen J., Røe Utvik T.I., 1999)

#### 5.3.4 Sammenligning med andre utslipp til sjø

Utslipp av produsert vann vil skje fra Oseberg C dersom det velges en løsning med videresending av ustabilisert kondensat fra Kvitebjørn.

Maksimalt utslipp av produsert vann fra Oseberg C som følge av behandling av ustabilisert kondensat fra Kvitebjørn, ca. 0,09 mill. m<sup>3</sup>/år, vil komme ca. år 2005 - 2007. Utslppsprognosene for Oseberg-området (jf RKU Nordsjøen Temarapport 2) viser at utslipp av produsert vann vil være omlag 5 mill m<sup>3</sup> i år 2005.

Det betyr at utslippet av produsert vann fra behandlingen av ustabilisert kondensat fra Kvitebjørn på Oseberg C Kvitebjørn vil være helt marginalt i forhold til utslippet fra Oseberg C.

#### 5.3.5 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

Det er inkludert følgende miljøteknologiske tiltak ved utformingen av Kvitebjørn plattformen for å redusere utslipp til sjø:

- brønn for injeksjon av oljeholdig borekaks, oljeholdig slam, produsert vann, dreneringsvann mm.
- sandrensings enhet

For å redusere kjemikaliebruken på Kvitebjørnplattformen er følgende tiltak implementert i design:

- ikke behov for korrosjonsinhibitorer i prosessanlegget som følge av materialvalg
- kjøling av hovedgasstrømmen oppstrøms 1. trinns rekompresjons-vaskeenheter på 3dje trinns separator bedrer separasjonsegenskapene og gir lavere restvann i gassstrømmen og mindre behov for kjemikalier
- redusert behov for injisering av kjemikalier i eksport gassrørledningene som følge av en effektiv prosessseparasjon
- sjøvannsinntak plassert på 47 meters dybde som kan redusere behovet for kontinuerlig bruk av begroingshindrende middel

Gassen fra Kvitebjørn har et CO<sub>2</sub> innhold på 3,5% og et H<sub>2</sub>S - nivå på 2 - 4 ppm. Dette er over tillatt innhold i leveransespesifikasjonene. Det vurderes ikke som aktuelt å installere utstyr for fjerning av CO<sub>2</sub> på Kvitebjørn plattformen.

Fjerning av H<sub>2</sub>S på Kvitebjørn vil føre til mer forurenset produsert vann og redusert kvalitet på kondensatet. Materialvalg for gassrørledningen er derfor gjort med tanke på transport av sur gass, og ev.

fjerning av H<sub>2</sub>S på land. Både Heimdal og Kollsnes vurderer aktuelle tiltak for fjerning av H<sub>2</sub>S.

Glykol som injiseres kontinuerlig i gassrørledningene for å unngå hydratdannelse, vil bli gjenvunnet ved mottaksanlegget for gass.

#### 5.3.6 Miljøkonsekvenser ved utslipp til sjø

Miljøkonsekvenser ved utslipp av produsert vann er redegjort for i RKU Nordsjøen, temarapport 6 og i RKU-vedlegget. Utslipp av produsert vann knyttet til Kvitebjørnutbyggingen er tatt hensyn til i disse konsekvensbeskrivelsene. Med de små mengdene utslipp til sjø som kan følge av Kvitebjørnutbyggingen i tilfelle ustabilisert kondensat transporteres til Oseberg C, vil Kvitebjørn utgjøre et meget begrenset bidrag til det samlede konsekvensbildet for regionen.

### 5.4 Akutte utslipp

Dette kapitlet omhandler potensielle uhellshendelser som kan medføre større utslipp av olje og miljøkonsekvenser av slike hendelser.

Ved den tekniske planleggingen av Kvitebjørn er det lagt stor vekt på å finne tekniske løsninger og tilrettelegge drifts- og vedlikeholdsrutiner slik at utilsiktede hendelser forebygges. Det vil likevel være en viss risiko for at slike hendelser kan inntreffe.

Miljørisikoanalysen for Kvitebjørn-utbyggingen er basert på tidligere gjennomførte analyse for nabofeltet Gullfaks. Analysen for Gullfaks tjener som en referanseanalyse, hvor risikonivået for de to feltene sammenlignes. Miljørisikoanalysen identifiserer og kvantifiserer risiko knyttet til effekter på ytre miljø i forbindelse med aktivitet på Kvitebjørn. Sannsynlighetene for at det kan oppstå lekkasjer og utblåsninger i bore- og driftsfasen er beregnet.

#### 5.4.1 Mulige kilder for akutte utslipp

Aktivitetene i Nordsjøen medfører en sannsynlighet for oljeutslipp fra:

- utblåsninger
- lekkasje på rørledninger og undervannsutstyr
- prosesslekkasjer
- uhellutslipp fra skytteltankere

Det er i hovedsak større utblåsninger og uhell med skytteltankere som kan gi opphav til de store uhellutslippene av olje i Nordsjøen. Størrelsen på slike utslipp kan ligge i området noen tusen tonn til over 100.000 tonn.

Utslipp fra feltinterne rørledninger og undervannsanlegg vil være vesentlig mindre. Prosesslekkasjer vil også i hovedsak være små utslipp, de fleste mindre enn 1 tonn og sjelden over 50 tonn, men kan

forekomme hyppigere (0,2 hendelser pr.år) enn øvrige uhellsutslipp.

Fra norsk offshorevirksomhet ble det i 1996 rapportert 246 produksjonsuhell med utslipp mindre enn 1 tonn, 9 hendelser med utslipp over 1 tonn, hvorav det største var 6 tonn.

Erfaringer viser at slike mindre søl av råolje langt til havs relativt raskt forsvinner fra havoverflaten på grunn av fordampning og nedblanding. Lettere oljer, som kondensatet på Kvitebjørn, vil fordampes vesentlig raskere enn tyngre oljer.

#### 5.4.2 Utblåsninger og miljørisiko

Tabell 5.10 viser kalkulerte utblåsnings-sannsynligheter for Kvitebjørn fordelt på de ulike mengdekategoriene. Den totale sannsynlighet for utblåsning på Kvitebjørn er  $48,3 \times 10^{-4}$ .

Tabell 5.10 Utblåsnings-sannsynlighet for Kvitebjørn fordelt i de ulike mengdekategoriene

Tonn kondensat	Utslippsfrekvens ( $\times 10^{-4}$ )
50 - 100	19,1
100 - 1.000	23,4
1.000 - 10.000	5,8
Totalt	48,3

Beregningene av miljørisiko for Kvitebjørn tar utgangspunkt i en tidligere miljørisikoanalyse for nabofeltet Gullfaks. Denne analysen beregner sannsynlighet for skade av en definert størrelse på identifiserte sårbare ressurser i influensområdet. Basert på den antatt mest sårbare biologiske ressursen er et risikonivå for aktiviteten estimert og sammenlignet med Statoils etablerte akseptkriterier.

Akseptkriteriene for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivå som selskapet anser som akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp kan ha for miljøet.

Utblåsningsrater og varigheter for Gullfaks er betydelig større enn for Kvitebjørn. I tillegg gjelder denne analysen for en relativt tung og stiv olje, mens Kvitebjørn inneholder kondensat som fordampes vesentlig raskere.

Sintef Kjemi har laget en studie av forvitringsegenskapene for Huldra kondensat. Huldra kondensat er sammenlignbart med kondensatet fra Kvitebjørn. Studien viser at de fysikalsk kjemiske egenskapene til kondensatet bidrar til stor fordampning sammenlignet med råoljer, med et predikert fordampingsstap på 40-50% etter 1 døgn på sjøen.

Den estimerte miljørisikoen for Gullfaks ligger innenfor Statoils akseptkriterier. En samlet vurdering

tilsier dermed at miljørisikoen knyttet til Kvitebjørn er betydelig lavere enn for Gullfaks (lavere utblåsningsrate, kortere varighet, lettere olje og liten sannsynlighet for strandning), og at selskapets akseptkriterier derfor ikke brytes.

En oppdatering av miljørisikoanalysen vil bli gjennomført våren 2000 som følge av endrede basisfrekvenser og boretidsvindu. Det antas at oppdateringen vil gi en noe lavere sannsynlighet for utblåsning.

## 5.5 Avfallshåndtering i driftsfasen

En egen avfallsplan skal utarbeides for Kvitebjørn. Tiltak for å redusere avfallsmengdene vil bli fokusert på, og kildesortering vil bli foretatt før endelig deponering.

## 5.6 Miljøaspekter ved avvikling

Dekksanlegget vil bli nedstengt og sikret før dekket løftes av understellet og fraktes til land for disponering.

Understellet vil bli kuttet i seksjoner for enklere håndtering. Seksjonene vil bli løftet ombord på lekter og fraktet til land for opphugging. Pelene vil bli kuttet ved havbunnen før siste seksjon fjernes.

Etter at alle brønner er sikret og plugget igjen, ventiltrærne er trukket og plattformen fjernet, vil brønrammen bli frigjort fra havbunnen og fjernet ved hjelp av et kranfartøy eller på annen måte.

### 5.6.1 Rørledninger

#### Kondensatrøret:

Nedgravde rør kuttes der de kommer opp av sjøbunnen. Den nedgravde delen antas å kunne bli liggende, mens de avkuttete endene fjernes. Eventuelle oppstikkende ender grusdumper.

#### Gassrøret:

Gassrøret vil kun være delvis tildekket. Hva som skjer med dette røret vil bli vurdert ved feltnedstengning.



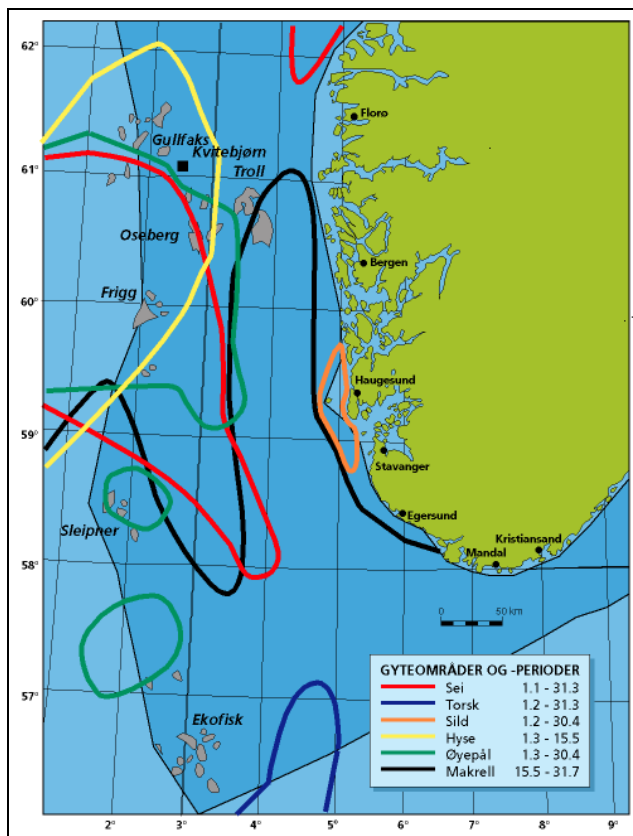
## 6 Fiskerimessige konsekvenser

Dette kapitlet beskriver konsekvensene Kvitebjørnutbyggingen kan få for fiskerinæringen. I RKU Nordsjøen, "Temarapport 5 Fiskerier og akvakultur - området 58°N - 62°N", er det gitt en beskrivelse av fiskeriaktiviteten i de aktuelle områder som vil kunne bli berørt av utbyggingen. Her er det også gitt en generell redegjørelse for virkninger av feltinstallasjoner og rørledninger på fiskeriene.

Utbyggingen av Kvitebjørn vil medføre arealtap for fiskeriene både i utbyggingsfasen og i driftsfasen. I tillegg kan legging og tilstedeværelse av rørledninger medføre hindringer for fiskerivirksomheten.

### 6.1 Virkninger for fiskeressursene

Flere kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 6.1 viser gyteområder og -perioder på norsk sokkel for viktige fiskeslag. Den foreslåtte utbyggingen vil foregå innefor et område der det foregår gyting av sei, hyse og øyepål. En rørledning til Kollsnes vil dessuten berøre områder der makrell gyter. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller sted som i havområder lengre nord.



Figur 6.1 Gyteområder i Nordsjøen

Plattformen planlegges installert våren 2003, og arbeidet vil dermed kunne foregå i det tidsrom det foregår gyting av hyse, øyepål og sei i berørt område. Installering av rørledninger kan også i noen grad foregå samtidig med gyting i området. Det foreligger ikke materiale som dokumenterer om aktivitet til havs medfører merkbare negative konsekvenser for fiskens gyting.

I forbindelse med klargjøring og trykktesting vil rørledningene bli fylt med sjøvann tilsatt kjemikalier (for eksempel oksygenfjerner, korrosjonshemmer, biocid og/eller lut). Endelig konsept for klargjøring av rørledningene er ennå ikke klarlagt. Erfaringer fra omfattende undersøkelser både i felt og i laboratorier viser at utslippene i forbindelse med klargjøring har sterkt avgrenset og kortvarig effekt på økosystemet. I praksis er det tale om skadelige effekter i et område på noen titalls meter fra utslippspunktet.

I produksjonsfasen vil det ikke være utslipp til vann fra Kvitebjørnplattformen. I alternativet med behandling av ustabil kondensat på Oseberg C vil det bli en liten økning i utslipp av produsert vann, jf kapittel 5. Utslippene vil ha en rask fortykning, og ventes ikke å medføre skadelige virkninger på marint liv omkring plattformen.

### 6.2 Fiskeri-aktivitet som berøres av utbyggingen

Områdene i vestskråningen av Norskerenna og bankområdene vest for denne har tradisjonelt vært meget viktige fiskeområder. I området foregår følgende fiskerier:

- industritrålfiske, dvs. fiske (av øyepål, kolmule og tobis mm.) for oppmaling til fiskemel og -olje,
- konsumtrålfiske, med sei som viktigste fiskeslag,
- ringnotfiske.

Kvitebjørn er lokalisert i et område som er viktig for øyepålfisket. På Vikingbanken (vest for Oseberg) tas betydelige andeler av den norske fangsten av tobis enkelte år.

Tampenområdet har sammen med Vikingbanken vært ett av de viktigste konsumtrålfeltene i Nordsjøen. Enkelte år tas det meget gode ringnotfangster i området som blir berørt av utbyggingen.

I kapittel 3 i RKU Nordsjøen "Temarapport 5 Fiskerier og akvakultur - området 58°N - 62°N", er fiskeriaktivitet og fangster utvalgte år beskrevet både for Tampen-området der Kvitebjørn er lokalisert, og for andre områder som vil bli berørt av alternative rørledningstraséer.

## 6.3 Konsekvenser for fiskeriene av utbyggingen

Under gjennomgås hhv. konsekvenser av aktiviteter i utbyggingssfasen, og konsekvenser i driftsfasen av arealtap rundt feltinstallasjonen og av alternative rørledningstraséer.

### 6.3.1 Konsekvenser av aktiviteter i utbyggingssfasen

I anleggsfasen vil det være tale om arealbeslag i forbindelse med installering av plattformen på Kvitebjørn og ved installering av rørledningene. For ringnotfiske kan oljevirkosomhet fra tid til annen påvirke hvor fisken tas, men dette vil snarere være unntaket enn regelen. I dette kapitlet har en derfor valgt å se på virkningen for de mer stedbundne fiskeriene, dvs fiske med konsumtrål og industritrål.

#### Arealbeslag ved feltutbygging

Plattformen planlegges installert våren 2003. Boring av brønner gjennomføres fra plattformen, og planlegges startet i august samme år. Denne løsningen medfører at arealbeslag i utbyggingssfasen knyttet til installering av plattform og brønnboring være tilsvarende som beskrevet for driftsfasen.

#### Arealbeslag ved rørlegging

Rørleggingsarbeidet planlegges gjennomført våren/sommeren år 2003, med intervensjonsarbeid (predumping av stein/grus og overdekking) både før rørleggingen og etter at rørledningene er lagt. Hvor lang tid det vil pågå leggeaktiviteter, vil avhenge av hvilke traséalternativer som velges. Rørledningene går gjennom områder der det drives både konsumtrålfiske og industritrålfiske. Gassrørledningen vil bli lagt på havbunnen. Kondensatrørledningen vil (avhengig av hvilket alternativ som blir valgt) bli nedgravd, bli stedvis dekket med steinfyllinger eller bli liggende ubeskyttet på havbunnen. Hvilke områder som konkret berøres, vil avhenge av hvilke alternativer som velges for transport av gass og kondensat fra feltet. Det er foreløpig ikke kjent om rørledningene skal legges med tradisjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre eller med dynamisk posisjonert leggefartøy. I denne analysen legges det til grunn at det benyttes tradisjonelt leggefartøy.

Uansett hvilke alternativ som velges, vil leggearbeidet i området nær Kvitebjørn berøre områder i eggaskråningen der det tråles etter øyepål. Dette fisket foregår hele året, men aktiviteten er størst i perioden august-mars. En gassrørledning til Heimdal vil passere på vestsiden av tobisfeltene på Vikingbanken.

I anleggsfasen vil arealet som til enhver tid berøres på grunn av leggefartøyets ankerkjettinger og øvrig aktivitet utgjøre ca. 10 km<sup>2</sup>. Leggefartøyet forflytter seg med en hastighet på ca. 3 kilometer pr. dag. I den grad leggearbeidet tidsmessig faller sammen med trålfisket i berørte områder, vil det medføre et midlertidig arealbeslag og operasjonelle ulemper for fisket. Det ventes ikke at dette arealbeslaget, som

forflytter seg med leggearbeidet, vil medføre vesentlige fangstreduksjoner.

### 6.3.2 Konsekvenser av arealtap omkring feltinstallasjonen

I driftsfasen vil plattformen på Kvitebjørn representere et arealbeslag for fisket. Plattformen installeres på vel 190 meters dyp vest for eggaskråningen. Det etableres sikkerhetssone med radius 500 meter omkring plattformen. I praksis utgjør plattformen og sikkerhetssonen omkring den en hindring for fisket med en bredde på en kilometer. For konsumtrålfisket i området medfører dette et arealbeslag i størrelsesorden 1 km<sup>2</sup>, men plattformen vil ligge utenfor de mest brukte konsumtrålfeltene. For industritrålerne er arealbeslaget i størrelsesorden 5 km<sup>2</sup>. En lokasjon (6 blokker) utgjør omlag 3000 km<sup>2</sup>.

I forbindelse med arbeidet med RKU Nordsjøen er det gjort beregninger av arealbeslaget i fangstintensive områder som følge av eksisterende og planlagt utbygging i Tampenområdet, definert som området mellom 60°45'N og 62°N og engelsk sektor og 3°Ø. Resultatene av beregningene er presentert i tabellen under. Med bit for bit vurderinger menes summasjon av beslag fra hver enkelt installasjon.

**Tabell 6.1 Samlet vurdering av arealbeslag knyttet til felt i Tampenområdet**

	Arealbeslag km <sup>2</sup>	
	Industritrål øyepål	Konsumtrål
Samlet arealbeslag *bit-for-bit vurdering	165 - 170	45 - 50
Samvirkningseffekt	50	
Sum arealbeslag i Tampenområdet	215 - 220	45 - 50
Sum arealbeslag mellom 60°N og 62°N	250	60 - 70

Arealbeslagene rundt Kvitebjørn er inkludert i disse tallene. Arealbeslag forbundet med Kvitebjørn feltinstallasjoner er marginale sett i forhold til eksisterende beslag.

Basert på gjennomsnittlig fangst i årene 1984, 1990 og 1997 er fangstpotensialet i beslaglagte arealer mellom 60°N og 62°N beregnet til 3.000 tonn øyepål. Dette tilsvarer et mulig bortfall av fangstinntekter på 2,25 mill. kroner basert på gjennomsnittsprisen for øyepål i 1997. Benyttelse av alternative fiskefelt vil redusere eventuelt fangsttap. Omlag 2% av det beregnede fangstpotensialet i beslaglagte arealer for øyepålfiske kan relateres til Kvitebjørn.

Tilsvarende beregninger er ikke gjort for konsumtrålfiske. Et arealbeslag i størrelsesorden 1 km<sup>2</sup> utenfor de viktigste konsumtrålfeltene ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner.

### 6.3.3 Konsekvenser av alternative rørledningstraséer

I kapittel 4 i RKU Nordsjøen "Temarapport 5 Fiskerier og akvakultur - området 58°N - 62° N", er erfaringene knyttet til tråling ved rørledninger oppsummert. Dette gjelder både mht. kryssing av rørledninger (trålforsøk 1988 og 1993), steinfyllinger, ankermerker og parallelle rørledninger.

Gjennomgangen av de spesifikke virkninger knyttet til de alternative rørledningene ved Kvitebjørn-utbyggingen er delvis basert på redegjørelsen i RKU Nordsjøen.

Figur 6.2 på neste side viser lokalisering av hhv. konsumtrålfelt og industritrålfelt i det området av Nordsjøen som kan bli berørt av Kvitebjørn-utbyggingen. Figuren viser videre eksisterende og planlagte feltinstallasjoner og rørledninger. Kvitebjørn med alternative rørledninger er fremhevet. Fiskefelt er delt i hhv. **konsumtrålfelt (rød skravur)**, **industritrålfelt (gul skravur)** og rekefelt. (**gul stripet skravur**). Innenfor industritrålfeltene er det skilt mellom tobisfelt (på Vikingbanken) og kolmule / øyepål langs eggaskråningen. Overlappende områder mellom industritrålfelt og konsumtrålfelt vises som orange skraverte felt.

I eggaskråningen og på Vikingbanken der bunnsedimentene er dominert av grov og middels fin sand ligger forholdene godt til rette for at eventuelle ankerproper og ankerhauger slettes i løpet av kort tid. I Norskerenna der det er leire og silt, vil dette kunne ta lengre tid.

#### Alternative gass- og kondensatrørledninger

Det foreligger følgende alternativer for transport av rikgass og kondensat fra Kvitebjørn:

- 26" gassrørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes
- 24" gassrørledning fra Kvitebjørn til Troll A for kobling til ny (3dje) 36" gassrørledning fra Troll A til Kollsnes
- 28" gassrørledning fra Kvitebjørn til Heimdal
- 16" kondensatrørledning fra Kvitebjørn til Troll Oljerør 2 (TOR 2)
- 12" kondensatrørledning fra Kvitebjørn til Oseberg Transportsystem (OTS) (stabilt kondensat)
- 10" kondensatrørledning fra Kvitebjørn til Gullfaks A
- 12" kondensatrørledning fra Kvitebjørn til Oseberg C (transport av ustabilt kondensat)

For alle rørledningene vil det ved kryssing av eksisterende installasjoner (rørledninger, kabler m.v.) bli lagt grus/steinfyllinger og eventuelt beskyttelsesmatter for å sikre nødvendig separasjon og beskyttelse. I områder der det drives tråling kan slike grus-/stein-hauger kunne medføre ulemper for trålvirksomheten i form av skader på redskap eller arealtap ved at området unngås.

De alternative rørledningstraséene er vist på kartet i figur 6.2. Virkningene av disse rørledningene for fiskerivirksomheten er beskrevet under.

#### Gassrørledning til Kollsnes (diameter 26")

En rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes vil krysse de viktige øyepål-feltene i eggaskråningen ned til 300 meters dyp i 30°- 45° vinkel. Traséen krysser videre områder østover mot Trollfeltet der det år om annet drives et sporadisk øyepålfiske. Traséen berører også områder ned til 350 meters dyp der det tråles etter kolmule, men de største fangstene tas ned til 300 meters dyp.

Ned til 250 meters dyp planlegges rørledningen lagt oppå havbunnen. Der forventes den å synke ned i havbunnen som består av myk leire. Rørledningen ventes derfor ikke å medføre operasjonelle ulemper på denne strekningen.

Videre inn mot land på 250 m - 350 meters dyp kan det bli aktuelt med stein-/ grusfyllinger og grøfting enkelte strekninger for å få en best mulig profil på rørledningen. Enkelte steder kan det være aktuelt med lokale traséomlegginger for å unngå aktive "pock-marks". Foreløpig foreligger det ikke detaljerte opplysninger om dette. Virkningene for trålfisket vil avhenge av hvor disse steinfyllingene kommer og utformingen av disse. Det er imidlertid et forholdsvis begrenset fiske som foregår fra 270-280 meters dyp og videre inn mot land.

#### Gassrørledning til Troll A (diameter 24")

Rørledningstraséen fra Kvitebjørn til Troll A vil krysse de viktige øyepål-feltene i eggaskråningen ned til 300 meters dyp i 15°- 30° vinkel. Traséen krysser områder østover mot Trollfeltet der det drives sporadisk øyepålfiske og videre områder ned til 350 meters dyp der det tråles etter kolmule. De største fangstene tas imidlertid ned til 300 meters dyp. Virkningene for fiskeriene forventes å bli av samme art som for gassrørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes. Det blir en noe lengre strekning gjennom øyepålfeltene i tillegg til at rørledningen vil ha mindre vinkel med trålrutningen. Dette kan medføre at tråldørene legger seg eller at trålerne må endre retning når de går over rørledningen. Dersom rørledningen synker noe ned i havbunnen forventes det av eventuelle operasjonelle ulemper for trålvirksomheten på denne strekningen reduseres. Et nytt 3dje rør fra Troll A til Kollsnes vil bli lagt parallellt med eksisterende rør på denne strekningen. 3dje rør er unntatt konsekvensutredningsplikt.

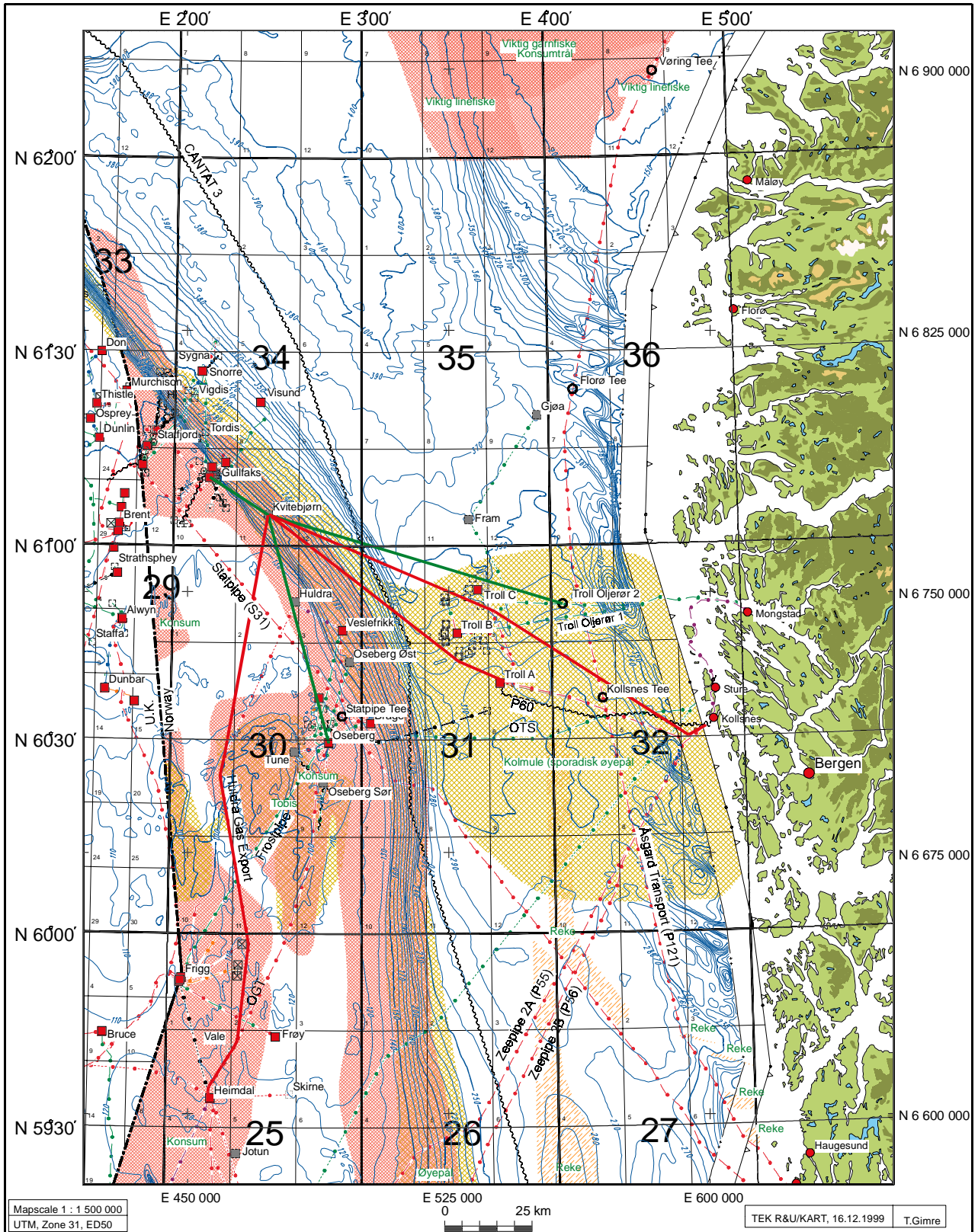
#### Gassrørledning til Heimdal (diameter 28")

Den planlagte rørledningen fra Kvitebjørn til Heimdal vil krysse øyepålfeltene i øvre del av eggaskråningen i omlag 45° vinkel. Dersom rørledningen legges uten frie spenn og steinfyllinger vil den ut fra resultatene fra tråltestene i 1993 og 1997 ikke medføre operasjonelle ulemper av noe omfang i industritrålfisket etter øyepål. Traséen vil gå på

vestsiden av tobisfeltene på Vikingbanken og vil dermed ikke berøre fiskeriene her.

**Kondensatrørledning til TOR 2 (diameter 16")**

Rørledningen fra Kvitebjørn til Troll Oljerør 2 vil bli lagt parallellt med gassrørledningen til Kollsnes dersom denne blir det valgte alternativ for gassrøret, og det forøvrig vurderes som hensiktsmessig. Kondensatrørledningen vil gå gjennom de samme fiskeområdene som gassrørledningen. Den første



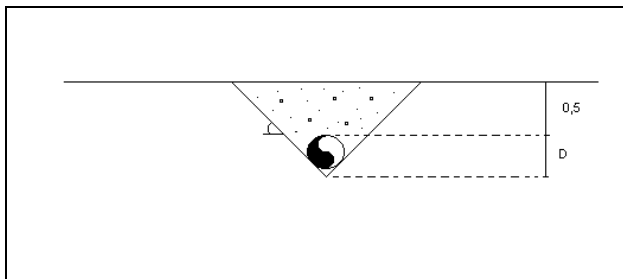
kilometeren østover fra Kvitebjørn vil rørledningen ligge uten overdekning på havbunnen for å kunne ekspandere fritt. Videre østover vil rørledningen enten bli lagt i grøft, eller på havbunnen med punktvis steinfyllinger for å hindre utknekking av rørledningen. Ved detaljprosjektering vil endelig intervensjonsmetode bli avklart.

Forutsatt at det ikke blir større steinfyllinger forventes ikke denne 16" rørledningen å ville medføre operasjonelle ulemper for trålvirksomheten. Mht. virkninger av steinfyllinger for trålvirksomheten vises det til konsekvensomtalen i RKU Nordsjøen, Temarapport 7, kapittel 4.

#### *Kondensatrørledning til OTS (diameter 12")*

Rørledningen til Oseberg vil krysse de viktige øyepåfeltene i øvre deler av eggaskråningen med en vinkel på 10° - 20° i forhold til trålrretningen. Det er ennå ikke tatt endelig stilling til om rørledningen skal legges på havbunnen med punktvis steinfylling eller om den skal legges i grøft som etterfylles/dekkes med grus.

Ved nedgraving av rørledningen og etterfylling til nivå med havbunnen forventes ikke denne rørledningen å medføre operasjonelle ulemper for trålvirksomheten. Figuren under viser tverrsnitt av en nedgravd rørledning med etterfylling på nivå med havbunnen.



**Figur 6.3** Tverrsnitt av nedgravd kondensatrør

På enkelte strekninger kan imidlertid bunnforholdene være slik at nedgraving ikke lar seg gjennomføre. Det kan i så fall medføre tildekking til en høyde på inntil omlag 2 meter over havbunnsnivå. Ved en leggemetode med punktvis steinfyllinger for å stabilisere rørledningen kan steinfyllingene ha en høyde inntil omlag 2,5 meter over havbunnsnivå. Steinfyllingene er beregnet å være 100 - 150 m lange og bli plassert med 1 - 1,5 km mellomrom.

For trålvirksomheten på øyepåfeltet i eggaskråningen vil steinfyllinger på omlag 2 meters høyde over havbunnsnivå kunne medføre ulemper for trålvirksomheten både i form av skader på redskap og ved at industritrålerne vil søke å unngå tråling over steinfyllingene. Utforming av steinfyllingene og steinstørrelse kan ha betydning for om dette vil medføre ulemper for trålvirksomheten. De deler av rørledningstraseen mellom Kvitebjørn og Oseberg der det er steinfyllinger, vil kunne oppfattes som et arealbeslag.

#### *Kondensatrørledning til Gullfaks A*

Rørledningen fra Kvitebjørn til Gullfaks A (20 km) vil følge 200 m koten vestover midt i øyepåfeltet og dermed bli liggende parallellt med trålrretningen. Rørledningen vil bli forsøkt lagt i grøft med tildekking til havbunnsnivå. I utgangspunktet skulle dermed denne rørledningen ikke medføre noen ulemper for trålvirksomheten.

På enkelte strekninger mellom Kvitebjørn og Gullfaks A forventes det imidlertid at bunnen vil være for hard til nedgraving. På slike strekninger vil det være steinfyllinger opp mot 2 meter over havbunn. Dette vil kunne medføre ulemper for industritrålerne i form av skade på redskap og pga. at trålerne forsøker å unngå disse steinfyllingene, jf vurderingene over for kondensatrørledning til OTS.

#### *Kondensatrørledning til Oseberg C (diameter 12")*

Denne rørledningen for transport av ustabilisert kondensat vil følge samme trasé som kondensatrørledning til OTS. Virkningene for fiskeriene av denne rørledningen forventes derfor å bli de samme.

### **Sammenfatning**

Ingen av de alternative rørledningene knyttet til Kvitebjørnutbyggingen ventes å medføre fangsttap eller operasjonelle ulemper av noen betydning for konsumtrålfisket. I eggaskråningen vil rørledningene kunne medføre enkelte ulemper for industritrålfisket (særlig etter øyepål) dersom vinkelen i forhold til trålrretningen blir for spiss eller dersom det må legges steinfyllinger.

De alternative gassrørledningene inn mot Kollsnes vil kunne medføre mindre ulemper for tråling etter øyepål i eggaskråningen som følge av spiss vinkel med trålrretningen. På sikt antas det at gassrørledningen vil synke noe ned i havbunnen og dermed reduseres eventuelle ulemper.

Virkingen for industritrålfisket av de alternative kondensatrørledningene vil avhenge av intervensjonsmetode (punktvis steinfyllinger eller nedgraving). For rørledningene til OTS og Oseberg C er både nedgraving og punktvis steinfylling aktuelt, mens for rørledningen til TOR 2 er punktvis steinfylling mest aktuelt. Nedgraving er forutsatt for kondensat-rørledningen til Gullfaks A, men antas ikke å kunne gjennomføres for hele strekningen, noe som kan medføre behov for steinfylling.

Dersom rørledningene lar seg grave ned med tildekking til havbunnsnivå, ventes ikke en rørledning å medføre ulemper for fiskeriene etter at leggearbeidet er avsluttet.

På strekninger der rørledningen ikke lar seg grave ned eller der det legges steinfyllinger, vil det kunne oppstå ulemper for trålvirksomheten i form av skader på

redskap og at trålerne vil unngå områder med steinfyllinger.

#### **6.3.4 Avbøtende tiltak**

Avbøtende tiltak for å redusere eventuelle ulemper for fiskerivirksomheten av den foreslåtte utbyggingen vil i første rekke være knyttet til leggemetode (intervensjonsmetode) og trasévalg.

For de alternative kondensatrørledningene vil både leggemetodikk, utforming av steinfyllinger og valg av steinstørrelse bli vurdert i detaljprosjekteringen. I tilfelle nedgraving blir valgt er tilbakefylling kun til havbunnsnivå allerede foreslått som et avbøtende tiltak.

Eventuelle ulemper i anleggsfasen kan reduseres dersom leggearbeidet ikke gjennomføres samtidig med de viktigste fiskeriene i berørt område.

Dersom tradisjonelt ankerbasert leggefartøy benyttes, kan valg av ankertype og håndtering av ankerne forsøkes gjennomført slik at det blir minst mulig ankermerker i områder der det drives industritrålfiske. Etter at rørleggingen er gjennomført kan det være aktuelt å gjennomføre inspeksjon av ankermerker.

Statoil vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet i forbindelse med detaljplanlegging av rørtraséer når mottaksanlegg for hhv. gass og kondensat er besluttet. I den sammenheng vil det være aktuelt å drøfte hvordan legging kan gjennomføres og stein / grusdumping minimaliseres slik at eventuelle ulemper for trålvirksomheten kan gjøres minst mulig.

Traséen for gassrørledning fra Kvitebjørn til Heimdal er med bakgrunn i Fiskeridirektoratets høringsuttalelse til Kvitebjørn konsekvensutredning 1998 og øvrige drøftinger med Fiskeridirektoratet, justert vestover slik at den går helt i vestkanten av tobisfeltet på Vikingbanken for så å gå sørover mot Heimdal.

For traséene for gassrørledning til Kollsnes (evt. via Troll A) synes det ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak.

## 7 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) iht. Statoils egne retningslinjer for den videre prosjektutvikling og i utbyggings- og driftsfasen.

### 7.1 Planer for miljøovervåkning på Kvitebjørnfeltet

I henhold til Statoils konsernretningslinjer om "Styring av helse, miljø og sikkerhet i Statoilkonsernet" skal forhold som kan påvirke det ytre miljø på en uheldig måte kartlegges, overvåkes og begrenses.

Når det gjelder miljøundersøkelser til havs beskriver SFT's veiledere hva som kreves av slike miljøundersøkelser for den enkelte feltutbygging. Statoils eget styringssystem for miljøundersøkelser er derfor knyttet nær opptil den systematiske identifisering og oppfølging av miljøindikatorer som er beskrevet i SFT's veileder.

Disse miljøindikatorene omfatter :

- totalt hydrokarboninnhold (THC)
- utvalgte hydrokarboner som aromater og dekaliner
- metaller som barium, kadmium, kobber, bly, zink, kvikksølv og jern
- totalt organisk materiale
- partikkelstørrelsesfordeling
- identifisering og karakterisering av bunnfauna.

Disse miljøindikatorene var først og fremst utviklet for å følge effektene av den utstrakte bruken av oljebasert boreslam som tidligere normalt ble benyttet ved produksjonsboring, og indikatorene har fungert godt for å følge opp effekter på bunnfauna ved utslipp fra slike boreoperasjoner. De samme miljøindikatorene fungerer ikke for å vurdere effekter som skyldes utslipp av olje, kjemikalier og andre organiske forbindelser i produsert vann.

I planleggingen av miljøovervåkingen 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 omfattende undersøkelser for Kvitebjørn-feltet i forhold til resultatene fra miljøovervåkingen av nærliggende felt i Tampenområdet. Behovet for tilleggsinformasjon avklares etter nærmere dialog med SFT.

## Referanser

### RKU Nordsjøen:

1. 1a-e Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak (Separate rapporter for hhv. Tampen-, Oseberg-, Troll-, Frigg / Heimdal- og Sleipnerområdet.)
2. Utslipp til luft og sjø. Prognoser.
3. Beskrivelse av influensområdet til havs og på land.
4. Uhellsutslipp. Sannsynlighet, miljørisiko og konsekvenser.
5. Regulære utslipp til luft. Konsekvenser.
6. Regulære utslipp til sjø. Konsekvenser.
7. Fiskerier og akvakultur. Konsekvenser i området 58°N - 62°N.
8. 8a-b Samfunnsøkonomiske konsekvenser (Separate rapporter for Tampenområdet og Sleipnerområdet).

### RKU-Vedlegg:

Oppsummering av høringsuttalelser med kommentarer fra selskapene

### Andre referanser

1. Agenda utredning og utvikling: "Kvitebjørn Samfunnsmessige konsekvenser" 1999
2. Agenda utredning og utvikling: "Fiskerimessige konsekvenser av Kvitebjørnutbyggingen" 1998
3. Statoil 1998: Miljørisiko- og beredskapsanalyse for Kvitebjørn (blokk 34/11) Boring og produksjon
4. Statoil 1999: Beredskapsanalyse for Kvitebjørn Hovedrapport
5. Frost T.K., Hjelsvold M., Tangvik K. 1999: "Miljøskadevurdering for Kvitebjørn" Statoil F-senter
6. Gundersen J., Røe Utvik T.I. 1999: Miljøskadevurdering av fremtidige utslipp til sjø fra Oseberg C med bidrag av kjemikalier fra Kvitebjørn" Norsk Hydros F-senter



## **Del III:**

Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og  
prosessering av gass fra Kvitebjørn

# Innholdsfortegnelse

<b>1 Innledning</b> .....	1
1.1 Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn.....	1
1.2 Eierforhold og operatørskap.....	1
1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning.....	1
1.4 Formålet med konsekvensutredningen.....	1
1.5 Prosess, saksbehandling og tidsplan.....	1
1.6 Annet lovverk.....	2
<b>2 Utredningsprogram, datagrunnlag og utredningsmetodikk for modifikasjoner på Kollsnes</b> .....	3
2.1 Merknader fra høring av melding med forslag til utredningsprogram..	3
2.2 Fastsatt utredningsprogram.....	6
2.3 Oversikt over utførte studier.....	8
2.4 Datagrunnlag og metodikk.....	8
<b>3 Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn</b> .....	13
3.1 Eksisterende anlegg på Kollsnes.....	13
3.2 Modifikasjoner av Kollsnes gassbehandlingsanlegg.....	13
3.3 Landfallsløsning for rørledningen fra Kvitebjørnfeltet.....	15
3.4 Investerings- og driftskostnader.....	15
3.5 Prosjektgjennomføring og tidsplan.....	15
3.6 Mulighet for integrasjon med Naturkrafts planlagte anlegg på Kollsnes.....	15
3.7 Økt kraftforbruk på Kollsnes som følge av modifikasjonene.....	16
3.8 Sikkerhet.....	17
3.9 Nødvendige offentlige og private tiltak og virkninger på infrastruktur.....	18
3.10 Avvikling.....	18
<b>4 Samfunnmessige konsekvenser</b> .....	19
4.1 Statoils kontraktsfilosofi.....	19
4.2 Investerings- og driftskostnader for modifikasjoner på Kollsnes.....	19
4.3 Virkninger av modifikasjoner på Kollsnes på norsk industri.....	19
4.4 Vare- og tjenesteleveranser til modifikasjoner på Kollsnes.....	20
4.5 Sysselsettingsvirkninger ved modifikasjoner på Kollsnes.....	22
4.6 Eiendomsskatt til Øygarden kommune.....	22
4.7 Trafikkmessige, sosiale og helsemessige konsekvenser av modifikasjoner på Kollsnes.....	23
<b>5 Miljømessige konsekvenser av modifikasjoner på Kollsnes</b> .....	25
5.1 Utslipp til luft.....	25
5.2 Utslipp til sjø.....	28
5.3 Støy.....	29
5.4 Avfallshåndtering.....	31
5.5 Landskapsestetiske konsekvenser.....	32
<b>6 Konsekvenser for fiskeri og akvakultur av landfall på Kollsnes</b> .....	33

<b>7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser</b> .....	35
7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen.....	35
7.2 Miljøovervåking på Kollsnes.....	35

# 1 Innledning

På vegne av Troll lisensen utarbeider Statoil et tillegg til Trolls PUD der modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn beskrives. Foreliggende konsekvensutredning er en del av PUD, og er utarbeidet av Statoil.

Konsekvensutredningen oppsummerer de viktigste konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn som følge av modifikasjonene på Kollsnes.

## 1.1 Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn

Rikgass fra Kvitebjørn feltet planlegges ilandført til Kollsnes hvor gassen vil bli behandlet til salgsgasskvalitet, for så å bli eksportert til kontinentet i eksisterende gassrørledningsnett. Rikgassen inneholder våtgass (propan, iso-butan, normal-butan, nafta). En del av våtgassen vil skilles ut som kondensat. Utskilt kondensat vil transporteres gjennom Vestprosess kondensatrørledning til Mongstad hvor væskeblandingen vil bli behandlet i Vestprosess anlegget. På Mongstad vil kondensatet bli fraksjonert i produktene propan, butan og nafta. Både Vestprosess kondensatrørledning og Vestprosess anlegget har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere kondensatmengdene fra Kvitebjørn.

På Kollsnes vil mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn kreve etablering av landfall for rørledningen fra feltet, samt modifikasjoner i eksisterende anlegg for prosessering av gassen.

## 1.2 Eierforhold og operatørskap

Statoil er operatør av gassterminalen på Kollsnes. Terminalen eies av Troll-lisensen som har en eierfordeling som følger:

Den norske stats oljeselskap a.s., inkl. SDØE <sup>1)</sup> (hvorav SDØE 62,93%)	76,80 %
A/S Norske Shell	8,10 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,78 %
Elf Petroleum Norge AS	2,34 %
Norske Conoco A/S	1,62 %
Total Norge A.S	1,34 %

<sup>1)</sup> SDØE: Statens direkte økonomiske engasjement

## 1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og behandling av rikgass fra Kvitebjørn innebærer arbeid på land og i sjøområder innenfor plan- og bygningslovens virkeområde. Lovens §33-5 fastlegger at en konsekvensutredning skal gjennomføres på grunnlag av fastsatt utredningsprogram. Modifikasjonene på Kollsnes faller inn under tiltak listet i Vedlegg I til forskrift om konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven (tiltak og oppfangingskriterium I.1.3). §2 i forskriften fastslår at tiltak listet i Vedlegg I alltid skal meldes og konsekvensutredes. Forskriften ble vedtatt 21. mai 1999.

Også petroleumsloven inneholder bestemmelser om at det som del av Plan for utbygging og drift (PUD) skal utarbeides konsekvensutredning. I tillegg inneholder også andre lover bestemmelser som stiller krav til konsekvensutredning, herunder blant annet forurensningsloven og kommunehelsetjenesteloven. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet for å ivareta de krav til konsekvensutredning som stilles i de ulike lovverk.

## 1.4 Formålet med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekt både på land og sjø, og skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Konsekvensutredningen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet. Saksbehandlingen knyttet til både melding med utkast til utredningsprogram og selve konsekvensutredningen, gir alle instanser som kan bli berørt av planene anledning til å komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet.

## 1.5 Prosess, saksbehandling og tidsplan

I 1998 pågikk planleggingsarbeid for ilandføring av rikgass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør med utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og

Kårstø. Det ble utarbeidet en konsekvensutredning for disse planene i november 1998. Denne ble senere trukket tilbake fra høringsrunden, og foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes. Den tekniske løsningen som nå er aktuell for mottak og prosessering av Kvitebjørn gass på Kollsnes innebærer en forenkling av de løsningene som tidligere var planlagt. Det vil således ikke være noen nye problemstillinger som er aktuelle for denne utbyggingsløsningen i forhold til de tidligere utredede løsningene.

Saksgangen for konsekvensutredningsprosessen har vært som følger:

- Olje- og energidepartementet (OED) sendte melding med forslag til utredningsprogram for ilandføring av Kvitebjørn og Haltenbanken Sør på høring 18. mai 1998. Meldingen ble også kunngjort i lokale aviser i Hordaland og Rogaland, samt lagt ut i de berørte kommunene (Øygarden, Lindås, Austrheim og Tysvær). OED koordinerte høringsrunden.
- På grunnlag av melding med forslag til utredningsprogram og de innkomne merknader fra høringsrunden, ble utredningsprogram fastsatt av departementet i brev av 19. oktober 1998.
- Endringer i aktuelle utbyggingsløsninger gjorde at departementet senere reviderte utredningsprogrammet i brev av 18. november 1998. Utredningsprogrammet ble i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger vært forelagt Miljøverndepartementet i forbindelse med godkjenning.
- Basert på fastsatt utredningsprogram ble Konsekvensutredning for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør utarbeidet og sendt på høring 25. november 1998.
- På grunn av endret tidsplan for utbygging av Haltenbanken Sør samt endrede tekniske løsninger for Kvitebjørn, ble konsekvensutredningen trukket tilbake fra høringsrunden i brev fra departementet av 2. desember 1999.
- OED fastsatte revidert utredningsprogram for modifikasjon på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn i brev av 21. desember 1999. Også det reviderte utredningsprogrammet har i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser vært forelagt Miljøverndepartementet i forbindelse med godkjenning.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet på basis av utredningsprogram fastsatt 21. desember 1999. OED sender konsekvensutredningen på høring.

Byggestart for modifikasjonene på Kollsnes er planlagt til år 2000 for nytt landfall for rørledningen fra Kvitebjørn, mens byggestart for modifikasjoner av Kollsnes gassbehandlingsanlegg vil være i år 2002. Planlagt driftsstart er 1. oktober 2004.

## 1.6 Annet lovverk

Nedenfor er det gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes for modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn. Tillatelsene må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen, og behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt her vil avklares i den videre planprosessen samt gjennom behandlingen av konsekvensutredningen.

- Godkjenning av konsekvensutredning. Myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Godkjenning av tillegg til Plan for utbygging og drift (PUD). Myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven. Myndighet er Øygarden kommune.
- Forhåndsmelding til arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.
- Samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.
- Utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensningstilsyn.
- Eventuell tillatelse til anleggsarbeid (sprengning) under vann (jfr. forurensningslovens §11). Myndighet er fylkesmannen i Hordaland.
- Godkjenning av anleggene i henhold til lovgivning om brann- og eksplosjonsvern. Myndighet er Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern.
- Tillatelse etter havne- og farvannsloven for oppføring av kaianlegg, legging av rør, utføring av sprengnings- og gravearbeider, steindumping og andre arbeider som utføres innenfor grunnlinjen i norske farvann. Myndighet er Fiskeridepartementet.
- Underretning til Kystverket om bruk av farvann som kan skape hindringer eller ulemper for alminnelig ferdsel, eller kan vanskeliggjøre annen bruk (jfr. forskrift av 2. juni 1992, nr. 426).

## 2 Utredningsprogram, datagrunnlag og utredningsmetodikk for modifikasjoner på Kollsnes

### 2.1 Merknader fra høring av melding med forslag til utredningsprogram

Melding med forslag til utredningsprogram for vurderte utbyggingsløsninger for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør ble sendt på høring 18. mai 1998. Høringsfristen ble av Olje- og energidepartementet satt til 24. juli 1998. Det kom inn i alt 15 høringsuttalelser til meldingen. Siden høringsuttalelsene ble gitt i forhold til alternative utbyggingsløsninger for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør på Kollsnes, Mongstad og Kårstø, er flere av kommentarene som ble gitt ikke aktuelle for de modifikasjonene som nå behandles i foreliggende konsekvensutredning. Nedenfor er det gitt et utdrag av høringsuttalelser relatert til utbygging på Kollsnes, samt av kommentarer som kom frem i tilknytning til Olje- og energidepartementets fastsettelse av utredningsprogrammet 19. oktober 1998.

#### **Landbruksdepartementet**

Departementet har ingen merknader til melding/-utredningsprogram.

#### **Riksantikvaren**

Riksantikvaren viser til at aktiviteten skal foregå innenfor allerede regulerte områder og at forholdet til kulturminneinteressene skal være avklart gjennom planprosessene. Man har derfor ingen merknader til meldingen/utredningsprogrammet.

#### **Statens Forurensningstilsyn (SFT)**

SFT legger vekt på at utredningen gir grunnlag for beslutning om lokalisering av anleggene basert på kunnskap om resipientforholdene, og at utredningen må belyse hva ulike lokaliseringalternativer betyr for mulighetene til en energioptimal løsning. SFT forutsetter at det av konklusjonen for valg av lokalisering fremgår hvilke kriterier som er vurdert og hvilke momenter som er tillagt avgjørende vekt.

SFT forutsetter at de risiko- og sikkerhetsanalyser som skal utføres også omfatter hensynet til ytre miljø.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses dekkende for kommentarene fra SFT. Anbefaling av*

*lokalisering vil bli gjort basert på en rekke faktorer, deriblant også miljømessige forhold.*

*Konsekvensutredningen vil, i tråd med utredningsprogrammet, inneholde en slik anbefaling basert på en sammenstilling av de ulike faktorene.*

*Risiko- og sikkerhetsanalyser utføres løpende som en del av prosjektutviklingsvirksomheten.*

*Hovedkonklusjonene fra utførte analyser vil presenteres i konsekvensutredningen.*

#### **Fiskeridepartementet**

Høringsuttalelser fra Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet var vedlagt høringsuttalelsen fra Fiskeridepartementet. Fiskeridepartementet viser til disse og bemerker at utredningsprogrammet bør inkludere en redegjørelse for størrelsen på arealbeslag i sjø som følge av endringer/utvidelser av kaianlegg, og hvorvidt slike arealbeslag vil berøre fiskeri- og havbruksnæringen.

Videre ber Fiskeridepartementet om at det totale utslipp av kjemikalier og hydrokarboner i eventuelt prosessvann eller i form av VOC fra de ferdig utvidede anlegg spesifiseres og kvantifiseres på komponentnivå.

Fiskeridepartementet bemerker ellers at legging og trasévalg av en avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes krever tillatelse etter havne- og farvannsloven, og viser videre til at Kystverkets distriktskontor skal underrettes om bruk av farvann som kan skape vesentlige hindringer eller ulempe for den alminnelige ferdsel eller i urimelig grad vanskeliggjør annen bruk jfr. forskrift av 2. juni 1992 nr. 426. Fiskeridepartementet viser til at Kystdirektoratet i utredningsprogrammet ikke er nevnt blant de myndigheter som forvalter vesentlige interesser som berøres av utbygningen og som det derved vil være aktuelt for utbygger å ta kontakt med under utarbeidelsen av konsekvensutredningen. Departementet forutsetter at det blir tatt kontakt med Kystdirektoratet i den grad dette er nødvendig for å belyse ferdselsmessige problemstillinger på norsk sjøterritorium.

*Kommentarer: Det er ikke aktuelt med endringer/utvidelser av kaianlegg som del av det foreliggende utbyggingsprosjektet, og forhold vedrørende arealbeslag i sjø som følge av slike aktiviteter vil således ikke bli vurdert i konsekvensutredningen. Når det gjelder landfall for en eventuell avgreningsrørledning til Kollsnes, vil det bli redegjort for eventuelt nærliggende*

*oppdrettsanlegg og de konsekvenser eventuell etablering av landfallet vil få for disse. Det vil også bli redegjort for arealbeslag i sjø som følge av etablering av landfallet.*

*Når det gjelder utslipp til luft og sjø så vil disse forhold bli belyst i konsekvensutredningen, herunder også utslipp av prosessvann og VOC. Disse utslippene vil spesifiseres og kvantifiseres så langt dette er mulig på det tidspunkt konsekvensutredningen foreligger.*

*Legging og trasévalg av eventuell avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollnes er behandlet i "Program for konsekvensutredning Haltenbanken Sør gasstransport", mens landfallet for ledningen behandles i foreliggende utredningsprogram. I forbindelse med legging, trasévalg og landfall for avgreningsrørledningen vil det søkes om tillatelse etter havne- og farvannsloven, og Kystverket vil bli underrettet.*

#### **Fiskeridirektoratet**

Fiskeridirektoratet viser til at det bør fremgå hvor store arealbeslag i sjø som vil bli berørt ved endringer/utvidelser av kaianlegg, og om slike arealbeslag vil berøre fiskeri- og havbruksnæringen. Fiskeridirektoratet har ingen ytterligere merknader til melding med forslag til utredningsprogram.

*Kommentarer: Når det gjelder arealbeslag vises det til kommentarene til uttalelse fra Fiskeridepartementet.*

#### **Havforskningsinstituttet**

Havforskningsinstituttet ønsker at de totale utslipp av kjemikalier og hydrokarboner i eventuelt prosessvann eller i form av VOC fra de ferdig utvidede anlegg spesifiseres og kvantifiseres på komponentnivå da man mener det er spesielt viktig å ha god oversikt over hvilke komponenter og hvilke mengder som slippes ut fra anlegg ved kysten og inne i fjorder hvor vannutskifting og fortynningspotensialet er langt lavere enn ute i havet.

*Kommentarer: Når det gjelder utslipp til luft og sjø vises det til kommentarene til uttalelse fra Fiskeridepartementet.*

#### **Direktoratet for Naturforvaltning**

Direktoratet for Naturforvaltning har ingen kommentarer til forslag til utredningsprogram.

#### **Statens Helsetilsyn**

Statens Helsetilsyn viser til at kommunehelsetjenesteloven kan gi grunnlag for kommunen til å fremme eget pålegg om konsekvensutredning. Man viser videre til at kommunehelsetjenestelovens § 4a-5 bør samordnes med plan- og bygningslovens regler om konsekvensutredning.

Statens Helsetilsyn viser til utredningsprogrammet og mener at konsekvensutredningen også bør inneholde en vurdering av konsekvenser ved å satse på ulike alternative utbygginger, og ikke bare et alternativ uten utbygging.

Helsetilsynet uttaler videre at konsekvensutredningen bør beskrive støy i anleggsperioden og permanent støy fra anleggene i driftsfasen. Videre uttales det at Helsetilsynets utkast til allmenn miljøhygienisk standard fra mobile og stasjonære støykilder, bygge- og anleggstøy m.v bør ligge til grunn for beskrivelsene i konsekvensutredningen. Man mener utredningen også bør beskrive helseeffekter av støyen sett i forhold til utregnet spredning og kjent kunnskap om helseeffekter av støyeksponering. Statens Helsetilsyn påpeker videre at utbygger bør være forberedt på at det kan være aktuelt for kommunale helsestyresmakter å kreve dokumentasjon på støyforholdene i forbindelse med utbygging og drift av tiltakene både i forhold til boliger, skoler/barnehager og helseinstitusjoner. Man mener derfor at kartleggingen av støyforhold spesielt bør fokusere på denne type virksomhet.

Når det gjelder vurdering av ulykkesrisiko ved selve anlegget mener Statens Helsetilsyn at konsekvensutredningen også bør vise mye brukte transportveier for tungtransport ved utbyggingen sett i forhold til f.eks. skolevei for barn i det samme området. Man viser til at det er kjent at utbyggere i anleggsperioder har gått inn med drosjetilbud på de mest trafikkutsatte skoleveiene, noe som har vært spesielt viktig i de mørkeste månedene av året.

Statens Helsetilsyn mener at en bør beskrive risiko for forurensing og avbøtende tiltak dersom det blir aktuelt med anleggsvirksomhet i områder som f.eks. er nedbørfelt for drikkevannskilder. Helsetilsynet mener videre at det bør nevnes hvordan en vil håndtere opphør av drift, selv om dette er lenge til. Det vises til at helsestyresmaktene har erfaring med at gamle tekniske installasjoner må sikres slik at de ikke blir ulykkesfeller for barn og voksne. Man mener

videre at krav om sikring bør gjøres juridisk bindende for utbygger.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses å være utformet slik at konsekvensutredningen vil ivareta de krav som stilles om gjennomføring av konsekvensutredninger i henhold til kommunehelsetjenestelovens §4a-5.*

*Konsekvensutredningen vil ta utgangspunkt i de presenterte alternative utbyggingsløsninger og sammenlikne disse med et 0-alternativ (dvs. at prosjektet ikke gjennomføres).*

*Konsekvensutredningen vil redegjøre for støy i anleggsperioden og permanent støy fra anleggene i driftsfasen. Når det gjelder kommentarer vedrørende trafikkmessige forhold og avvikling av virksomheten, er dette forhold som anses dekket av det foreliggende utredningsprogram. All behandling og foredling av gass vil foregå på eksisterende anlegg der liknende virksomhet foregår allerede i dag og det vil ikke tilkomme nye problemstillinger omkring eventuell forurensing av drikkevann. Ved en eventuell utbyggingsløsning som omfatter Mongstad vil produktene transporteres fra Kollsnes i Vestprosess-rørledningen. I forbindelse med dette prosjektet pågår det for tiden en analyse av konsekvensene for drikkevannsførekosten i Storavatnet, Øygarden kommune, ved en eventuell lekkasje på rørledningen.*

### **Fylkeslegen i Hordaland**

Fylkeslegen mener at støy og utslipp til luft av NO<sub>x</sub> vil være de viktigste momenter i forhold til hensynet til befolkningens helse. Man viser til at disse forholdene ser ut til å være ivaretatt i forslaget til utredningsprogram, men man påpeker at utredning av konsekvensene av støy også må omfatte anleggsperioden. Fylkeslegen er videre positiv til at konsekvensene av trafikkforholdene i anleggsperioden skal utredes, og at det skal gjennomføres egne risiko- og sikkerhetsanalyser.

Fylkeslegen går ikke inn på lokale forhold som eventuelt må utredes spesielt siden de berørte kommunene gir egne kommentarer til forslag til utredningsprogram.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses dekkende når det gjelder kommentarer vedrørende utslipp av NO<sub>x</sub>. Når det gjelder støymessige forhold, så vil det i konsekvensutredningen også bli gjort vurderinger av støy i anleggsfasen.*

### **Øygarden kommune**

Øygarden kommune har ingen merknader til utredningsprogrammet.

### **Naturkraft**

Naturkraft viser til at det i meldingen ikke er gitt en beskrivelse av den infrastrukturen som må være tilstede for å betjene de nye anleggene og at virkninger av eventuell forsterkning av infrastrukturen til områdene ikke er forutsatt vurdert i konsekvensutredningen. Med infrastruktur menes i første rekke kraftforsyning til anleggene. Naturkraft viser videre til at meldingen ikke inneholder beskrivelser av muligheter for integrasjon mellom det planlagte gasskraftverket på Kollsnes og de nye anleggene. Naturkraft mener at en integrasjon mellom større industribedrifter, som gasskraftverk og gassbehandlingsanlegg, vil kunne få et styrket samarbeid som kan gi miljømessige optimaliseringsgevinster på kort og lang sikt. Man uttrykker videre at det ved oppgraderinger og utvidelser av anleggene vil være muligheter for å finne frem til gunstige tekniske, miljømessige og økonomiske løsninger. Gasskraftverket kan være både leverandør og mottaker for de anleggene som er beskrevet i meldingen og Naturkraft antar at kraftforsyningen til de nye anleggene vil bli mer krevende uten gasskraftverk. Naturkraft mener at konsekvensutredningen må utvides til å omfatte beskrivelse av mulige integrasjonsløsninger med det planlagte gasskraftverket, samt de miljømessige virkninger de aktuelle løsningene vil ha for områdene. I tillegg må konsekvensutredningen inneholde en bredere omtale av behovet for infrastruktur, og deretter også beskrive de konsekvenser eventuelle forsterkninger får for omgivelsene.

*Kommentarer: Kraftforsyning til de nye anleggene er i utgangspunktet planlagt ved bruk av eksisterende elektrisitetsforsyning. Varmebehovet for de nye anleggene er planlagt å dekkes gjennom energioptimalisering og bruk av eksisterende kapasitet i varmoljesystem på Kollsnes, og det kan i tillegg bli behov for utvidelser av disse systemene. Utredningsprogrammet anses dekkende med hensyn til å fastslå konsekvenser av utvidelser av systemene for kraftforsyning ved at konsekvenser av økte utslipp til luft skal utredes. Eksportgasskompressorer for de nye anleggene vil som beskrevet i meldingen, bli drevet enten med gassfyrte turbiner eller med elektriske drivere. Utredningsprogrammet inkluderer utredning av konsekvenser for utslipp til luft og energiforbruk ved ulike tekniske løsninger.*



*Når det gjelder mulig integrasjon med Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes, vil dette bli vurdert i konsekvensutredningen. Mulige miljømessige optimaliseringsgevinster som følge av en integrasjon vil bli skissert. I den grad det lar seg gjøre på det tidspunkt konsekvensutredningen utarbeides, vil det bli redegjort for mulige utslippsreduksjoner og reduksjon i energiforbruk ved en eventuell integrasjon med gasskraftverket.*

### **Merknader fra avbrutt høringsrunde for konsekvensutredning for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitbjørn og Haltenbanken Sør**

Flere høringsinstanser har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen som ble sendt på høring i november 1998. Høringsinstansene som har avgitt uttalelse er: Rogaland Fylkeskommune, Lindås kommune, Riksantikvaren, Folkehelsa, Statens helsetilsyn, Fylkeslegen i Rogaland, Fylkeslegen i Hordaland, Fiskeridepartementet, Fiskeridirektoratet, Kystverket og Arbeidsdirektoratet.

## **2.2 Fastsatt utredningsprogram**

Utredningsprogram for modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitbjørn ble fastsatt av Olje- og energidepartementet i brev av 21. desember 1999. Programmet er i sin helhet gjengitt nedenfor.

### **a/Beskrivelse av tiltaket**

Begrunnelse og bakgrunn for tiltaket innarbeides i konsekvensutredningen (KU) sammen med en beskrivelse av de alternative tekniske løsninger og de økonomiske forhold i prosjektet. Beskrivelsen av tiltaket skal også omfatte de ulike utforminger av anlegg/arkitektoniske forhold som kan påvirke landskapsestetikk. KU skal også inneholde vurderinger knyttet til et null-alternativ (det vil si at prosjektet ikke gjennomføres).

Tidsplan for tiltaket innarbeides i KU.

KU skal redegjøre for avfallsplanene for virksomheten, og gi generelle vurderinger med hensyn til avvikling av virksomheten.

Hovedkonklusjoner fra utførte risiko- og sikkerhetsanalyser skal gjengis i KU. Det skal redegjøres for den metodikk som benyttes for risiko- og sikkerhetsanalysene.

KU skal inneholde en angivelse av typer og mengder utslipp til luft og sjø, både med og uten gjennomføring av tiltakene.

Arealbruken av tiltaket skal innarbeides i KU.

KU skal redegjøre for hvordan tiltaket vil påvirke bemanningen ved Kollsnes gassanlegg, både i utbyggings- og driftsfasen.

### **b/Offentlige og private tiltak**

En oversikt over offentlige og private tiltak som er nødvendige for gjennomføring av tiltaket innarbeides i KU.

### **c/Planer og tillatelser**

KU skal inneholde en redegjørelse for forholdet til kommunale og fylkeskommunale planer, samt nødvendige tillatelser fra offentlige myndigheter. Eventuelle krav til utredningsplikt for tiltaket i henhold til annet regelverk enn forskrift om konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven, skal ivaretas i KU. Andre tillatelser er: Søknad om byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven, søknad om samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven, søknad om utslippstillatelse etter forurensningsloven, søknad om godkjenning av anleggene og om tillatelse til transport i rørledning i henhold til lovgivning om brann- og eksplosjonsvern, søknad om tillatelse etter havne- og farvannsloven for etablering av landfall for eventuelle rørledninger og forhåndsmelding om bygge- og anleggsvirksomhet til Arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven.

Ved utarbeidelse av KU vil utbygger ha kontakt med de myndigheter som skal basere sine beslutninger blant annet på KU, deriblant miljøvernmyndigheter og andre myndigheter som forvalter vesentlige interesser som berøres av utbyggingen. De relevante myndigheter er: Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet, Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern, Arbeidstilsynet, Kystdirektoratet, Fylkesmannen i Hordaland, Hordaland fylkeskommune og Øygarden kommune.

### **d/Beskrivelse av miljø, naturressurser og samfunn**

KU vil inneholde en redegjørelse for dagens situasjon med hensyn til miljø, naturressurser og samfunnsforhold, samt status i forhold til andre

planlagte utvidelser på Kollsnes (null-alternativet uten realisering av tiltaket som omfattes av dette utredningsprogrammet). Mulig integrasjon med Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes vil bli vurdert i KU. Mulige miljømessige optimaliseringsgevinster som følge av en integrasjon vil bli skissert. I den grad det lar seg gjøre på det tidspunkt KU utarbeides vil det bli redegjort for mulige utslippsreduksjoner og reduksjon i energiforbruk ved en eventuell integrasjon med gasskraftverket. Den planlagte kraftforsyningen for modifikasjonene på Kollsnes, og konsekvensene av denne, vil beskrives.

KU vil belyse konsekvensene av økte utslipp til sjø på Kollsnes som følge av modifikasjonene. Dette vil omfatte økt utslipp fra vannrenseanlegget, samt økt utslipp av kjølevann. Konsekvensene av økte utslipp til sjø skal vurderes i henhold til omgivelsenes tålegrenser.

Det skal gjøres rede for beregnet støynivå som følge av modifikasjonene. KU skal gi vurderinger av støynivå for de bolighus som er mest utsatt for støy fra anleggene. Videre skal det redegjøres for støy i forbindelse med etablering av eventuelt nytt landfall for rørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes-terminalen, samt for annen støy i anleggsfasen. Det vil også bli redegjort for hvilke mulige helsemessige konsekvenser støy i forbindelse med utbygging og drift av nye anlegg vil ha.

I forbindelse med etablering av eventuelt nytt landfall for rørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes-terminalen skal det redegjøres for eventuelt nærliggende oppdrettsanlegg og de konsekvenser eventuell etablering av landfall vil få for disse. Det vil også bli redegjort for arealbeslag i sjø som følge av etablering av landfallet.

KU skal belyse hvordan modifikasjonsprosjektet vil virke inn på norsk økonomi ved å gi ønskede oppdrag til norsk industri. Videre skal KU inneholde beregninger og analyser av forventet leveranseomfang i utbyggings- og driftsfasen for tiltaket. Det vil gis en beskrivelse av Statoils kontraktsstrategi, leveranseomfang til utbygging og drift fordelt på mulige nasjonale og regionale leveranser, samt sysselsettingsvirkninger (direkte og indirekte). KU skal gi anslag for den kommunale eiendomsskatt som følge av prosjektet.

De trafikkmessige virkninger som følge av tungtransport på veinettet skal belyses i KU.

## **e/Spørsmål i forhold til konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn**

Konsekvenser av økninger i utslipp til luft som følge av modifikasjonene skal beskrives i KU.

Konsekvenser av økte utslipp til luft skal vurderes i forhold til omgivelsenes tålegrenser. Det vil også bli redegjort for hvilke mulige helsemessige konsekvenser utslipp til luft som følge av modifikasjonene vil ha. CO<sub>2</sub>-utslipp forbundet med produksjon av elektrisk kraft i el-kraftindustrien vil bli tallfestet. Mulige avbøtende tiltak for å redusere utslippene skal beskrives.

KU skal gi en redegjørelse for status for Statoils CO<sub>2</sub>-teknologiprogram og hvilke muligheter dette kan gi for redusert utslipp fra anlegget, herunder en vurdering av om det er hensiktsmessig å gjøre tilretteleggingstiltak i forhold til mulighetene for å implementere ytterligere utslippsreducerende teknologi på et senere tidspunkt.

## **f/Tiltak for å forhindre eller avbøte skader og ulemper**

KU skal redegjøre for planlagte avbøtende tiltak for å forhindre eller begrense skader og ulemper av tiltakene.

## **g/Sammenstilling av konsekvensene og sammenligning og vurdering av alternativene**

KU vil inneholde en sammenstilling av konsekvensene av tiltaket. Videre vil KU inneholde vurderinger i forhold til et null-alternativ (det vil si at tiltaket ikke gjennomføres).

## **h/Anbefaling av alternativ**

KU skal inneholde en anbefaling i forhold til gjennomføring av tiltaket.

## **i/Program for nærmere undersøkelser og overvåking**

KU skal inneholde beskrivelse av nåværende kontrollprogrammer for utslipp til luft og sjø på Kollsnes. Videre skal KU inneholde en vurdering av i hvilken grad det er behov for undersøkelser og overvåking som følge av tiltaket som dekkes av dette utredningsprogrammet, og hvordan overvåking av tiltaket eventuelt kan innpasses i eksisterende kontrollprogrammer.

## 2.3 Oversikt over utførte studier

Konsekvensutredning for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør ble ferdigstilt i november 1998. Som grunnlag for utredningen ble blant annet de eksterne studiene som er listet opp nedenfor utført. Disse studiene er også lagt til grunn ved utarbeidelse av foreliggende konsekvensutredning. Videre har grunnlagsstudien for samfunnsmessige konsekvenser av Kvitebjørn utbyggingen (se under innledningen av feltutbyggingsdelens kapittel 4) også omfattet konsekvensene av modifikasjonene på Kollsnes.

- Konsekvensutredning - støy. Utvidelser av gassbehandlingsanlegg/foredlingsanlegg på Kollsnes, Mongstad og Kårstø (Multiconsult)
- Konsekvenser av økte NO<sub>x</sub>-utslipp til luft ved behandling av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør på Kollsnes (NILU)
- Haltenbanken Sør gasstransport. Konsekvenser for fiskeressurser, fiske og oppdrettsnæringen (Agenda Utredning & Utvikling)

Disse rapportene er en del av konsekvensutredningen, og kan på forespørsel sendes høringsinstansene eller andre interesserte. Andre utredningstema (jfr. fastsatt utredningsprogram) er utredet internt i Statoils egne fagmiljø eller bygger på referanser til andre kilder (se kapittel 2.4).

## 2.4 Datagrunnlag og metodikk

For de planlagte modifikasjonene på Kollsnes har det vært mulig å dra nytte både av tidligere gjennomførte konsekvensutredninger og studier knyttet til driften av anleggene. Sammenlikninger og konsekvensvurderinger er foretatt i forhold til et 0-alternativ (det vil si den forventede utvikling i området dersom tiltaket ikke gjennomføres). I denne vurderingen er det foretatt vurderinger i forhold til vedtatte, men ikke gjennomførte, utbyggingsplaner for anleggene. Et 0-alternativ er derfor dels behandlet som dagens status i området, og dels status dersom og når andre vedtatte utbyggingsplaner realiseres.

Tidligere konsekvensutredninger og studierapporter som er benyttet omfatter blant annet følgende:

- Konsekvensutredning for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør (Statoil 1998, høring avbrutt i 1999)
- Konsekvensutredning Vestprosess. (Statoil 1997)

- Troll fase I. Oppdatert konsekvensutredning. (Norske Shell 1990)
- Troll phase I. Environmental risk for the Troll onshore plant with tunnels and pipelines (DNV 1995).
- Konsekvensutredning for gassbehandlingsanlegg på Kollsnes/Kårstø samt tilhørende landrørledninger (Statoil 1995).
- Konsekvenser av utslipp av NO<sub>x</sub> og NH<sub>3</sub> til luft fra gasskraftverk Kollsnes (NILU, 1997)
- Søknad om utslippstillatelse Gasskraftverk på Kollsnes (Naturkraft, 1997)
- Konsekvensutredning Gasskraftverk på alternative byggesteder: Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden (Naturkraft 1996)

Nedenfor følger en redegjørelse for utredningsmetoder og datagrunnlag som er brukt i forbindelse med arbeidet:

### Utslipp til luft

Vurderinger med hensyn til utslipp til luft tar utgangspunkt i målte og beregnede utslipp fra eksisterende anlegg. Basert på erfaringsdata er det foretatt beregninger av utslippssituasjonen som følge av modifikasjonene, og effektene av økte utslipp er vurdert i forhold til dagens situasjon.

For utslipp av CO<sub>2</sub> har det vært gjort beregninger knyttet til utslipp av CO<sub>2</sub> ved produksjon av el-kraft. Disse beregningene tar utgangspunkt i prognoser for kraftetterspørselen i det nordiske markedet som viser en forventet etterspørselsvekst på 1,5-2% pr. år. Statoil har gjort grundige vurderinger av potensialet for innfasing av ny kraft for å dekke dette behovet. Konklusjonen er at gasskraft etterhvert forventes å bli den helt dominerende energibærer ved innfasing av ny kraft. Frem til år 2005 er det vurdert at innfasing av ny kraft vil bestå av 60% gasskraft og 40% ikke-fossile brensler. Dette forutsetter vesentlig statlig støtte til for eksempel bioenergi og vindkraft. Etter år 2005 er det lagt til grunn at innfasing av ny kraft vil bestå av 100% gasskraft. For beregninger av utslipp knyttet til gasskraftverk er det lagt til grunn en virkningsgrad på 55%, som er noe lavere enn det som er antydnet for de planlagte norske gasskraftverkene. Ved kraftimport fra utlandet må det også påregnes et overføringstap. Dette estimeres til ca. 3%, men kan være opp mot 5% ved høy belastning på ledningsnett. I beregningene er 3% overføringstap lagt til grunn.

Norsk institutt for luftforskning gjorde beregninger og vurderinger av utslippene av NO<sub>x</sub> og VOC for de

ulike utbyggingsløsningene som ble vurdert for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør i 1998. Disse beregningene er også dekkende for modifikasjonene som nå er aktuelle for Kvitebjørn på Kollsnes. For NO<sub>x</sub> ble konsentrasjon av NO<sub>2</sub> i luft samt nitrogenavsetning vurdert opp mot SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for timemiddelkonsentrasjon av NO<sub>2</sub> og mot SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium av NO<sub>2</sub> for et år for vegetasjon. Det ble også gjort vurderinger av konsekvensene av økt nitrogenavsetning på flora og fauna. Videre ble effektene av utslipp av NO<sub>x</sub> og VOC vurdert med henblikk på ozondannelse. Virkning på ozonkonsentrasjon som følge av utslipp fra de ulike utbyggingsalternativene ble vurdert i forhold til SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for ozon. Virkningen av ozon på vegetasjon ble vurdert etter konseptet akkumulert eksponeringsdose. Beregningsmetoden refereres til som AOT40 (Accumulated exposure Over a Threshold of 40 ppb).

### Utslipp til sjø

Konsekvensene av økte utslipp fra vannrenseanlegg vurderes på bakgrunn av dagens og planlagte utslipp, samt gjennomførte effektstudier.

### Avfallshåndtering

Statoils interne retningslinjer for avfallshåndtering krever at det ved håndtering av avfall prioriteres i følgende rekkefølge:

1. Hindre at avfall oppstår
2. Minske bruk av farlige stoffer
3. Gjenbruk
4. Materialgjenvinning
5. Energigjenvinning
6. Deponering

Vurderinger med hensyn til avfallshåndtering er gjort i forhold til Statoils egne interne retningslinjer for håndtering av avfall, samt i forhold til de systemer som er etablert av driftsorganisasjonen på Kollsnes.

### Støy

Det ble beregnet støynivå for de ulike utbyggingsløsningene som var aktuelle for ilandføring av Kvitebjørn og Haltenbanken Sør i 1998. Disse beregningene er også dekkende for modifikasjonene som nå er aktuelle for Kvitebjørn på Kollsnes. Det ble beregnet støy for både driftsfasen og anleggsfasen som følge av de ulike utbyggingsalternativene. Støy

fra ulike utbyggingsløsninger i driftsfasen ble beregnet ved å summere lydeffekt fra de største og dimensjonerende støykildene. For å finne frem til avstandskorreksjoner fra enlegget til nabobebyggelsen ble det benyttet et beregningsprogram som bygger på Nordisk Beregningsmetode for ekstern industristøy. Beregnet lydeffekt fra støykildene, sammen med avstandskorreksjonene, ble så benyttet for å bestemme lydnivå i nabobebyggelsen. Beregnet lydnivå i nabobebyggelsen ble vurdert i forhold til grenseverdier gitt i utslippstillatelsene for de eksisterende anleggene. Beregningene og vurderingene ble konsentrert om de punktene som for hvert anlegg er vurdert å få den største støybelastningen ved utvidelsene.

Beregning av støy fra anleggsvirksomheten er utført i henhold til Nordisk beregningsmetode for bygge- og anleggsstøy. Data for støykildene er hentet fra denne beregningsmetoden og supplert med erfaringsdata. Det finnes ingen nasjonale grenseverdier for anleggsstøy. Statens Helsetilsyn har imidlertid fremlagt et utkast til "Almenn miljøhygienisk standard for støy fra mobile og stasjonære støykilder, bygge- og anleggsstøy og støy i forbindelse med underholdning mv.", og denne standarden er lagt til grunn for vurderinger av støy fra anleggsfasen. Grenseverdiene som er fremlagt fra Statens Helsetilsyn er vist i tabell 2.1.

Tabell 2.1 Grenseverdier fremlagt av Statens Helsetilsyn i utkast til "Almenn miljøhygienisk standard for støy fra mobile og stasjonære støykilder, bygge- og anleggsstøy og støy i forbindelse med underholdning mv."

	Ekvivalent støynivå kl. 0700-1800 L <sub>eq dag</sub> (dBA)	Ekvivalent støynivå kl. 0800-2200 L <sub>eq kveld</sub> (dBA)	Ekvivalent støynivå kl. 2200-0700 L <sub>eq natt</sub> (dBA)	Maksimalt støynivå kl. 2200-0700 L <sub>max natt</sub> (dBA)
Utendørs ved fasade eller ved angitt uteplass ved boliger	65	60	55	55
Utendørs i rekreasjonsomr åder og friluftsområder	50-60	50-60	50-60	

### Landskap, naturmiljø og friluftsliv

Forholdet til marint naturmiljø belyses i tilknytning til utslipp til sjø. Vurderinger med hensyn til landskapsestetiske konsekvenser er gjort ved å sammenholde fysisk utforming av de nye anleggene

med utformingen av omkringliggende anlegg på de eksisterende industriområdene.

### **Naturressurser, fiskeri og akvakultur**

Beskrivelse av fiskeriaktiviteten og plassering av oppdrettsanlegg og konsesjoner for oppdrett ved landfall på Kollsnes er basert på opplysninger fra fiskerirettdirektøren i Nordhordland/Øygarden, samt på Fiskeridirektoratets oversikt over oppdrettskonsesjoner og praktiske erfaringer fra tidligere landfallsarbeider.

Det er gjennomført flere undersøkelser av virkninger av sprengningsarbeider for villfisk og oppdrettsfisk. Under gjennomføring av et refraksjonsseismisk sprengningsprogram i Øygarden ble det ikke funnet trykkskader hos laks plassert i merd 160 m fra en refraksjonsseismisk sprengningslinje. Torsk plassert i merd 75, 160 og 185 m fra en seismisk profil ble påført trykkskader (blødninger i og utenpå svømmeblæra). Det oppsto ingen dødelighet i løpet av en observasjonsperiode på 14 dager etter at sprengningen var gjennomført. Gjentatte sprengninger er imidlertid vist å gi en økning i dødelighet og skade.

### **Arealplanmessige konsekvenser**

Arealplanmessige konsekvenser av utbyggingstiltakene er vurdert i forhold til eksisterende reguleringsplaner på Kollsnes.

### **Samfunnsøkonomiske konsekvenser**

#### *Innvirkning på norsk økonomi*

Det er vurdert hvordan de planlagte utbyggingene vil virke inn på norsk økonomi ved å gi ønskede oppdrag til norsk økonomi. Dette er gjort ved å vurdere investeringsestimater i forhold til kapasiteten i aktuelle bransjer som verkstedproduksjon, bygg- og anlegg og prosjektering.

#### *Sysselsetting*

De nasjonale sysselsettingsvirkningene er beregnet ved hjelp av en multiplikatormodell basert på virkningskoeffisienter fra Statistisk Sentralbyrå. Modellen er tidligere benyttet i flere sysselsettingsberegninger på nasjonalt nivå. For beregning av de regionale virkninger er det benyttet virkningskoeffisienter fra den regional planleggingsmodellen PANDA som er basert på fylkesfordelt nasjonalregnskap. Modellen fordeler sysselsetting på næringsgrener og tar hensyn til regionale forhold. Modellen beregner de totale

sysselsettingsvirkninger det vil si direkte og indirekte virkninger, samt konsumvirkninger av regionale leveranser.

#### *Produksjonsvirkning*

Produksjonsvirkningene omfatter virkninger av direkte og indirekte leveranser av varer og tjenester fra norsk næringsliv. Beregnede leveranseverdier blir regnet om til sysselsatte årsverk ved å benytte anslag for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer.

#### *Konsumvirkning*

Konsumvirkninger av økte leveranser til oljevirksomheten kommer som følge av at økt produksjonsaktivitet fører til høyere inntekter for husholdningssektoren og private konsumenter, dels gjennom økt sysselsetting og dels gjennom høyere lønnsvekst. De økte inntektene gir i sin tur grunnlag for økt privat konsumetterspørsel, og ytterligere produksjonsøkninger i norsk næringsliv.

#### *Totale sysselsettingsvirkninger*

Den samlede sysselsettingseffekten framkommer ved å legge sammen produksjonsvirkningen og konsumvirkningen. Dette gir anslag for de totale sysselsettingsvirkninger av investeringsleveransene.

#### *Eiendomsskatt*

Landanleggsutvidelsene vil medføre økte kommunale inntekter gjennom eiendomsskatt. Eiendomsskatten blir beregnet på grunnlag av investeringskostnadene for prosjektet. Skattetaksten vil bli bestemt av en egen nemd, og vil være fra 60-75% av investeringene. Eiendomsskatten er beregnet ut fra dagens skattesats på 0,7% av skattetaksten. Zimmer-utvalget (NOU 1996:20) anbefaler at den maksimale eiendomsskattesatsen reduseres fra 0,7% til 0,3%.

### **Sikkerhetsstudier**

I forbindelse med planene som ble vurdert for ilandføring av Kvitebjørn og Haltenbanken Sør i 1998 utførte Det Norske Veritas en foreløbig sikkerhetsanalyse for utvidelser av anleggene på Kollsnes. Sikkerhetsanalysen ble utført ved hjelp av et industristandard simuleringsprogram, OHRAT (Offshore Hazard and Risk Analysis Toolkit). Programmet beregner sannsynlighet for og omfang av ulykke basert på inngangsdata som omfatter sannsynlighet for svikt i de enkelte komponenter og utstyr, mulige hendelsesforløp som følge av svikt samt konsekvensmodeller for beskrivelse av effektområdet. I sikkerhetsanalysen ble det lagt vekt

på en kvalitativ evaluering av den økning i risikonivå landanleggsutvidelsene ville representere.

Vurderingen ble gjennomført ved å estimere lekkasjefrekvenser for nytt utstyr som skulle installeres på anleggene. Disse frekvensene, sammen med bemanningsnivået, ble lagt inn som et tillegg til de inngangsdata som ligger inne i de eksisterende OHRAT-modellene for Kollsnes. Resultatet fra simuleringene ble benyttet for å vurdere risiko for personell som arbeider på anleggene, personell som er bosatt/oppholder seg utenfor anleggene samt for eventuelle skipsuhell.

Når det gjelder sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til eventuell bygging av landfall i forbindelse med nye rørledninger, så baseres disse på resultater fra en gjennomført risikoanalyse i tilknytning til Huldra oppkobling til Kollsnes, samt på egne risikovurderinger utført i forbindelse med etablering av nye landfall. Utbyggingskonsept for Huldra oppkobling til Kollsnes er i det alt vesentlige tilsvarende de utbyggingsplaner som foreligger for nye landfall som følge av ilandføring av gass fra Kvitebjørn. Vurderingene er gjort ved å identifisere uønskede hendelser og farlige forhold knyttet til gjennomføring av de ulike aktiviteter, identifisere mulige årsaker, evaluere konsekvenser samt ved å foreslå forebyggende tiltak.

### 3 Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn

#### 3.1 Eksisterende anlegg på Kollsnes

##### Dagens anlegg og produksjon

Kollsnes gassanlegg ligger i Øygarden kommune i Hordaland. På Kollsnes behandles gass fra Troll-feltet. Gassen transporteres til landanlegget gjennom to parallelle flerfaserørledninger. På Kollsnes blir gassen tørket ved hjelp av nedkjøling (ved ekspansjon gjennom en turbin) mens vann, kondensat og glykol skilles ut fra gassen. (Glykol tilsettes på plattformen for å hindre dannelse av hydrat, det vil si isliknende krystaller, i rørledningene). Gassen blir komprimert før den eksporteres via to tørrgassrørledninger i Zeepipe-transportsystemet og videre til kontinentet. Kondensatet blir behandlet i et kondensat-stabiliseringsanlegg og sendt i rørlending til Mongstad og Sture, mens glykol regenereres og pumpes tilbake til plattformen. Kollsnes gassanlegg består av tre gassbehandlingstog, fem eksport-kompressorer, ett kondensat-stabiliseringstog med et forenklet reserve stabiliseringstog, tre glykol-regenereringenheter og hjelpeanlegg.

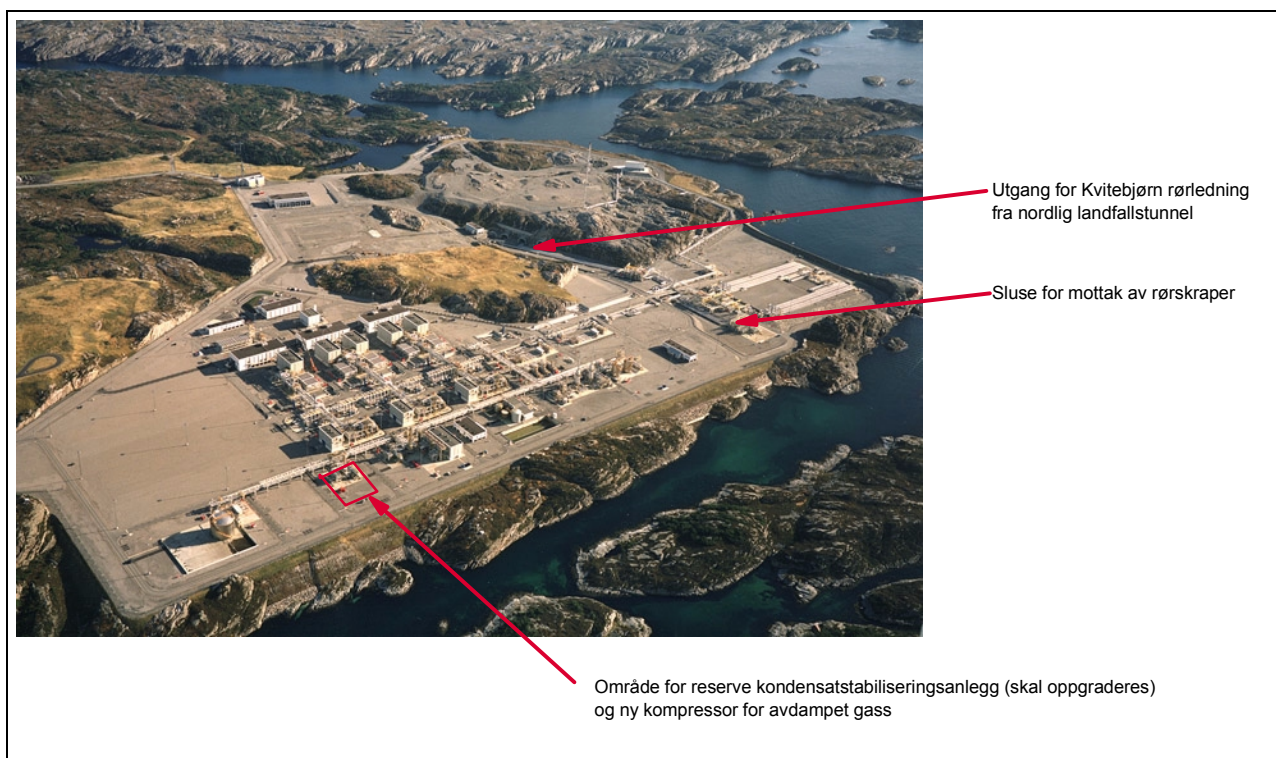
Produksjonsvolumet på Kollsnes i 1998 var 19,9 milliarder Sm<sup>3</sup> salgsgass og 0,5 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat.

##### Andre omsøkte utvidelser på Kollsnes

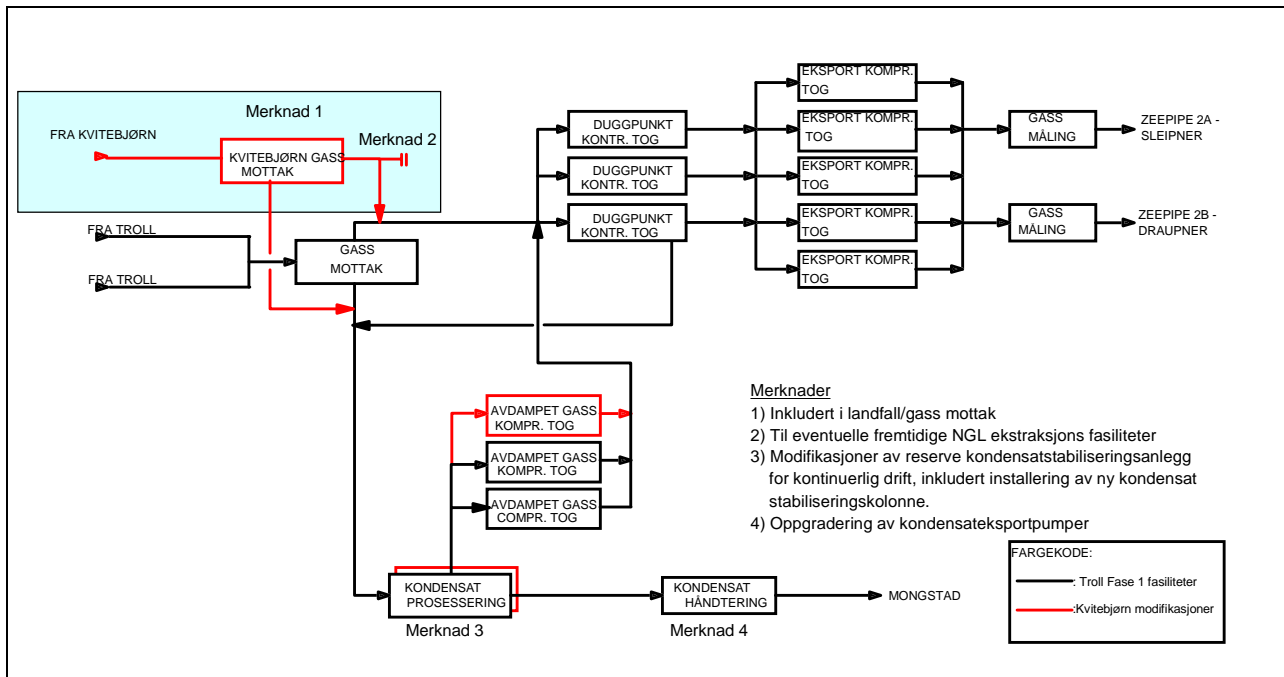
Naturkraft AS planlegger bygging av et 390 MW gasskraftverk på Kollsnes. Naturkraft AS eies av Statkraft, Statoil og Hydro og har fått konsesjon for bygging av to gasskraftverk på Vestlandet. Selskapet avventer avklaring av vilkårene for utbygging av kraftverkene, før det tas beslutning om realisering av prosjektene.

#### 3.2 Modifikasjoner av Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Kollsnes gassanlegg planlegges modifisert for behandling av gass fra Kvitebjørn. Kvitebjørn gass vil bli behandlet i eksisterende prosessanlegg på Kollsnes, innenfor en utblokket gasskapasitet på 120 millioner Sm<sup>3</sup> pr. dag. For behandling av Kvitebjørn gass vil det imidlertid kreves utvidelser for kondensatbehandling og hjelpeanlegg. Et foto av eksisterende anlegg på Kollsnes hvor modifikasjoner for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn er inntegnet er vist i figur 3.1. En prinsippskisse for modifikasjonene er vist i figur 3.2.



Figur 3.1 Plassering av nytt utstyr på Kollsnes



Figur 3.2 Prinsippskisse for modifikasjonene på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn.

## Modifikasjoner i eksisterende prosessanlegg

### Modifikasjoner for rikgass mottak

Rikgass fra Kvitebjørn vil komme inn til Kollsnes med et trykk på 90 barg. Mottaksanlegget for Kvitebjørn vil bestå av nytt ventilarrangement og en ny sluse for mottak av rørskrapere. Gass og væske vil bli ført inn i Troll-anlegget via eksisterende væskefangere. (Det vil være væske til stede i rørledningen grunnet væske som skilles ut fra rikgassen under transporten til land og glykol som er tilsatt).

Som en del av modifikasjonene vil det også bli lagt til rette for å installere et H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg. Pr. i dag er det usikkert om det er behov for et slikt anlegg for Kvitebjørn, dette vil først bli avklart når det er gjort flere analyser av H<sub>2</sub>S-innholdet i gassen. Avhengig av nivået av H<sub>2</sub>S i gassen kan det bli nødvendig å installere et H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg for å tilfredsstille salgsgassspesifikasjonene.

Videre vil det også bli lagt til rette for å ta Kvitebjørngassen inn i et eventuelt nytt NGL ekstraksjonsanlegg. Både et H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg og et NGL-ekstraksjonsanlegg vil medføre behov for en ny avgassingsbeholder for å kunne lede Kvitebjørngassen utenom eksisterende væskefangere. Tilretteleggingen for NGL-anlegget vil bestå av en rørvagring med en flensforbindelse. Dette er den samme avgreningen som vil bli benyttet til H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg/ avgassingsbeholder.

Gassen fra Kvitebjørn har et høyere innhold av våtgass (propan, butan, nafta) enn gassen fra Troll. Dette gjør at det vil bli en vesentlig økt belastning i kondensat-stabiliseringsanlegget og i kompressorene som tar avdampert gass fra kondensatstabiliseringen tilbake til hovedstrømmen. For å kunne behandle gassen fra Kvitebjørn planlegges følgende modifikasjoner i disse systemene:

- Modifikasjoner av reserve kondensat-stabiliseringsanlegg for kontinuerlig drift. Modifikasjonene omfatter en ny kondensat stabiliseringskolonne med tilhørende utstyr, samt oppknytning mot kompressorene for avdampert gass.
- Oppgradering av kondensateksportpumpene, eventuelt installasjon av en ny pumpe.
- Installasjon av en ny 1,4 MW elektrisk drevet kompressor for avdampert gass.

Ny kompressor for avdampert gass er ikke nødvendig ut fra kapasitetshensyn, men vurderes for å sikre tilstrekkelig regularitet. Alternative tiltak vurderes også for å sikre regulariteten.

Eksisterende gassanlegg og eksportkompressorer har tilstrekkelig kapasitet for å prosessere gassen fra Kvitebjørn, gitt de leveranseforpliktelsene Troll har inngått pr. i dag.



### 3.3 Landfallsløsning for rørledningen fra Kvitebjørnfeltet

Ved ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes vil det måtte installeres en rørledning fra Kvitebjørn-feltet til Kollsnes. Det vurderes to alternative landfallsløsninger for en slik rørledning. Basisalternativet omfatter installering av et 26" landfallsrør som vil legges i en ny 1300 meter lang grentunnel inn til eksisterende sørlige landfallstunneler på Kollsnes. Avgreningstunnelen vil sprenges under havbunnen, og vil ha et horisontalt utløp på 125 meters dyp 600-800 meter nord for de eksisterende vertikale tunnelutløpene til Zeepipe 2A, 2B og Troll-rørledningene. Grentunnelen vil bli laget så stor at det totalt vil være plass til fire rørledninger. De siste 1700 meter inn til Kollsnes vil den nye avgreningsrørledningen legges i eksisterende sørlig landfallstunnel (KSS) landfallstunnel, videre i ny tunel/borehull frem til eksisterende nordlig landfallstunnel (KN). Fra utløpet av denne landfallstunnelen vil ledningen så bli lagt parallelt med eksisterende rørledninger 130 meter frem til Kollsnes-mottaksfasiliteter.

Det vurderes også å bruke eksisterende Troll landfall for Kvitebjørn. Det er allerede installert et 36" rør i dette landfallet som ikke er i bruk. Arbeidet med optimalisering av aktuell landfallsløsning vil fortsette i den videre prosjektutviklingen.

Ilandføringsløsninger med rørbru eller forbøyde rør vil bli vurdert for å redusere lengden av ilandføringstunnelen.

### 3.4 Investerings- og driftskostnader

Kostnader forbundet med utbygging og drift av modifikasjonene på Kollsnes er vist i tabell 3.1. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 40\%$ . Eventuell bruk av eksisterende Troll landfall vil kunne redusere kostnadene. Likeledes vil kostnadene bli lavere dersom det ikke er behov for å installere H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegget og avgassingsbeholderen.

Tabell 3.1 Kostnadsestimat for utbygging og drift av modifikasjonene på Kollsnes. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 40\%$ .

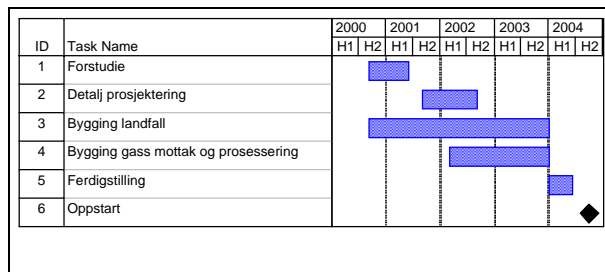
	Investerings-kostnader (mrd 99-kr)	Drifts-kostnader (mill 99-kr)
Landfall	0,4	4
Modifikasjoner for gass mottak og prosessering	0,5 <sup>1)</sup>	70-100 <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Kostnadene forbundet med H<sub>2</sub>S-fjerning utgjør 145 mill 99-kr.

<sup>2)</sup> Nivået på driftskostnadene vil avhenge av hvor mye H<sub>2</sub>S som må fjernes fra gassen.

### 3.5 Prosjektgjennomføring og tidsplan

Tidsplan for prosjektgjennomføringen ved modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn er vist i figur 3.3.



Figur 3.3 Tidsplan for prosjektgjennomføring for modifikasjoner på Kollsnes.

### 3.6 Mulighet for integrasjon med Naturkrafts planlagte anlegg på Kollsnes

Integrasjonseffekten mellom et gasskraftverk og et prosessanlegg går ut på at lavtrykkdamp fra gasskraftverket benyttes som prosessvarme ved at damp fra kraftverket kondenseres i prosessanlegget. Ved å utnytte denne kondensasjonsvarmen vil en kunne oppnå en økning i energieffektivitet og reduksjon i utslipp for anleggene sett under ett. Integrasjon med et eventuelt gasskraftverk er tidligere vurdert for Åsgard-anlegget på Kårstø.

På Kollsnes benyttes varmolje som varmekilde i prosessanlegget. Varmolje er olje i et lukket system, oljen varmes opp i ovner som fyres med brenngass og benyttes deretter som varmemedium i prosessen. Temperaturen på varmolje-systemet på Kollsnes er relativt høy og dersom varmoljen skal varmes opp ved hjelp av damp fra et gasskraftverk, kreves det at dampen tas ut fra kraftverket ved et høyere trykk. Dette vil igjen gi en mer betydelig reduksjon i strømproduksjonen for gasskraftverket i forhold til om dampen tas ut ved et lavere trykk (slik tilfellet ville være for en eventuell integrasjon mellom Åsgard-anlegget på Kårstø og et gasskraftverk). For å vurdere nytten ved en integrasjon for nye anlegg på Kollsnes må en derfor vurdere om redusert strømproduksjon oppveies av redusert brenngassforbruk og tilhørende redusert CO<sub>2</sub>-utslipp. Som et alternativ kan damp fra gasskraftverket tas ut ved et lavere trykk, men en vil da kun oppnå en forvarming av varmoljen og dette vil gi en lavere effekt (i forhold til tilsvarende vurderinger som er gjort for Åsgard-anlegget på Kårstø).

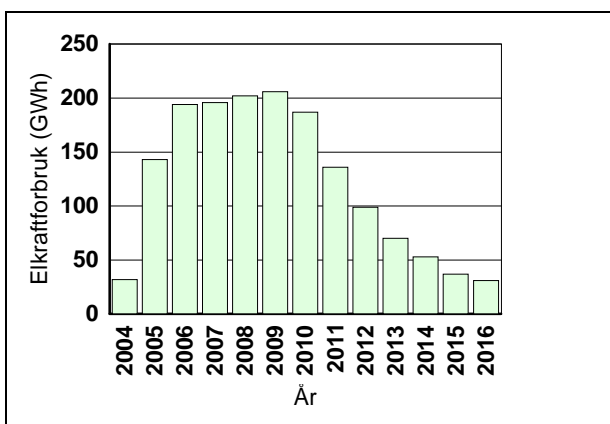
Ved gassbehandling på Kollsnes blir ikke kondensat fraksjonert på Kollsnes, men transportert i Vestprosess kondensatrørledning for fraksjonering på Mongstad. Siden Kollsnes gassanlegg ikke har fraksjoneringsanlegg, er varmebehovet for anleggene på Kollsnes betydelig lavere enn varmebehovet i et integrert anlegg som har både ekstraksjon og fraksjonering (som Åsgard-anlegget på Kårstø). Basert på dagens anlegg og på de vurderte utbyggingsløsningene på Kollsnes vil varmebehovet være mindre for nye utbygginger enn det en så i forbindelse med Åsgard-anlegget på Kårstø. Dette gjør at potensialet for økt energieffektivitet ved integrasjon med et gasskraftverk er relativt lavt for nye anlegg på Kollsnes.

Selv om integrasjonseffekten med et gasskraftverk pr. i dag synes liten for Kollsnes gassanlegg, vil en på et senere tidspunkt, når et gasskraftverk eventuelt besluttes utbygget, kunne gjøre videre vurderinger av en mulig integrasjonsløsning.

### 3.7 Økt kraftforbruk på Kollsnes som følge av modifikasjonene

#### Kraftforbruk for anleggene på Kollsnes

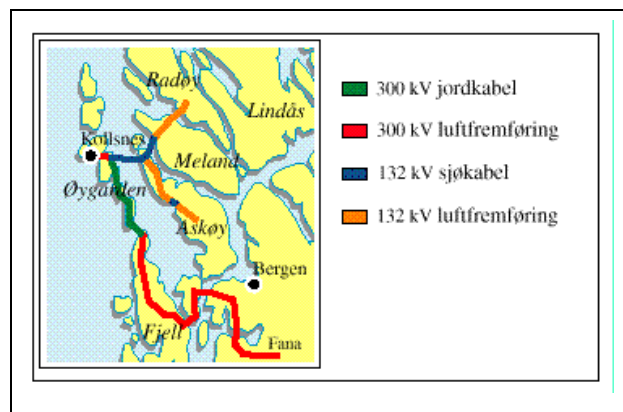
Kollsnes gassanlegg drives vesentlig med elektrisk kraft som forsynes gjennom strømforsyningsnettet. Forbruket av elektrisk kraft var 666 GWh i 1998. De planlagte modifikasjonene på Kollsnes for Kvitebjørn vil gjøre at forbruket av elektrisk kraft på Kollsnes øker med 200 GWh. En profil for økt kraftforbruk på Kollsnes ved behandling av gass fra Kvitebjørn er vist i figur 3.4.



Figur 3.4 Profil for økt kraftforbruk på Kollsnes ved behandling av gass fra Kvitebjørn.

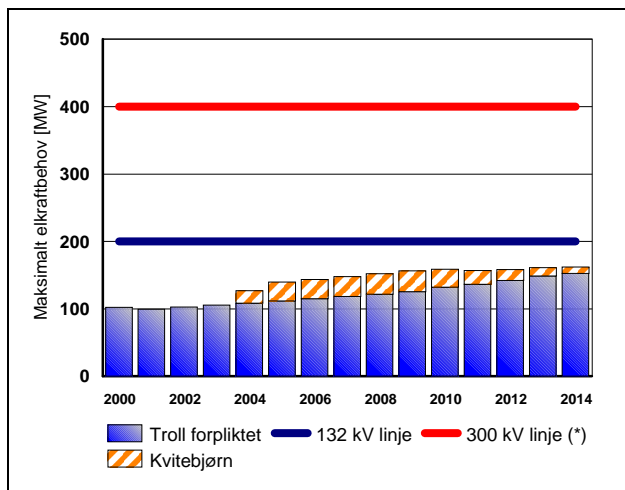
#### Kraftforsyning til anleggene på Kollsnes

Kollsnes gassanlegg og Troll A forsynes med elektrisk kraft i to linjer som vist i figur 3.5. Den ene kommer fra Merkesvik og går i luftspenn frem til Kollsnes. Den andre går over Lille Sotra delvis i jordkabler og i luftspenn frem til Kollsnes. Linjen Merkesvik - Kollsnes opererer på 132 kV og har en kapasitet på 250 MVA (200 MW) (MVA er forkortelse for Mega Volt Ampere). Linje Lille Sotra - Kollsnes opererer på 300 kV og har en kapasitet på 500 MVA (400 MW). Begge linjene forsyner et 132 kV distribusjonsnett inne på Kollsnes. Mellom 300 kV linjen og 132 kV distribusjonsnettet er det en transformator med 250 MVA (200 MW) kapasitet.



Figur 3.5 Eksisterende kraftlinjenett for kraftforsyning til Kollsnes (Omtegnet etter BKK, Kraft til Troll, informasjonshefte).

Figur 3.6 illustrerer el-kraftforbruket for Kollsnes gassanlegg, inkludert modifikasjoner for Kvitebjørn, samt Troll A plattformen, i forhold til kapasiteten i linjenettet (forpliktet produksjonsvolum for Troll er lagt til grunn). Som en ser av figuren vil det være tilstrekkelig kapasitet i hver av de to kraftlinjene til Kollsnes til å dekke det totale forventede behovet på Kollsnes og Troll A.



(\*) Forutsetter installasjon av ny 300/132 KV transformator på Kollsnes.

Figur 3.6 El-kraftbehov for Kollsnes gassanlegg, inkludert modifikasjoner for Kvitebjørn, samt Troll A plattformen.

### 3.8 Sikkerhet

#### Sikkerhetsvurderinger for landfall

Sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til bygging av landfall for rørledningen fra Kvitebjørn til Kollsnes er basert på resultater fra en gjennomført risikoanalyse i tilknytning til Huldra oppkobling mot Kollsnes. Grunnlag for disse vurderingene er beskrevet i kapittel 2.4.

De sikkerhetsmessige vurderingene viser at bygging av landfall vil kunne gjennomføres uten at det oppstår spesielle sikkerhetsmessige problemstillinger som gir uakseptable risikonivå for personell og materiell.

Det har ikke vært gjennomført kjerneboring i utbøringsområdet for landfallstunnelen for å fastslå om det er eventuelle svakhetssoner i fjellet som skal bores. Seismiske analyser som er gjennomført viser imidlertid ingen tegn til at det kan forventes svakhetssoner som truer gjennomføring av boringen.

Det anses ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak med hensyn på sikkerhetsmessige forhold i forbindelse med eventuell etablering av nytt landfall på Kollsnes. Før videre prosjektering av landfallet vil det bli utført kjerneboring for å fastslå om det er eventuelle svakhetssoner i fjellet rundt utbøringsområdet for landfallstunnelen. For å identifisere og forebygge mulige farepotensiale og uhell, vil det under den videre prosjekteringen bli

gjennomført ulike sikkerhetsvurderinger og analyser både for konstruksjonsfasen og driftsfasen.

#### Sikkerhetsanalyser for modifikasjon av eksisterende anlegg på Kollsnes

I forbindelse med vurdering av utbyggingsløsninger på land for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør i 1998 gjennomførte Det Norske Veritas foreløpige sikkerhetsanalyser for utvidelser på Kollsnes. Sikkerhetsmessige forhold for modifikasjonene som nå planlegges på Kollsnes for Kvitebjørn er vurdert i forhold til sikkerhetsanalysene utført av Veritas i 1998, samt i forhold til den totale risikoanalysen for eksisterende anlegg (utarbeidet av Aker/Kellogg i 1994, og senere bearbeidet av Veritas) som også inkluderer noen grad av fremtidige utvidelser.

Veritas konkluderte i sin analyse for nye anlegg på Kollsnes med at risikonivået som følge av de alternative utbyggingsløsningene lå innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstilte myndighetenes bestemmelser. Dette gjaldt risikonivået både for personell som arbeider på anleggene og for tredjepartsinteresser. Resultatene av den totale risikoanalysen for eksisterende Kollsnes gassanlegg er tilsvarende.

Modifikasjonene som nå planlegges på Kollsnes vil innebære en mindre økning av risikonivået enn de nye anleggene Veritas gjennomførte sikkerhetsanalyser for i 1998. Også når de aktuelle tekniske løsningene for modifikasjonene sammenholdes med den totale risikoanalysen for eksisterende anlegg er det klart at prosjektet ikke vil medføre noen økning av risikonivået ut over myndighetenes og Statoils akseptkriterier.

Forhold av betydning for terminalanleggets sikkerhet tas vare på i design. Det vil bli stilt krav til design, fabrikasjon og bygging, testing, drift, inspeksjon og vedlikehold og overføring av erfaring, slik at det modifikasjonene på Kollsnes vil få like høyt sikkerhetsnivå som eksisterende og sammenliknbare anlegg. For å identifisere og forebygge mulige farepotensiale og uhell, blir det under den videre prosjekteringen gjennomført ulike sikkerhetsvurderinger og analyser både for konstruksjonsfasen og driftsfasen.

Resultater fra de ulike analysene vil legges til grunn for vurderinger av sikkerhetsmessige forhold slik som identifisering av risikofaktorer, kvantifisering av risikonivå og maksimale utslippmengder ved

uhellsutslipp, samt eventuelle risikoreducerende tiltak. Landfallet for rørledningen fra Kvitebjørn vil ikke medføre arealbeslag i driftsfasen.

Følgende målsettinger ligger til grunn for det videre sikkerhetsarbeidet for prosjektet:

- Sikkerhetsnivået for modifikasjonene skal tilfredsstillende myndighetenes og Statoils krav og bestemmelser.
- Anleggene skal bygges og drives med et sikkerhetsnivå på høyde med tilsvarende anlegg.
- Modifikasjonene skal ikke medføre uakseptabel økning av risikonivået i området.

### **3.9 Nødvendige offentlige og private tiltak og virkninger på infrastruktur**

Aktuelle utbygginger på Kollsnes vil skje innenfor allerede regulert industriområde. Det vil derfor ikke være behov for endring av reguleringsplaner eller andre kommunale eller fylkekommunale planer. Modifikasjonene vil heller ikke medføre behov for at nåværende sikkerhetssoner rundt anleggene på Kollsnes må utvides. Det kan være aktuelt å utarbeide nye bebyggelsesplaner for de planlagte modifikasjonene.

I anleggsperioden vil det være behov for å benytte offentlige veier for transport av utstyr og ulike komponenter for modifikasjonene. Det vil imidlertid ikke være behov for etablering av permanent ny infrastruktur i form av veger eller andre tiltak som følge av foreliggende planer. Det anses heller ikke nødvendig å oppruste eksisterende veinett som følge av modifikasjonene. Det vil heller ikke være behov for å utvide kapasiteten i dagens linjenett for kraftforsyning til Kollsnes gassanlegg, se også kapittel 3.7.

I forbindelse med etablering av landfall for rørledningen fra Kvitebjørn vil det i avgrensede perioder kunne bli aktuelt å gi restriksjoner for almen ferdsel for skipstrafikken i området. Dette vil først og fremst være aktuelt for selve leggingen av rørledningen frem til landfallsområdet og inntrekking av røret opp på land. Slike restriksjoner gis vanligvis for områder inntil 10 km<sup>2</sup> (ca. 3 km x 3 km) ved bruk av ankerposisjonerte leggefartøy, og ca. 3 km<sup>2</sup> (ca. 1 km x 3 km) ved bruk av dynamisk posisjonerte fartøy. Dette er generelle anslag for leggefartøyer, i praksis kan berørte områder være noe mindre på grunt vann og noe større på dypt vann.

### **3.10 Avvikling**

Utbygger anser det ikke aktuelt på nåværende tidspunkt å utarbeide planer for avvikling av hele eller deler av de modifikasjonene som nå planlegges. Dette vil måtte inngå som en del av den langsiktige drifts- og vedlikeholdsplanleggingen for anleggene på Kollsnes. Det er ingen forhold ved de valgte tekniske løsningene for modifikasjonene på Kollsnes som vanskeliggjør avvikling.

## 4 Samfunnsmessige konsekvenser

### 4.1 Statoils kontraktsfilosofi

EØS-avtalen trådte i kraft for energisektoren ved årsskiftet 1994/95, og åpner for bredere anbudsinnhenting og større internasjonal konkurranse enn tidligere. I forbindelse med avtalen er det utarbeidet et eget innkjøpsdirektiv som blir gjennomført i Norge ved hjelp av en fullmaktslov med forskrifter gitt av regjeringen. Innkjøpsdirektivet omfatter alle varekontrakter over 400.000 EURO, ca. 3,3 millioner kroner, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 mill EURO, ca. 42 millioner kroner. Direktivet krever at oppdragsgiver sørger for likebehandling av leverandører, åpenhet i anbudsprosedyren og tildelingsprosedyren, og objektivitet i leverandørvurderingen. Et liknende direktiv er utarbeidet for tjenestekontrakter.

EØS-avtalens innkjøpsdirektiv stiller strenge krav til hvordan en anbudskonkurranse innenfor offshore-sektoren skal gjennomføres, men har ikke gjort det nødvendig med grunnleggende endringer i Statoils innkjøpsrutiner. Ved utbygginger vil Statoil i anleggsfasen gå bredt ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv, og gjøre bruk av norske bedrifter der de er konkurransedyktige. I driftsfasen vil en søke å bygge opp et leverandørnett rundt landanlegget for å ivareta daglige leveranser. Større vedlikeholdsoppdrag vil bli satt ut på anbud på vanlig måte.

### 4.2 Investerings- og driftskostnader for modifikasjoner på Kollsnes

Investeringsestimater for modifikasjonene på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn er vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Investeringer på Kollsnes fordelt på år. Mrd 99-kr.

	2001	2002	2003	2004	Sum
Landfall	13%	32%	49%	6%	0,4
Modifikasjoner	3%	25%	47%	25%	0,4
H <sub>2</sub> S-fjerning		10%	30%	60%	0,1
Sum					0,9

Driftskostnader for landfallet utgjør 4 millioner kroner pr. år. For modifikasjonene vil driftskostnadene være 70-100 millioner kroner pr. år, avhengig av behovet for H<sub>2</sub>S-fjerning. Mesteparten av

driftsutgiftene utgjøres av energi og H<sub>2</sub>S-absorbent. Ordinære driftsutgifter utgjør i størrelsesorden 15 millioner 99-kroner pr. år. Det planlegges ikke økt driftsbemanning på Kollsnes som følge av behandling av Kvitebjørn gass.

### 4.3 Virkninger av modifikasjoner på Kollsnes på norsk industri

De offshore-rettede delene av norsk næringsliv har for tiden lav oppdragsmengde, og ventes å måtte permittere store deler av sin arbeidskraft utover våren 2000. Årsaken er det lave utbyggingsnivået på kontinentalsokkelen, med få nye større prosjekter, og med svært mange prosjekter i slutfasen av investeringsperioden. Situasjonen ved årsskiftet 1999/2000 ser heller dystert ut, særlig for verkstedindustrien og for petroleumsrettet prosjektering.

Både Kvitebjørn-utbyggingen som helhet, og utbyggingen på land på Kollsnes, kommer dermed svært beleilig for norsk offshore-rettet næringsliv. Selve Kvitebjørn-utbyggingen er selvsagt her klart viktigst, da en direkte berører offshore-verftene og engineeringbransjen, men også utbyggingen på Kollsnes har positive virkninger her.

For utbyggingen på Kollsnes ser en av figur 6.2 at forretningsmessig tjenesteyting nasjonalt ventes å ville få leveranser for rundt 190 millioner 99-kroner. Rundt halvparten av dette tilfaller Statoil selv, resten tilfaller prosjekteringsbedrifter, og vil for disse være et svært kjærkomment tilskudd til beskjefligelsen i en vanskelig periode for næringen. Tilsvarende vil industrivirksomhet nasjonalt få leveranser for rundt 100 millioner 99-kroner over fire år. Noen store utslag på oppdragssituasjonen vil neppe dette gi, men leveransene vil være viktig nok likevel med den ordresituasjonen en for tiden har.

De største leveransene til Kollsnesanleggene tilfaller bygge- og anleggsnæringen. Også her vil dette være viktig for næringen, men ordresituasjonen i bygge- og anleggsvirksomhet er langt bedre enn i verkstedindustrien, det samme gjelder utsiktene for de nærmeste årene fremover.

Regionalt vil industri og prosjekteringsfirmaer kunne få oppdrag i størrelsesorden 40 millioner 99-kroner til Kollsnesutbyggingen. Heller ikke regionalt vil dette i vesentlig grad bedre næringens ordresituasjon, men leveransene vil likevel være viktige nok.

## 4.4 Vare- og tjenesteleveranser til modifikasjoner på Kollsnes

### Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Investeringene på Kollsnes har en ramme på 0,9 milliarder 99-kroner fordelt over fire år i perioden 2001-2004. Dette er etter innenlandske forhold et stort beløp, og kan gi gode muligheter for leveranser både fra norsk næringsliv som helhet, og fra det regionale næringslivet i Bergensområdet.

Med regionalt næringsliv menes i denne sammenheng Bergenshalvøen med øyene utenfor og de nærmeste kommunene i Sogn og Fjordane. Regionen er den samme som er benyttet ved tidligere analyser av Kollsnes-anlegget.

For å kunne anslå virkningene for næringslivet må man gjøre forutsetninger om forventede norske og regionale vare- og tjenesteleveranser til utbyggingsprosjektet. Mulighetene for norske og regionale leveranseandeler er derfor vurdert, basert på tidligere investeringer ved terminalanlegget. Det understrekes at slike vurderinger alltid vil være usikre, da større delprosjekter vil bli satt ut på internasjonale anbud i henhold til EØS-avtalen, og både leverandørenes kompetanse, leveringsdyktighet og pris kan være avgjørende for valget.

Ved beregning av muligheter for nasjonale og regionale leveranser til prosjektet, er investeringene inndelt i underkomponenter, og for hver av disse er norsk og regionalt næringslivs andel av verdiskapningen vurdert. Vanligvis er dette noe lavere enn kontraktverdien, fordi en del verdiskapning lekker ut til utlandet i form av import, særlig av utstyr.

#### Landfall

Landfallsanleggene består av en ny landfallstunnell på vel 1 km, opptrekking av sjørøret i denne, en ventil og målestasjon og en rørskrapesluse. Svært mye av leveransene vil være bygge- og anleggsarbeider, trolig utført av et nasjonalt entreprenørfirma, med en del bruk av regional arbeidskraft.

#### *Prosjektledelse og prosjektering*

Prosjektledelsen vil være i regi av Statoil, dels i Stavanger og dels på Kollsnes. Norsk andel er her 100%, og regional andel anslagsvis 40% av dette. Prosjekteringen vil trolig bli ivaretatt av et norsk prosjekteringsfirma, men dette er neppe fra Bergensområdet. Regional andel av prosjekteringen er dermed begrenset til den virksomhet som vil foregå på

Kollsnes, anslagsvis 20%. Til sammen gir dette en norsk andel på 100% og en regional andel av dette på rundt 30%

#### *Utstyr og bulkleveranser*

Både stålrøret, ventilstasjonen og rørskrapeslusen vil ventelig bli kjøpt inn fra utlandet. Norsk andel av utstyr- og bulkleveransene begrenser seg dermed til kabler o.l., anslagsvis 10%. Regionale utstyr- og bulkleveranser av betydning kan man ikke regne med.

#### *Konstruksjon*

Konstruksjonsarbeidene er i hovedsak bygg- og anleggsarbeider med forventet norsk andel av verdiskapningen på rundt 80%. Rundt 25% av dette vil trolig være regionale underleveranser.

#### *Ferdigstillelse*

Ferdigstillelsesarbeidene utføres gjerne i stor grad av Kollsnes-anleggenes egne folk. Norsk leveranseandel vil derfor trolig være høy, anslagsvis 95%. Rundt 70% av dette vil kunne være regionale leveranser.

#### Modifikasjoner og H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg

Disse anleggene er forholdsvis likeartede, og kan behandles under ett. Felles for begge er at utenlandske utstyrskomponenter monteres av norske bedrifter på Kollsnes.

#### *Prosjektledelse og prosjektering*

Prosjektledelsen vil også her være i regi av Statoil med 100% norsk andel og rundt 40% av leveransene utført i Bergensregionen. Prosjekteringen vil også trolig være norsk, selv om Kollsnes gassanlegg som helhet er prosjektert av et internasjonalt prosjekteringsfirma (Linde). Årsaken er at modifikasjonene ikke innebærer gjennomgripende endringer i anleggene. Vel halvparten av prosjekteringsarbeidene ventes å ville komme fra Bergensområdet, dels på Kollsnes og dels i Bergen.

#### *Utstyr og bulk*

Det meste av utstyret og mye av bulkleveransene må hentes fra utlandet, med beskjedne norske andeler på 20 - 25%. Svært lite av de norske leveransene vil videre komme fra Bergensområdet, neppe mer enn 20%.

#### *Konstruksjon*

Det meste av konstruksjonsarbeidene vil trolig bli foretatt av norske entreprenørfirmaer. Norsk leveranseandel anslås her til nær 90%, med høy regional andel på rundt 70%, da det vil være billigst

og mest effektivt for entreprenørbedriftene å bruke regional arbeidskraft så langt det lar seg gjøre.

#### Ferdigstillelsesarbeider

Disse arbeidene vil trolig i hovedsak utføres av ansatte på Kollsnes. Norsk leveranseandel blir dermed rundt 95%, med anslagsvis 70% regional andel.

Til sammen gir dette nasjonale og regionale vare- og tjenesteleveranser til Kollsnes gassanlegg som vist i tabell 4.2. Nasjonale og regionale leveranser fordelt på næring og år er vist i henholdsvis figur 4.1 og 4.2. Det understrekes at tallene oppgitt her er usikre, da investeringsestimaterne har en usikkerhet på  $\pm 40\%$  samtidig som det er betydelig usikkerhet i anslagene for nasjonale og regionale leveranseandeler.

En ser av tabell og figurer at de beregnede norske leveranser fordeler seg over fire år i perioden 2001-2004, med 2003 som et klart toppår. Nær halvparten av de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene ventes å ville komme fra bygge- og anleggsnæringen, med noe over 300 millioner 99-kroner. Nær 200 millioner kroner ventes videre å tilfalle forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Statoils egen prosjektledelse. Resten fordeler seg med vel 100 millioner kroner på industrivirksomhet, og noe på transport.

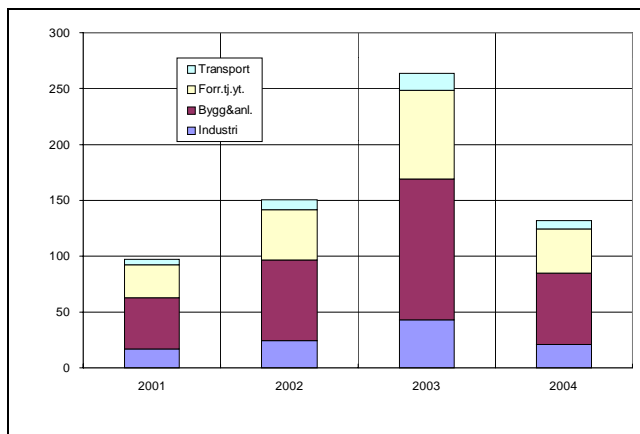
Tabell 6.2 Beregnede norske og regionale leveranser. Mill 99-kr.

Anlegg		Nasjonalt			Regionalt	
		Invest	Andel	Lever	Andel	Lever
Landfall	Prosjed/Prosjekt	80	100%	80	30%	15
	Utstyr og bulk	80	10%	10	-	-
	Konstruksjon	220	80%	175	25%	45
	Ferdigstillelse	20	95%	20	70%	15
Modifikasjo n Kollsnes	Prosjed/Prosjekt	70	100%	70	45%	35
	Utstyr og bulk	105	20%	20	35%	5
	Konstruksjon	140	90%	125	70%	90
	Ferdigstillelse	35	95%	30	70%	25
H <sub>2</sub> S-fjerning	Prosjed/Prosjekt	30	100%	30	45%	15
	Utstyr og bulk	30	10%	-	-	-
	Konstruksjon	70	90%	65	70%	45
	Ferdigstillelse	20	95%	20	70%	10
Sum		900	72%	645	47%	300

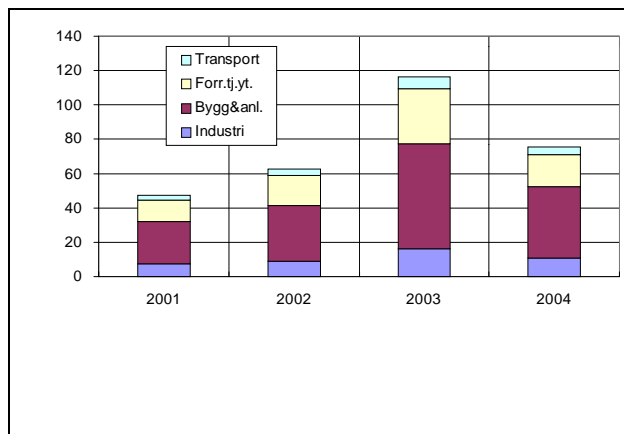
Likeledes ser en at de beregnede regionale leveranser fra næringslivet i Bergens-området også fordeler seg over fire år med en klar topp i 2003. Også regionalt er det bygge- og anleggsvirksomhet som får de største leveransene, med vel 160 millioner 99-kroner. Forretningsmessig tjenesteyting, inkludert Statoils personell på Kollsnes og i Bergen, ventes å ville få leveranser for vel 80 millioner kroner, mens resten fordeler seg på industrivirksomhet og transport.

#### Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Driftskostnadene for landfallet vil utgjøre 4 millioner kroner pr. år. Som beskrevet i avsnitt 6.3 vil mesteparten av driftsutgiftene for modifikasjonene utgjøres av energi og H<sub>2</sub>S-absorbent. Ordinære driftsutgifter utgjør i størrelsesorden 15 millioner 99-kroner pr. år. Modifikasjoner og landfall vil således ikke medføre noen vare- og tjenesteleveranser av betydning i driftsfasen.



Figur 4.1 Nasjonale leveranser fordelt på næring og år. Mill. 99-kr.



Figur 4.2 Regionale leveranser fordelt på næring og år. Mill. 99-kr.

## 4.5 Sysselsettingsvirkninger ved modifikasjoner på Kollsnes

De nasjonale vare- og tjenesteleveranser danner grunnlag for beregning av nasjonale sysselsettingsvirkninger. De samlede nasjonale produksjonsvirkningene som kommer som følge av direkte og indirekte leveranser til prosjektene, samt konsumvirkninger som følge av disse, er beregnet å utgjøre 1860 årsverk fordelt på fire år i perioden 2001-2004. Vel 700 av disse årsverkene er direkte sysselsettingsvirkninger til leverandørbedrifter nasjonalt, mens vel 500 årsverk er sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter nasjonalt. De resterende vel 600 årsverk er konsumvirkninger som følge av de ansattes forbruk, skattebetalinger mv. Tabell 4.3 viser en oppsplitting av de direkte og indirekte sysselsettingsvirkningene fordelt på næring og tid.

Tabell 4.3 Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og år. Årsverk.

	2001	2002	2003	2004	Totalt
Industriproduksjon	40	60	100	50	250
Forretningsmessig tjenesteyting	50	80	140	70	340
Bygg- og anlegg	50	70	130	70	320
Transport	10	20	40	20	90
Varehandel, hotell, restaurant	10	20	30	20	80
Andre næringer	30	40	70	30	170
Totalt	190	290	510	260	1 250

De regionale vare- og tjenesteleveranser er grunnlag for beregning av regionale sysselsettingsvirkninger. Samlet er de regionale sysselsettingsvirkningene i Bergensområdet beregnet til rundt 600 årsverk. Sysselsettingsvirkningene fordeler seg med rundt 300 årsverk på direkte virkninger hos leverandørbedrifter,

rundt 100 årsverk i regionale underleverandørbedrifter og vel 200 årsverk i form av regionale konsumvirkninger. En fordeling av regionale direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger på næring og tid er vist i tabell 4.4.

Tabell 4.4 Regionale produksjonsvirkninger fordelt på næring og år. Årsverk.

	2001	2002	2003	2004	Totalt
Industriproduksjon	10	10	25	15	60
Forretningsmessig tjenesteyting	20	25	50	30	125
Bygg- og anlegg	25	35	65	45	170
Transport	5	5	10	5	25
Varehandel, hotell, restaurant	5	5	5	5	20
Andre næringer	0	5	5	0	10
Totalt	65	85	160	100	410

## 4.6 Eiendomsskatt til Øygarden kommune

Modifikasjonene på Kollsnes vil gi økte kommunale inntekter gjennom eiendomsskatt. Eiendomsskatten blir beregnet på grunnlag av investeringskostnadene for prosjektet. Skattetaksten vil være bestemt av en egen nemnd og den ligger vanligvis på rundt 60% av investeringene. Øygarden kommune praktiserer i dag eiendomsskatt på verker og bruk med en skattesats på 0,7% (som er det maksimale nivået for kommunal eiendomsskatt). Zimmer-utvalget (NOU 1996:20) anbefaler at den maksimale eiendomsskattesatsen reduseres fra 0,7% til 0,3%. Dersom denne anbefalingen vedtas av myndighetene vil eiendomsskatten til Øygarden kommune som følge av utbyggingen mer enn halveres i forhold til det som er oppgitt her.



Med investeringer i landfall, modifikasjoner av eksisterende anlegg samt nytt H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg vil det totale investeringsnivået på Kollsnes være 0,9 milliarder 99-kroner. Med en skattetakst på anslagsvis 60% av investeringene vil Øygarden kommune kunne kreve eiendomsskatt av 540 millioner kroner. Med dagens skattesats på 0,7% vil eiendomsskatten utgjøre rundt 3,8 millioner kroner.

## 4.7 Trafikkmessige, sosiale og helsemessige konsekvenser av modifikasjoner på Kollsnes

### Trafikkmessige forhold

Det vil i perioder kunne bli noe økt trafikk på veinettet i nærområdene rundt Kollsnes som følge av modifikasjonene. Trafikken vil være relatert både til anleggsarbeider inne på industriområdet og til frakt av tunge utstyrskomponenter.

I Øygarden har riksvei 561 en gjennomgående god standard med tilstrekkelig bæreevne helt opp til Sture. Trafikken sør for Kollsnes er på 1500 biler pr. døgn.

#### Konsekvensvurdering

Generelt vil ulykkesrisikoen endre seg proporsjonalt med endringen i trafikkbelastningen under ellers sammenlignbare forhold. Det vil si at risiko for ulykker vil dobles ved en dobling av trafikken dersom andre faktorer som veibredde, fartsgrenser mm. holdes konstant. Økt veitrafikk i forbindelse med modifikasjonene på Kollsnes vil dermed teoretisk kunne gi en økning i ulykkesrisikoen. Trafikken på det eksisterende veinettet er imidlertid lav, og eksisterende veinett anses å ha stor kapasitetsreserve. Anleggstrafikken er heller ikke større enn at det kun vil gi en beskjeden merbelastning på hovedveiene i området.

Anleggstrafikk var en vesentlig problemstilling under utbygging av eksisterende Kollsnes gassbehandlingsanlegg. Modifikasjonene som nå planlegges er imidlertid vesentlig mindre omfattende og forventes ikke å gi noen betydelig innvirkning på trafikkbelastningen i området.

#### Avbøtende tiltak

Det vurderes ikke å være behov for spesielle avbøtende tiltak knyttet til anleggstrafikk. Trafikkbelastningen vil bli av en lavere størrelsesorden enn det som tidligere har vært håndtert på veinettet i regionen i forbindelse med tidligere utbyggingsprosjekter på Kollsnes. Imidlertid

kan det i perioder være aktuelt å vurdere spesiell skilting og fartsbegrensning på særlig utsatte strekninger.

### Sosiale forhold

Bemanning i anleggsperioden for utvidelsene på Kollsnes er vist i tabell 4.5. Det forventes ikke at den bemanningsøkningen det her er snakk om vil gi spesielle konsekvenser for befolkning, arbeidsmarked eller boligbehov. Nødvendig behov for midlertidige boliger i anleggsperioden forventes å dekkes av anleggsleiren på Kollsnes, eventuelt ved utvidelse av denne.

Tabell 4.5 Bemanning i anleggsperioden for modifikasjoner på Kollsnes.

	År			
	2001	2002	2003	2004
Totalt Kollsnes	20	80	170	30
- Landfall <sup>1)</sup>	5	50	130	-
- Modifikasjoner <sup>1)</sup> landanlegg	15	30	40	30

<sup>1)</sup> Bemanningen oppgitt her reflekterer snittbemanningen over året, den reelle bemanningen vil variere gjennom året. Bemanningstallene for modifikasjoner landanlegg tar høyde for bygging av H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg/ avgassingstank. Dersom det ikke blir behov for disse enhetene vil anleggsbemanningen bli lavere enn oppgitt her.

### Helsemessige forhold

Eventuelle konsekvenser av modifikasjonene av betydning for helsemessige forhold vil være knyttet til økninger i utslipp til luft, samt til støymessige forhold. I kapittel 5.1 og 5.3 er det redegjort for konsekvenser for henholdsvis utslipp til luft og støy som følge av modifikasjonene. De beregnede verdiene som er oppgitt i disse kapitlene referer til en større utbygging på Kollsnes, og konsekvensene av modifikasjonene som nå er aktuelle vil derfor bli av mindre omfang.

Som vist i kapittel 5.1 vil timesmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bygging av et nytt anlegg være maksimalt 26 µg/m<sup>3</sup> som er under en fjerdedel av gjeldende luftkvalitetskriterium fra SFT. Modifikasjonene som nå er aktuelle på Kollsnes vil ha lavere utslipp og dermed gi lavere maksimal timeskonsentrasjon enn dette. Bakgrunnsverdier, hovedsakelig fra veitrafikk ved vind fra befolket område fra øst, har gitt timemiddelkonsentrasjon av NO<sub>2</sub> på 50 µg/m<sup>3</sup> og over, opptil 69,1 µg/m<sup>3</sup>, i en frekvens på 5-6 ganger pr. år. Det vurderes som lite sannsynlig at bakgrunnsverdiene og de beregnede verdier ved full

utbygging i sum vil overskride grenseverdien på 100  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , dette blant annet fordi maksimalverdiene forekommer ved motsatte vindretninger.

Bygging av et nytt anlegg ville, sammen med etablering av et eventuelt gasskraftverk, maksimalt bidra med årsmiddelkonsentrasjoner av  $\text{NO}_x$  på inntil 0,3  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Den totale middelkonsentrasjonen for ett år, medregnet bakgrunnskonsentrasjonen, vil da forventes å bli ca. 6,6  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Dette er betydelig lavere enn SFTs grenseverdier på 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , og vurderes således ikke å medføre helsemessige konsekvenser. Modifikasjonene som nå er aktuelle på Kollsnes vil dessuten ha lavere utslipp og dermed gi lavere bidrag til årsmiddelkonsentrasjonen enn det som er oppgitt her.

Bakgrunnsverdiene for ozon i Kollsnes-området er relativt høye, men normale for kysten på Vestlandet. Timemiddelkonsentrasjonene oversteg anbefalt grenseverdi på 100  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  i 459 timer i løpet av en måleperiode på 1 år og 10 dager i 1991-92. Det er observert effekter på mennesker ned mot 160  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  ved eksponering i 1-3 timer med lett aktivitet/trening. Når det gjelder kronisk eksponering og helseeffekter så foreligger det pr. i dag ikke klare konklusjoner. Som vist i kapittel 8.1 vil utbygging av et nytt anlegg, sammen med etablering av et eventuelt gasskraftverk kunne bidra med ca. 1  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  ozon på bakkenivå, noe som gir et helt marginalt tilleggsbidrag til ozonkonsentrasjonene i luft. Modifikasjonene som nå er aktuelle på Kollsnes vil ha lavere utslipp og dermed gi et lavere bidrag til ozonkonsentrasjonen enn oppgitt her.

Som vist i kapittel 5.3 vil beregnet maksimalt ekvivalent lydnivå i driftsfasen etter utbygging av et nytt anlegg på Kollsnes, sammen med etablering av et eventuelt gasskraftverk, ligge omlag 4 dB under SFT sitt krav til ekvivalent lydnivå ved bolig om natten. Modifikasjonene som nå planlegges på Kollsnes er av mindre omfang enn det nye anlegget beregningene er utført for, og støynivået vil derfor bli lavere. Støy i driftsfasen vurderes således ikke å medføre spesielle helsemessige konsekvenser.

I anleggsfasen vil beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ligge 3-13 dB under SFTs grenseverdier, og er dermed vurdert som helsemessig akseptabelt. Disse tallene referer seg også til bygging av et nytt anlegg, modifikasjonene som nå planlegges er av mindre omfang og det kan derfor ventes at støynivået vil bli lavere.

For arbeidene med etablering av et nytt landfall viser beregningene at lydnivået ved nærmeste nabo vil ligge 8 dB under gitte grenseverdier på dagtid, 3 dB under gitte krav på kveldstid og 2 dB over gitte krav om natten. Disse beregningene tok, som beskrevet i kapittel 8.3, utgangspunkt i at tunnelene skulle starte i dagen. I virkeligheten vil tunnelene starte under bakken, inne i eksisterende landfallstunneler. Dette innebærer at det reelle støynivået vil bli betydelig mindre enn oppgitt her. Støy i forbindelse med anleggsarbeider for landfallet vurderes derfor ikke å gi helsemessige konsekvenser av betydning.

## 5 Miljømessige konsekvenser av modifikasjoner på Kollsnes

I dette kapittelet blir miljømessige konsekvenser av modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn beskrevet. Konsekvensvurderingene tar for flere av parametrene utgangspunkt i vurderinger som ble gjort i 1998 for en større utbygging på Kollsnes for Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. Foreliggende utbyggingsplaner omfatter ikke et slikt anlegg.

Konsekvensvurderingene tar også hensyn til at Naturkraft planlegger bygging av et gasskraftverk på Kollsnes. Utslippene forbundet med modifikasjonene for Kvitebjørn er derfor vurdert både i forhold til utslippene fra eksisterende anlegg og i forhold til utslippene fra et eventuelt gasskraftverk.

### 5.1 Utslipp til luft

#### Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Utslipp til luft fra dagens prosessanlegg på Kollsnes omfatter i hovedsak CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC. Utslippene fra anlegget i 1998 er vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1 Utslipp til luft (tonn) fra Kollsnes gassanlegg i 1998, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i utslippstillatelse datert 20.04.98.

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	VOC <sup>1)</sup>
Utslipp 1998	30.000	52 <sup>2)</sup>	19	1.193
Utslippsgrense	-	46	28	740

<sup>1)</sup> Inkludert metan.

<sup>2)</sup> Vurderinger og eventuelle tiltak knyttet til overskridelsene av utslippstillatelsen pågår i driftsenheten for Kollsnes gassanlegg.

Av de totale utslippene av VOC på 1.193 tonn i 1998 utgjorde metan 783 tonn, det vil si 66%.

VOC-utslippet på Kollsnes ligger betydelig over grenseverdiene gitt i utslippstillatelsen. Hovedårsaken til overskridelsen er driftsmessige problemer knyttet til lavtrykkfakkelen. Det er gitt fornyet midlertidig dispensasjon fra SFT for utslipp frem til 01.06.00. En modifikasjon knyttet til lavtrykkfakkelen gjennomføres og skal verifiseres gjennom målinger i løpet av våren 2000.

Kollsnes gassanlegg drives av elektrisk kraft og har derfor et lavt utslipp av CO<sub>2</sub>. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra Kollsnes skyldes vesentlig utslipp knyttet til fakling. I tillegg drives varmoljeovnene på anlegget av fyrgass.

Til dette ble det i 1998 benyttet 5,5 millioner Sm<sup>3</sup> fyrgass.

Et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes vil gi utslipp til luft som vist i tabell 5.2.

Tabell 5.2 Beregnede utslipp til luft (tonn) fra et gasskraftverk på Kollsnes.

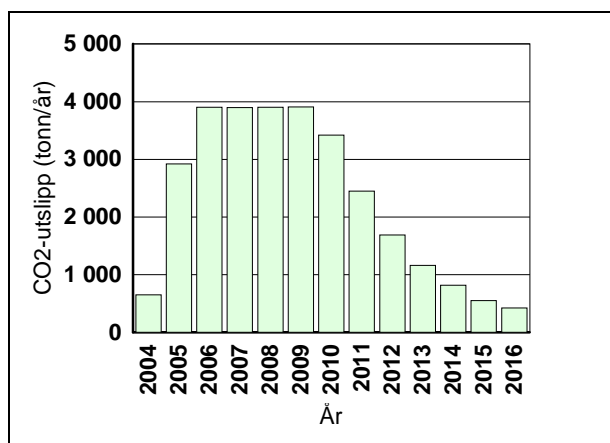
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	VOC
Utslipp	1.050.000	560	275	<88

#### Utslipp fra modifikasjoner på Kollsnes

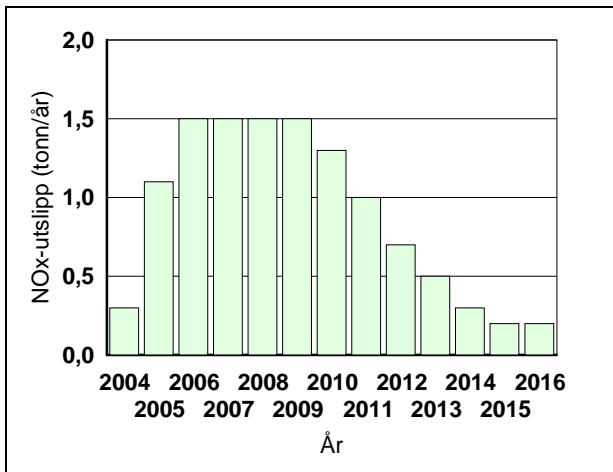
Modifikasjonene på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn vil medføre økte utslipp til luft som vist i tabell 5.3. Utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> som følge av behandling av Kvitebjørn gass er også vist som profil over produksjonsperioden i henholdsvis figur 5.1 og 5.2. Fyrgassen som benyttes på Kollsnes inneholder svært lite svovel, og økningen i utslipp av SO<sub>2</sub> som følge av modifikasjonene vil derfor være ubetydelig.

Tabell 5.3 Beregnede utslipp til luft som følge av modifikasjonen på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn.

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	VOC
Utslipp	4.000	2	3	94



Figur 5.1 Profil for CO<sub>2</sub>-utslipp ved behandling av Kvitebjørn gass på Kollsnes.



Figur 5.2 Profil for NO<sub>x</sub>-utslipp ved behandling av Kvitebjørn gass på Kollsnes.

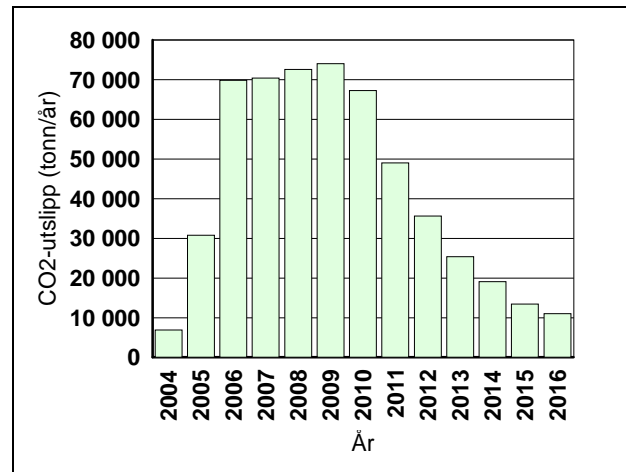
## Konsekvensvurdering

### Konsekvensvurdering CO<sub>2</sub> og CO

Modifikasjonene på Kollsnes for Kvitebjørn vil gi lave utslipp av CO<sub>2</sub>.

Siden utslipp av CO<sub>2</sub> ikke har lokale og regionale miljøkonsekvenser, må en utslippøkning ses i sammenheng med forpliktelser og tiltak iverksatt på nasjonalt nivå. En økning av utslippene som følge av ett enkelt utbyggingsprosjekt kan ikke sees isolert, men må betraktes i forhold til selskapets totale miljømålsettinger når det gjelder CO<sub>2</sub>.

CO<sub>2</sub>-utslipp angitt i tabell 5.3 og figur 5.1 er de utslippene som vil komme på Kollsnes som følge av utbygging av nye anlegg. I tillegg til dette lokale CO<sub>2</sub>-utslippet vil drift av anleggene også medføre utslipp av CO<sub>2</sub> i forbindelse med produksjon av el-kraft for anleggenes behov. CO<sub>2</sub>-utslipp ved produksjon av el-kraft vil komme fra det enkelte anlegg som produserer denne kraften. Økt strømforbruk på Kollsnes som følge av modifikasjonene er vist i kapittel 3.7. Økt CO<sub>2</sub>-utslippet fra produksjon av kraft til drift av modifiserte anlegg vil være inntil ca. 75.000 tonn pr. år. En profil for CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med strømproduksjon er vist i figur 5.3. Grunnlaget for beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med produksjon av elektrisk kraft er beskrevet i kapittel 2.4.



Figur 5.3 Profil for CO<sub>2</sub>-utslipp som følge av produksjon av elektrisk kraft for behandling av Kvitebjørn gass på Kollsnes. Disse utslippene vil komme fra det enkelte anlegg som produserer kraften.

Utslipet av CO på Kollsnes i 1998 var 19 tonn. Modifikasjonene for behandling av Kvitebjørn gass vil gi et økt CO-utslipp på 3 tonn pr. år. CO-utslippet på Kollsnes vil dermed ligge godt innenfor grenseverdien i eksisterende utslippstillatelse også ved behandling av gass fra Kvitebjørn.

### Konsekvensvurdering NO<sub>x</sub> og VOC

Det har vært gjort en rekke studier og måleprogram vedrørende utslipp til luft fra utbygde og allerede omsøkte anlegg i Kollsnes-området, spesielt for å vurdere effektene av NO<sub>x</sub>-utslipp.

Norsk institutt for luftforskning (NILU) utførte grunnlagsmålinger av luftkvalitet i Kollsnes-området før utbygging av eksisterende anlegg. Målingene ble utført i 1991/92 på Rosnes, ca. 2 km øst for Kollsnes, og viste at luftkvaliteten på Kollsnes var god. Konsentrasjoner i luft og avsetning av nitrogen og svovel til bakken var dominert av langtransportert forurensning og var svært like de nivåer en finner på lite forurensede steder på Vestlandet. Årsmiddelkonsentrasjonen av nitrogenoksider i luft ble målt til 5,4 µg/m<sup>3</sup>, mens den maksimale timesmiddelkonsentrasjonen ble målt til 99,5 µg/m<sup>3</sup>.

Nye målinger utført av NILU i 1997/98 har vist at luftforurensningssituasjonen i området rundt Kollsnes fremdeles er influert av langtransportert luftforurensning. Lokalt vil også de lokale utslippene bidra. Målinger av NO<sub>x</sub> i luft i oktober 1997 til mars 1998 viste at det midlere forureningsnivået på Kollsnes er lavt og sammenlignbart med konsentrasjonsnivået på lite forurensede steder i

Norge. Den målte middelkonsentrasjonen av NO<sub>x</sub> for perioden oktober 1997 til mars 1998 var 5 µg/m<sup>3</sup> på Herdlevær og 7 µg/m<sup>3</sup> på Blomvåg.

I forbindelse med vurderingene av ulike utbyggingsløsninger for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør på Kollsnes i 1998 vurderte NILU (Norsk institutt for luftforskning) konsekvensene av økte utslipp fra nye anlegg. NILU gjennomførte da spredningsberegninger og vurderinger av utslipp for flere scenarier, der utbyggingsalternativet med lavest utslipp hadde et årlig NO<sub>x</sub> utslipp på 20 tonn. For modifikasjonene som nå planlegges på Kollsnes er det årlige NO<sub>x</sub>-utslippet 2 tonn. Konsekvensene av modifikasjonene vil altså være vesentlig mindre enn det som beskrives her for NILUs beregninger fra 1998.

Tabell 5.4 viser beregnet maksimal timesmidlet bakkekonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Likeledes viser tabell 5.5 beregnet årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub>, og tabell 5.6 estimat for nitrogenavsetning.

Tabell 5.4 Maksimal beregnet timemidlet bakkekonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Bidraget fra modifikasjoner for Kvitebjørn vil være lavere enn oppgitt for nytt anlegg.  
Enhet: µg/m<sup>3</sup>.

Nytt anlegg med NO <sub>x</sub> -utslipp på 20 tonn pr. år	6
Eksisterende anlegg	8 <sup>1)</sup>
Eventuelt gasskraftverk	20
Bakgrunnsnivå	~ 6
Total	26
SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for timemiddelkonsentrasjon av NO <sub>2</sub>	100

<sup>1)</sup> Bidraget fra fakling er ikke inkludert.

Tabell 5.5 Årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Bidraget fra modifikasjoner for Kvitebjørn vil være lavere enn oppgitt for nytt anlegg.  
Enhet: µg/m<sup>3</sup>.

Nytt anlegg med NO <sub>x</sub> -utslipp på 20 tonn pr. år	0,3
Eksisterende anlegg	0,3
Eventuelt gasskraftverk	0,4
Bakgrunnsnivå	~ 6
Total	6,6
SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium av NO <sub>2</sub> for et år for vegetasjon	30

Tabell 5.6 Estimat for total nitrogenavsetning for et år i området med maksimal belastning (ca. 5-15 km NNØ for Kollsnes gassanlegg), ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Bidraget fra modifikasjoner for Kvitebjørn vil være lavere enn oppgitt for nytt anlegg.

Enhet: mg nitrogen/m<sup>2</sup>.

Nytt anlegg med NO <sub>x</sub> -utslipp på 20 tonn pr. år	~ 1
Eksisterende anlegg	2
Eventuelt gasskraftverk	36
Bakgrunnsnivå	1000-1350
Total	1040-1390

NILUs beregninger av maksimal timesmidlet NO<sub>x</sub>-konsentrasjon viser at bidraget fra et anlegg som har et årlig NO<sub>x</sub>-utslipp på 20 tonn vil være lavt, og at den totale timemidlete NO<sub>x</sub>-konsentrasjonen vil ligge langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium på 100 µg/m<sup>3</sup>. Likeledes kan en se av tabell 8.5 at årsmiddelverdi for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft ved Kollsnes vil ligge langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier. NILU forventer derfor ingen direkte skader på planteliv eller dyreliv på grunn av økte NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft ved en slik utbygging. Også bidraget til nitrogenavsetning være lavt.

Utslipp av NO<sub>x</sub> sammen med VOC vil føre til dannelse av ozon. For å undersøke virkningen på ozonkonsentrasjon fra de nye anleggene som ble vurdert i 1998 tok NILU utgangspunkt i tidligere beregninger utført for et gasskraftverk på Kollsnes. Disse beregningene indikerer at dannelsen av ozon er sterkt avhengig av bakgrunnskonsentrasjonen. Ozonkonsentrasjonene som følge av bakgrunnsnivå varierer mye fra år til år, og vil i perioder ligge over SFTs anbefalte retningslinjer for timeverdier hvert år i hele landet. NILUs beregninger viser at nye anlegg på Kollsnes maksimalt vil øke ozonkonsentrasjonen i områdene rundt Kollsnes med 1 µg/m<sup>3</sup> ved bakkenivå, dette gjelder et anlegg som hadde årlig NO<sub>x</sub>-utslipp på 220 tonn. NILU forventet ikke at en slik utslippsøkning ville øke overskridelsene av ozonkonsentrasjonene i området, og bidraget til den akkumulerte eksponeringsdosen ville antagelig ikke være målbart.

Kollsnes-området har en årlig nitrogenavsetning på 1000-1350 mg N/m<sup>2</sup> pr. år og ligger i det området av Norge som har høyest nitrogenbelastning fra langtransportert luftforurensning. NILU konkluderte i sine vurderinger i 1998 med at utslippsøkninger fra Kollsnes i forbindelse med nye anlegg ikke ville bidra til å endre størrelsen av områder der tålegrensen for tilførsler av syre til overflatevann er overskredet. I

områder der tålegrensen allerede er overskredet vil økt nitrogenbelastning kunne bidra til økt forsuring. NILU beskrev forsuringsbidraget fra de nye anleggene som ble vurdert i 1998 som svært lavt. Ingen av de vurderte utbyggingsalternativene ville overskride tålegrensene for kysttlynghet. NILU ville imidlertid ikke utelukke at økt nitrogenavsetning fra nye anlegg kan bidra til å endre artssammensetningen i næringsfattige nedbørsmyrer.

Utslipet av NO<sub>x</sub> fra behandling av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes vil være 1/20 av det laveste utslippet NILU vurderte i sine beregninger i 1998. Innvirkningen på NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft og på nitrogenavsetning kan derfor forventes å bli vesentlig lavere for de modifikasjonene som nå er aktuelle.

### Avbøtende tiltak

Modifikasjonene på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn vil gi lave utslipp til luft. Det anses ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak for å redusere utslippene.

Statoil etablerte i 1997 et eget CO<sub>2</sub>-teknologiprogram med sikte på å utvikle teknologi for å redusere utslipp. Resultatene fra programmet skal gi grunnlag for beslutninger om gjennomføring av tiltak. De fleste tiltak som er vurdert gjelder offshore-anlegg. For tiltak på eksisterende feltinstallasjoner har en kommet frem til at utslippsreduksjoner på 20% kan oppnås innenfor en tiltakskostnad på rundt 400 kroner pr. tonn CO<sub>2</sub>. For nye feltutbygginger er mulighet for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp ved hjelp av teknologi som kombikraftverk, eksosgassinjeksjon og gjenvinning av fakkeltgass vurdert. For kraftgenerering er det sett på reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp ved avgassrensing basert på aminanlegg og hydrogengraft. Innenfor området ny teknologi har CO<sub>2</sub>-programmet vurdert teknologi for CO<sub>2</sub>-separasjon, turbinteknologi, utnyttelse av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte ved oljeutvinning samt deponering av CO<sub>2</sub> i reservoarer. Også utnyttelse av ren CO<sub>2</sub> til kommersielle og industrielle formål har vært vurdert i programmet.

CO<sub>2</sub>-programmet har utført enkelte studier for å vurdere utslippsreduksjon fra landanleggene, og videre arbeid med dette pågår. Siden Kollsnes gassanlegg drives med elektrisk kraft fra nettet er det få aktuelle tiltak for CO<sub>2</sub>-reduksjon for dette anlegget. Økt CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med behandling av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes er forholdsvis beskjedent, og det anses ikke hensiktsmessig i dette prosjektet å

gjennomføre særlige tilretteleggingstiltak for fremtidig reduksjon av utslippet.

For reduksjon av VOC-utslipp fra eksterende anlegg gjennomføres det en modifikasjon knyttet til lavtrykkfakkelen.

## 5.2 Utslipp til sjø

### Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Utslipp til sjø fra eksisterende anlegg på Kollsnes består i dag av utslipp fra vannrenseanlegget. Renseanlegget behandler hydrokarbonholdig vann fra:

- Toppstrømmen fra de tre monoetylenglykol (MEG) regenereringspakkene, som inneholder MEG både oppløst og i blanding med hydrokarboner, samt metanol som er brukt for å hindre hydratdannelse.
- MEG og hydrokarbonholdig vann fra spill o.l. som blir samlet opp i nærheten av lagertanker og i områder for rørskrapesendere og -mottakere.

Hydrokarbonholdig vann blir rensert ved en kombinasjon av mekanisk separasjon (sentrifuger) og biologisk nedbrytning. Utslipet av avløpsvann skjer på ca. 14 meters dyp og ca. 35 meter fra land. Tabell 5.7 viser utslipp til sjø fra eksisterende anlegg på Kollsnes i 1998. Totalt utslipp fra vannrenseanlegget inkludert vann fra åpent avløp ligger på omtrent 120.000 m<sup>3</sup> vann pr. år.

Tabell 5.7 Utslipp til sjø fra Kollsnes gassanlegg i 1998, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i utslippstillatelse datert 20.04.98.

	Målte utslipp fra vannrenseanlegget i 1998	Utslippstillatelse
Vann	- <sup>1)</sup>	-
Totalt organisk karbon (TOC)	3,4 tonn	8,6 tonn
Hydrokarboner	0,08 tonn	0,94 tonn
Fenol	12,3 kg <sup>1)</sup>	maks 0,5 mg/l
Ammonium	0,07 tonn	0,86 tonn

<sup>1)</sup> Vannmengde i 1998 for vannrenseanlegget inkludert åpent avløp var 118.000 m<sup>3</sup>.

Det vil også bli utslipp til sjø fra et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes. Alt forurenset vann fra gasskraftverket vil bli samlet opp og behandlet før utslipp til sjø. Aktuelle utslipp er knyttet til spillvann, overvann og vann fra spyling, vask og vedlikehold. Tabell 5.8 viser typiske verdier for kontinuerlige utslipp som oppgitt i utslippsøknad fra Naturkraft AS.

Tabell 5.8 Forventede utslipp til sjø fra et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes.

Vannmengde	Kjemisk oksygenforbruk (COD)	Olje	Fosfat
10 m <sup>3</sup> /døgn	0,18-0,36 tonn/år	0,01-0,05 tonn/år	3,5-14 kg/år

### Utslipp fra modifikasjoner på Kollsnes

Modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn vil medføre en økning av utslipp til sjø fra vannrenseanlegget på 1 m<sup>3</sup> pr. time, noe som tilsvarer i underkant av 9.000 m<sup>3</sup> pr. år. Innholdet av komponenter i avløpsvannet forventes å være identisk med det vannet som i dag håndteres i eksisterende anlegg på Kollsnes.

Modifikasjonene vil ikke medføre økte utslipp av kjølevann til sjø.

### Konsekvensvurdering

På Kollsnes ble det i forbindelse med etableringen av gassanlegget gjennomført grunnlagsundersøkelser for det marine miljø. Senere er det gjort en rekke oppfølgende undersøkelser som ledd i et overvåkingsprogram for Kollsnes. De seneste undersøkelsene er gjort av utvalgte parametere innen områdene sublittorale sedimenter (bunnsedimenter) og fjæresonen (1995), og en undersøkelse av fastsittende fauna og flora i innlagringssjiktet for avløpsvann til sjø (1997), samt undersøkelser av sublittorale sedimenter og strandsamfunn (1998). De oppfølgende undersøkelsene viser at det ikke kan påvises merkbare endringer i artssammensetning og individantall på målestasjonene som kan relateres til driften av terminalanlegget.

Undersøkelsene av bunnsedimenter i strandsonen har omfattet generelle sedimentkarakteristika, utvalgte tungmetaller og totalt hydrokarboninnhold (THC). For alle metallene, med unntak av kadmium, er det liten variasjon mellom undersøkelsene, og eventuelle endringer i verdier kan forklares utfra naturlig variasjon i området. Det foreligger ingen indikasjoner på at endringer i kadmium nivå kan tilskrives aktiviteten på anlegget. Fra 1991 til 1995 ble det påvist en økning i innholdet av THC ved to av de mest utsatte prøvetakingsstasjonene. I 1998 hadde verdiene stabilisert seg. Det er antatt at de økte verdiene, som vesentlig forekommer i Kvaliosen, er assosiert med stor aktivitet knyttet til bygging og drift av kaianleggene i området.

Dagens utslipp fra vannrenseanlegget inkludert vann fra åpent avløp ligger i størrelsesorden 120.000 m<sup>3</sup> pr. år. Modifikasjonene for Kvitebjørn vil kunne øke dette utslippet med i underkant av 10%.

Renseanlegget har god kapasitet til å behandle vann fra nye anlegg, også inkludert vann fra et eventuelt gasskraftverk. Sett på bakgrunn av de undersøkelser som er gjennomført, ventes det ikke at en økt tilførsel av avløpskomponenter i den størrelsesorden det er snakk om her vil medføre en vesentlig belastning på ytre miljø. Det er ingenting i de miljøundersøkelsene som er utført som tyder på at en i Kollsnes-området er i nærheten av tålegrensen for de utslippskomponenter som er aktuelle her. Det forventes heller ikke at nye utslipp, hverken for modifikasjonene for Kvitebjørn eller for et eventuelt gasskraftverk, vil medføre at dagens utslippstillatelse for Kollsnes gassanlegg vil overskrides for noen komponenter.

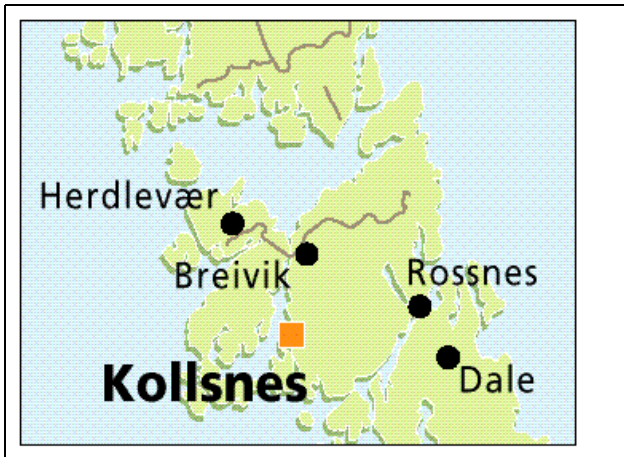
### Avbøtende tiltak

Utslipp forbundet med behandling av gass fra Kvitebjørn vil bli fulgt opp i forbindelse med fremtidige overvåkingsundersøkelser av det marine miljø. Det anses ellers ikke å være behov for særskilt avbøtende tiltak med bakgrunn i områdets miljøtilstand og den moderate økningen i utslipp som vil følge av modifikasjonene.

## 5.3 Støy

### Støy fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Bakgrunnsstøyen i Kollsnesområdet ble målt i forbindelse med planleggingen av det eksisterende gassanlegget. Lydbildet bestod da av naturlyder som vindsus, bølger og lignende, men også av veistøy fra Riksvei 561. Uten bidrag av støy fra veitrafikk ble det målt et ekvivalent lydnivå på 30 dB nordvest for Trollanlegget. På 80 meter avstand ble det målt et ekvivalent lydnivå på 42 dB når veitrafikk ble inkludert. De nærmeste boliger i forhold til gassanlegget ligger på Breivik, Rossnes og Dale, se figur 5.4.



Figur 5.4 Kart som viser hvor det er foretatt støymålinger på Kollsnes.

For støy fra eksisterende anlegg på Kollsnes er det i utslippstillatelse fra SFT datert 20.04.97 gitt grenseverdier for ekvivalent kontinuerlig støynivå som ikke skal overskrides, se tabell 5.9.

Tabell 5.9 Grenseverdier for ekvivalent kontinuerlig støynivå fra Kollsnes gassanlegg gitt i utslippstillatelse fra SFT.

Hverdager 0600-1800	Kveld 1800-2200 Søn- og helligdager 0600-1800	Natt 2200-0600
50 dBA	45 dBA	40 dBA

Det ble sist utført kontrollmåling av lydnivå ved nabobebyggelsen i 1998. Måleresultatene er vist i tabell 5.10. Som det fremgår av tabellen, viste målingene at anlegget tilfredsstilte de støykrav som er satt.

Tabell 5.10 Støymålinger på Kollsnes 1998, ekvivalent støynivå.

Sted	Avstand fra Kollsnes gassanlegg (m)	Målt ekvivalent lydnivå LA,eq (dBA)
Rossnes	1.560	33,1
Herdlevær	2.000	25,7
Breivik	1.600	29,8
Dale	1.920	28,0

Et eventuelt gasskraftverk vil medføre en økning i støybelastningen i området. Det er gjennomført støyberegninger knyttet til gasskraftverket, og disse viser at støy fra gasskraftverket alene ikke vil overstige 40 dBA ved nærmeste boliger. Beregningene viser også at samlet støynivå fra industriområdet på Kollsnes, inkludert et eventuelt gasskraftverk, ikke vil overskride gjeldende grenseverdier for støy for noen boliger uansett tid på døgnet.

## Støy fra nye anlegg

### Støy i driftsfasen

I forbindelse med vurderingen av ulike utbyggingsløsninger for ilandføring av Kvitebjørn og Haltenbanken Sør er det gjennomført støyberegninger for alternative utbyggingsløsninger. Metodikk for støyberegningene er beskrevet i kapittel 2.4. Beregningene tok utgangspunkt i en omfattende utbyggingsløsning med et nytt gassbehandlingstog for ekstraksjon med kapasitet til å behandle 9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass pr. år. Også en ny eksportgasskompressor var inkludert i beregningene. Et slikt anlegg ble beregnet å gi en økning av støynivået hos naboene med ca. 2 dB. Det høyeste lydnivået ville forekomme på Rossnes, og der er totalbelastningen for eksisterende anlegg og det nye prosessstøget ble beregnet å gi et lydnivå på 36,6 dBA. Modifikasjoner av Kollsnesanlegget for behandling av gass fra Kvitebjørn vil gi et lavere lydnivå enn dette.

Et eventuelt gasskraftverk vil ha størst betydning for støynivået på Rossnes og Dale. Lydnivået på Rossnes ville for en kombinasjon av eksisterende anlegg på Kollsnes, et gasskraftverk og et nytt prosessstog som beskrevet over totalt være på 39 dBA. Det totale lydnivået ved modifikasjon av Kollsnes gassanlegg for Kvitebjørn, sammen med eksisterende anlegg og etablering av et eventuelt gasskraftverk, ville altså være lavere enn grenseverdien i utslippstillatelsen fra SFT.

### Støy i utbyggingsfasen

I forbindelse med vurderingene som ble gjort i 1998 for nye anlegg på Kollsnes ble det også beregnet anleggstøy knyttet til byggingen av anleggene. Metodikk for beregningene er beskrevet i kapittel 2.4. Beregningene viste at ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ville ligge 13 dB under gitte grenseverdier på dagtid, 8 dB under gitte krav på kveldstid og 3 dB under gitte krav om natten. Beregnet maksimalt lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo lå 4 dB under gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten. Bygging av modifikasjonene for Kvitebjørn på Kollsnes vurderes å ikke gi noe høyere støybidrag enn bygging av nye anlegg.

Det er ble i 1998 også gjort beregninger av anleggstøy for etablering av nytt landfall på Kollsnes. Beregningene tok utgangspunkt i at tunnelene skulle starte i dagen. I virkeligheten vil



tunnelene starte under bakken, inne i eksisterende landfallstunneler. Dette innebærer at det reelle støynivået vil bli betydelig mindre enn oppgitt her.

Beregningene med utgangspunkt i start av tunnelarbeider i dagen viste at ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ville ligge 8 dB under gitte grenseverdier på dagtid, 3 dB under gitte krav på kveldstid og 2 dB over gitte krav om natten. Beregnet maksimalt lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ville ligge 9 dB over gitte grenseverdier for maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten. Det ble i beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter.

### **Konsekvensvurdering**

Dagens gassanlegg på Kollsnes har et lydnivå som ligger godt innenfor de støygrenser som er satt av SFT. Modifikasjonene for Kvitebjørn vil medføre at de totale lydnivåene i immisjonspunktene ved de nærmeste naboene øker noe. Økningen vil være maksimalt 1-2 dB. Beregnede maksimale ekvivalente lydnivå ved nabobebyggelsene etter utvidelse av gassanlegget vil således ligge minst 4-5 dB under SFTs lydkrav ved nærmeste bolig om natten. Det vurderes således ikke å bli spesielle støyp problemer knyttet til drift av anleggene etter modifikasjonene. Dersom et gasskraftverk blir bygget på Kollsnes vil imidlertid støynivåene øke, og kunne komme til å ligge nær utslippsgrensen for støy fra Kollsnes gassanlegg.

Anleggsarbeid knyttet til etablering av nye landfall ville ved etablering av en tunnel med start i dagen kunne overskride gitte støykrav nattetid. Siden tunnelarbeidene skal starte under bakken, inne i eksisterende landfallstunneler, vil arbeidet med etablering av nye landfall ikke gi spesielle støyp problemer.

### **Avbøtende tiltak**

Det vil være aktuelt å foreta lyddemping for modifikasjonene tilsvarende den standard som er benyttet for eksisterende anlegg på Kollsnes. Dette innebærer at det vil velges design, teknologi og utstyr slik at økningen i støynivå minimaliseres.

## **5.4 Avfallshåndtering**

### **Avfallshåndtering for eksisterende anlegg**

Driftsorganisasjonen på Kollsnes har et veletablert system for avfallshåndtering som bygger på erfaringer fra utbyggingsperiode og drift. Totalt ble det på Kollsnes produsert 1450 tonn avfall i 1998. Av dette utgjorde spesialavfall (vesentlig oljeholdig vann/spillolje, vandige løsninger av monoetylenglykol og metanol, samt slam fra vannrenseanlegget) 1110 tonn. Av de resterende 340 tonn ble 217 tonn resirkulert.

### **Avfallshåndtering for nye anlegg**

Prosjektet vil i utbyggingsperioden utnytte erfaringene fra Kollsnes og de systemer for avfallshåndtering som finnes der. Det vil utarbeides en egen avfallsplan for utbyggingsprosjektet. Avfallsplanen vil være relatert til det mottakssystemet som i dag er etablert for Kollsnes, slik at kildesortering av avfall er tilpasset mulighet for mottak og gjenvinning.

Dersom det blir behov for å fjerne H<sub>2</sub>S fra gassen fra Kvitebjørn, vil det i driftsfasen genereres spesialavfall. Avhengig av H<sub>2</sub>S-konsentrasjon i gassen vil det kunne dannes brukt absorbermasse i en mengde på 25-230 m<sup>3</sup> pr. år. Det foreligger flere alternative tekniske løsninger for H<sub>2</sub>S-fjerning, men det vurderes at den mest sannsynlige løsningen vil være absorpsjon av H<sub>2</sub>S på granulære metalloksidpartikler.

### **Konsekvensvurdering**

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av modifikasjonene på Kollsnes. Det forventes heller ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anlegget, og med å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mottaksordninger samt til regelverket om håndtering av spesialavfall.

### **Avbøtende tiltak**

Det vil bli utarbeidet et eget HMS-program for utbyggingsprosjektet. Programmet vil blant annet definere hovedaktiviteter og ansvarsforhold for håndtering av avfall. Avfall vil bli kildesortert i henhold til den inndeling som er praktisk å gjennomføre i forhold til etablert avfallshåndteringssystem og mottaksordningene for

regionen. Det vil stilles krav til leverandører om å gjennomføre kildesortering under utbyggingsperioden. Når de nye anleggene settes i drift vil avfall kunne håndteres på samme måte som avfall fra eksisterende virksomhet. Spesialavfall vil bli håndtert i henhold til gjeldende regler og krav. Brukt H<sub>2</sub>S-absorbent kan overføres i beholdere og sendes til metallgjenvinning eller deponering. I valget av H<sub>2</sub>S-fjerneprosess og leverandør vil det bli lagt vekt på at det finnes system for å håndtere avfallet på en forsvarlig måte.

## 5.5 Landskapsestetiske konsekvenser

### Innvirkning av eksisterende anlegg på landskapsestetikk

I forbindelse med etablering av Kollsnes gassanlegg ble det gjort en rekke vurderinger av de landskapsestetiske konsekvensene av utbyggingen. Landskapet på Kollsnes var før byggingen av gassanlegget nakent, sterkt preget av et vindhardt oseanisk klima og dermed uten trevegetasjon av noen størrelse.

I forbindelse med plassering og utforming av anlegget ble det derfor lagt vesentlig vekt på å hindre sterkt negative landskapsvirkninger, både i forhold til befolkningskonsentrasjoner og eksisterende friluftsområder (blant annet Skogsøy) i regionen. Anlegget er, slik det nå er plassert, i det alt vesentlige synlig kun fra sjøsiden, og således skjermet for innsyn både fra Skogsøy og fra befolkningsområdene i nordvest. Adkomstveien til anlegget (fra Ovågen) er imidlertid offentlig vei, og går videre mot Herdlevær. Fra denne veien er det innsyn blant annet til administrasjonsbygget og til enkelte av de større prosessenhetene ved anlegget.

### Landskapsestetiske konsekvenser av modifikasjonene

Plassering av nytt utstyr på Kollsnes er vist i figur 3.1. Av strukturer vil modifikasjonene medføre behov for en kondensat-stabiliseringskolonne som vil være omlag 25 meter høy. For et eventuelt H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg vil det bli installert utstyr med opptil 10 meter høyde.

Det vil i ikke være behov for tomteplanering på Kollsnes. I forbindelse med etablering av nye landfall for rørledninger vil det tas ut masser fra sprengning av landfallstunnel. Mengden masser som vil tas ut anslås til omlag 100.000 m<sup>3</sup>.

### Konsekvensvurdering

Utvidelsen av Kollsnes gassanlegg antas ikke å endre den visuelle opplevelse av anlegget i vesentlig grad, og vurderes således ikke å endre landskapsbildet i området. Nytt utstyr vil være av beskjedent omfang og vil ikke skille seg vesentlig ut fra eksisterende utstyr med tanke på størrelse og farger.

### Avbøtende tiltak

Det anses ikke å være behov for særskilte tiltak med hensyn på landskapsestetiske konsekvenser av bygging av nye anlegg på Kollsnes. Utsprengte masser fra eventuell ny landfallstunnel vurderes transportert til Kollsnes Næringspark for bruk på industriområdet.

## 6 Konsekvenser for fiskeri og akvakultur av landfall på Kollsnes

### Beskrivelse av fiskeressurser, fiskeri og akvakultur i Kollsnes-området

Utenfor Kollsnes ligger et lite gytefelt for lange. Fisket på feltet foregår i mars/april, og en antar at gytingen foregår samtidig med dette. På Jonskallen/Seiskallen sørvest for Herdlevær fiskes det noe lyr og hyse oppunder land i april-mai. En antar at disse artene gyter her i tidsrommet april- juni. Det foregår også noe gyting av sei her fra midten av februar og ut april.

I området omkring Øygarden foregår det et lokalt fiske etter reker, sei, makrell og sild. Hele vestsiden av kommunen, øst-vest sundene og sjøarealene rundt Forhjelmo (på nordspissen av Seløy) og nordover er viktige for fisket. Fiskeriaktiviteten varierer i omfang og verdi fra år til år og over året, og er i hovedsak knyttet til:

- notfiske etter sild, sei (pale) og makrell
- fiske med line/snøre etter lange, brøsm, torsk, sei og hyse
- teinefiske etter hummer og krabbe
- dorging etter makrell
- annet fiske med snøre etter blant annet sei, lyr og makrell
- trollgarn og ruser etter blant annet torsk
- fiske etter laks med kilenot og krokarn

Følgende oppdrettskonsesjoner er knyttet til området omkring Kollsnes/Osundet på vestsiden av Øygarden:

- ett anlegg i Rorsundet
- to anlegg i Nautøyosen
- ett anlegg i Senosen

### Konsekvensvurdering

Det lokale fisket nær Øygarden foregår i hovedsak nærmere land enn det planlagte tunnelutløpet, og ventes å bli lite berørt av den planlagte aktiviteten.

Det er gjennomført flere undersøkelser av virkninger av sprengningsarbeid for villfisk og oppdrettsfisk. Havforskningsinstituttets siste undersøkelse ble gjennomført i 1993. I sammendraget av den førstnevnte rapporten som omhandler refraksjonsseismiske sprengninger i Øygarden heter det:

*«Under gjennomføring av et refraksjonsseismisk sprengningsprogram i Øygarden, Hordaland, ble det gjort undersøkelser for å studere effekten av slike sprengninger på torsk og laks i merd og på fordelingen av villfisk i nærområdet rundt sprengningene. Akustisk kartlegging av fiskemengde og fordelingsmønster før og etter sprengning av én seismisk profil viste små endringer som følge av skytevirksomheten. Det ble ikke funnet trykkskader hos laks plassert i merd 160 m fra en refraksjonsseismisk sprengningslinje. Torsk plassert i merd 75, 160 og 185 m fra en seismisk profil ble påført trykkskader (blødninger i og utenpå svømmeblæra og skader i gasskjertelen). Det oppsto ingen dødelighet i løpet av en observasjonsperiode på 14 dager etter at sprengningen var gjennomført.»*

Det er tidligere gjennomført sprengningsarbeid i Øygarden i forbindelse med ilandføringstunnelen for Trollgass og kondensatrørledning fra Kollsnes til Sture. I følge Fiskerirettdirektøren i Øygarden er det ikke rapportert om noen observerte skader for villfisk eller oppdrettsfisk i forbindelse med gjennomslaget for Troll-tunnelen 3-4 kilometer vest for Øygarden. De nærmeste oppdrettsanleggene på vestsiden av Øygarden ligger for øvrig skjernet bak holmer og skjær.

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

### Avbøtende tiltak

Det anses i utgangspunktet ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak med hensyn på naturressurser, fiskeri og akvakultur ved bygging av landfall for Kvitebjørn på Kollsnes. Utbygger tar imidlertid sikte på en dialog med oppdretterne før sprengningsarbeid gjennomføres for å avklare om særskilte forhold kan gjøre det nødvendig å vurdere avbøtende tiltak.

## **7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser**

være dekkende også i forhold til en utvidelse av kapasiteten for behandling av gass fra Kvitebjørn.

### **7.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen**

Konsekvensutredningen vil danne basis for det videre miljøarbeidet i forbindelse med modifikasjoner på Kollsnes for mottak og prosessering av gass fra Kvitebjørn. I konsekvensutredningen er det angitt ulike avbøtende tiltak som enten er besluttet eller er under vurdering. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen.

Det vil bli utarbeidet et eget HMS-program for utbyggingsfasen av prosjektet. Dette programmet vil blant annet inneholde prosjektets mål og de aktiviteter som må gjennomføres for å nå målene, herunder tiltak som identifiseres i konsekvensutredningsprosessen. Programmet vil beskrive ansvaret for at HMS følges opp og vil definere krav til HMS-styring hos leverandører. Ved tildeling av kontrakter skal leverandørfirma vurderes i forhold til helse, miljø og sikkerhet, og det vil bli innarbeidet HMS-krav i kontraktene.

### **7.2 Miljøovervåking på Kollsnes**

I perioden 1991-92 ble det utført miljøgrunnlagsundersøkelser ved Kollsnes gassanlegg. Undersøkelsene omfattet blant annet undersøkelser av klimaforhold og luftforurensning, vannkvalitet i ferskvann og grunnvann, terrestrisk biologi og arkeologi. Undersøkelser av det marine miljø omfattet blant annet hydrografiske målinger, undersøkelser av plankton, kjemiske og biologiske analyser av bentiske samfunn (sublittorale sedimenter), samt undersøkelser av fjæresonen. Grunnlagsundersøkelsen inkluderte også kartlegging av sårbare arter i området, samt fiskeri. Det er gjort oppfølgende undersøkelser av enkelte av parametrene i 1993, 1995, 1997 og 1998. Analysene vil følges opp med videre undersøkelser i årene fremover. Resultatene fra de utførte oppfølgingsstudier er under vurdering for å bestemme omfang og frekvens av videre undersøkelser.

Det er i konsekvensutredningen ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen ved Kollsnes. Allerede eksisterende overvåkningssystemer anses derfor å