

# Konsekvensutredning

## *Utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør*

November 1998

Kollsnes



Mongstad



Kårstø



# **Konsekvensutredning**

Utvidelser av anleggene  
på Kollsnes, Mongstad og Kårstø  
for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør

November 1998

# Forord

Planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD) for Kvitebjørn-feltet nordvest for Bergen, og for Haltenbanken Sør utenfor Midt-Norge utarbeides med tanke på å kunne forelegges Stortinget for behandling i vårsesjonen 1999. I den forbindelse utarbeides ulike konsekvensutredninger for å dekke utredningsplikten både i forhold til bestemmelsene i petroleumsloven, plan- og bygningsloven og annet lovverk.

Foreliggende konsekvensutredning inngår som en del av PAD for Kvitebjørn og PAD for Haltenbanken Sør. Utredningen omfatter aktuelle utbyggingsløsninger på Kollsnes og Mongstad for behandling av rikgass fra Kvitebjørn, samt aktuelle utbyggingsløsninger på Kårstø og/eller Kollsnes og Mongstad for behandling av rikgass fra Haltenbanken Sør. Den dekker også aktuelle landfallsløsninger for en rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes, og en eventuell grennrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes for ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør. Alle disse tiltakene omfattes både av petroleumslovens og plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger. Med henvisning til §8 i forskrifter av 13. desember 1996 om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven, hvor det sies at flere tiltak som lokaliseres innen samme område kan kreves dekket i en konsekvensutredning, er det valgt å lage en felles konsekvensutredning for alle aktuelle tiltak på Kollsnes, Mongstad og Kårstø i

tilknytning til utbygginger både for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.

For Kvitebjørn og Haltenbanken Sør utarbeides i tillegg konsekvensutredninger for følgende tiltak, som kun utredes i henhold til petroleumslovens bestemmelser:

- Konsekvensutredning for Kvitebjørn feltinstallasjon og rørledninger til alternative mottaksenheter (Statoil)
- Konsekvensutredning for Haltenbanken Sør gasstransport, tilknytningsrørledning til Åsgard transport og avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes (Statoil)
- Konsekvensutredning for utbygging av Haltenbanken Sør (Saga)

På det nåværende tidspunkt er det ikke mulig å gi noen anbefaling om ilandføringsløsning for gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør. En slik anbefaling vil bli gitt av Forsyningsutvalget i januar 1999 og vil inngå i en samlet anbefaling om hvilke felt som skal levere gass for å dekke de norske salgsgassforpliktelsene, og det ligger utenfor rammene for denne konsekvensutredningen å gå inn på dette. En endelig beslutning om eventuell ilandføring forventes tatt av myndighetene i løpet av våren 1999.

# Innhold

|   |           |  |           |
|---|-----------|--|-----------|
| <b>Forord</b> .....   | <b>2</b>  | perioden .....   | 51        |
| <b>1 Sammenheng, samlet vurdering og anbefaling</b> .....   | <b>5</b>  | 5.3 Endringer i produktutskipningsmønster for Mongstad og Kårstø .....       | 51        |
| 1.1 Generelt .....  | 5         | 5.4 Avvikling .....  | 52        |
| 1.2 Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes ....   | 5         | <b>6 Sikkerhetsmessige forhold</b> .....                                     | <b>53</b> |
| 1.3 Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø .....  | 8         | 6.1 Sikkerhetsanalyser for anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø .....   | 53        |
| 1.4 Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes .....  | 10        | 6.2 Etablering av nye landfall på Kollsnes ..                                | 53        |
| 1.5 Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø og Kollsnes ..... | 11        | 6.3 Økt skipstrafikk på Mongstad, eventuell økt skipstrafikk på Kårstø ..... | 54        |
| 1.6 Oppfølgende tiltak og undersøkelser ..  | 13        | <b>7 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Kollsnes</b> .....     | <b>55</b> |
| <b>2 Innledning</b> .....   | <b>15</b> | 7.1 Utslipp til luft .....   | 55        |
| 2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene .....  | 15        | 7.2 Utslipp til sjø fra vannrenseanlegget ....                               | 60        |
| 2.2 Eierforhold og operatørskap .....   | 16        | 7.3 Kjølevannsutslipp til sjø .....  | 62        |
| 2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning   | 16        | 7.4 Støy .....   | 62        |
| 2.4 Formålet med konsekvensutredningen ..   | 17        | 7.5 Avfallshåndtering .....  | 65        |
| 2.5 Saksbehandling og tidsplan .....  | 17        | 7.6 Landskapsestetiske konsekvenser .....                                    | 66        |
| 2.6 Annet lovverk .....   | 17        | <b>8 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Mongstad</b> .....     | <b>67</b> |
| <b>3 Utredningsprogram og metodikk</b> .....  | <b>19</b> | 8.1 Utslipp til luft .....   | 67        |
| 3.1 Merknader fra høring av melding med forslag til utredningsprogram .....                                     | 19        | 8.2 Utslipp til sjø .....  | 69        |
| 3.2 Fastsatt utredningsprogram .....  | 22        | 8.3 Støy .....   | 70        |
| 3.3 Oversikt over utførte studier .....   | 25        | 8.4 Avfallshåndtering .....  | 72        |
| 3.4 Datagrunnlag og metodikk .....  | 25        | 8.5 Landskapsestetiske konsekvenser .....                                    | 72        |
| <b>4 Beskrivelse av alternative utbyggings-tiltak</b> .....   | <b>31</b> | <b>9 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Kårstø</b> .....       | <b>75</b> |
| 4.1 Beskrivelse av eksisterende anlegg på Kollsnes, Mongstad og Kårstø .....                                    | 31        | 9.1 Utslipp til luft .....   | 75        |
| 4.2 Generelt om ilandføring av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør .....                                    | 32        | 9.2 Utslipp til sjø fra vannrenseanlegget ....                               | 81        |
| 4.3 Alternative utbyggingstiltak på Kollsnes.   | 34        | 9.3 Kjølevannsutslipp til sjø .....  | 83        |
| 4.4 Alternative utbyggingstiltak på Mongstad  | 39        | 9.4 Støy .....   | 85        |
| 4.5 Alternative utbyggingstiltak på Kårstø ..   | 41        | 9.5 Avfallshåndtering .....  | 87        |
| 4.6 Strømforbruk for alternative utbyggings-løsninger .....   | 45        | 9.6 Landskapsestetiske konsekvenser .....                                    | 88        |
| 4.7 Muligheter for integrasjon med Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø .....                        | 45        | <b>10 Konsekvenser for naturressurser, fiskeri og akvakultur</b> .....       | <b>91</b> |
| 4.8 Eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO <sub>2</sub> fra salgsgass .....                         | 46        | <b>11 Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Kollsnes</b> ..... | <b>93</b> |
| 4.9 Økonomiske analyser av ulike prosess-løsninger .....  | 48        | 11.1 Statoils kontraktsfilosofi .....  | 93        |
| 4.10 Skjematisk oversikt over alternative utbyggingstiltak .....  | 48        | 11.2 Kostnader til utbygging og drift .....                                  | 93        |
| <b>5 Nødvendige offentlige og private tiltak, samt virkning på infrastruktur</b> .....                          | <b>51</b> | 11.3 Innvirkning på norsk økonomi .....                                      | 94        |
| 5.1 Nødvendige offentlige og private tiltak ..  | 51        | 11.4 Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv .....                  | 95        |
| 5.2 Trafikkmessige forhold i utbyggings-  |           | 11.5 Nasjonale og regionale leveranser .....                                 | 96        |
|   |           | 11.6 Nasjonale sysselsettingsvirkninger .....                                | 96        |
|   |           | 11.7 Regionale sysselsettingsvirkninger .....                                | 98        |
|   |           | 11.8 Sysselsetting i driftsfasen .....                                       | 98        |
|   |           | 11.9 Eiendomsskatt til Øygarden kommune ..                                   | 99        |
|   |           | 11.10 Sosiale og helsemessige konsekvenser ..                                | 99        |

|           |   |            |           |  |            |
|-----------|---|------------|-----------|--|------------|
| <b>12</b> | <b>Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Mongstad . . . . .</b> | <b>101</b> | 13.5      | Nasjonale og regionale leveranser . . . . .            | 109        |
| 12.1      | Statoils kontraktsfilosofi . . . . .  | 101        | 13.6      | Nasjonale sysselsettingsvirkninger . . . . .           | 110        |
| 12.2      | Kostnader til utbygging og drift . . . . .                                    | 101        | 13.7      | Regionale sysselsettingsvirkninger . . . . .           | 112        |
| 12.3      | Innvirkning på norsk økonomi . . . . .  | 101        | 13.8      | Sysselsetting i driftsfasen . . . . .                  | 112        |
| 12.4      | Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv . . . . .                    | 101        | 13.9      | Eiendomsskatt til Tysvær kommune . . . . .             | 113        |
| 12.5      | Nasjonale og regionale leveranser . . . . .                                   | 101        | 13.10     | Sosiale og helsemessige konsekvenser . . . . .         | 114        |
| 12.6      | Nasjonale sysselsettingsvirkninger . . . . .                                  | 102        | <b>14</b> | <b>Oppfølgende tiltak og undersøkelser . . . . .</b>   | <b>115</b> |
| 12.7      | Regionale sysselsettingsvirkninger . . . . .                                  | 102        | 14.1      | Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen . . . . . | 115        |
| 12.8      | Sysselsetting i driftsfasen . . . . .   | 104        | 14.2      | Miljøovervåking på Kollsnes . . . . .                  | 115        |
| 12.9      | Eiendomsskatt til Lindås og Austrheim kommuner . . . . .                      | 104        | 14.3      | Miljøovervåking på Mongstad . . . . .                  | 115        |
| 12.10     | Sosiale og helsemessige konsekvenser . . . . .                                | 105        | 14.4      | Miljøovervåking på Kårstø . . . . .                    | 115        |
| <b>13</b> | <b>Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Kårstø . . . . .</b>   | <b>107</b> | 14.5      | Statoils CO <sub>2</sub> -teknologiprogram . . . . .   | 116        |
| 13.1      | Statoils kontraktsfilosofi . . . . .  | 107        |           |  |            |
| 13.2      | Kostnader til utbygging og drift . . . . .                                    | 107        |           |  |            |
| 13.3      | Innvirkning på norsk økonomi . . . . .  | 107        |           |  |            |
| 13.4      | Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv . . . . .                    | 108        |           |  |            |

# 1 Sammendrag, samlet vurdering og anbefaling

## 1.1 Generelt

Foreliggende konsekvensutredning omfatter landanleggsutvidelser på Kollsnes/Mongstad og/eller Kårstø som følge av ilandføring av riggass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør. For Kvitebjørn omfatter konsekvensutredningen utvidelser av anleggene på Kollsnes og Mongstad. For Haltenbanken Sør omfatter utredningen utvidelser av Kårstø-anlegget eller av anleggene på Kollsnes og Mongstad. Konsekvensutredningen omfatter også en ilandføringsløsning der Kvitebjørn ilandføres til Kollsnes mens Haltenbanken Sør har en delt ilandføring mellom Kårstø og Kollsnes. En slik løsning krever utvidelser av alle de tre landanleggene. Det er videre utredet konsekvenser av eventuelle anlegg for fjerning av CO<sub>2</sub> fra salgsgass på Kårstø.

Konsekvensutredningen oversendes Olje- og energidepartementet november 1998. På dette tidspunkt er det ikke mulig å gi noen anbefaling om ilandføringsløsning for gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør. En slik anbefaling vil bli gitt av Forsyningsutvalget i januar 1999, og det ligger utenfor rammene for konsekvensutredningen å gå inn på dette. Endelig beslutning om ilandføring forventes tatt av myndighetene våren/sommeren 1999. I foreliggende konsekvensutredning er det gitt anbefalinger om prosessløsninger og drivervalg for eksportgasskompressorer for de ulike mulighetene for feltinnfasing på Kollsnes og Kårstø.

Konsekvensutredningen har ikke avdekket noen forhold som gir føringer for valg av ilandføringssted for de to feltene. Basert på en samlet vurdering av de forhold som er vurdert, anbefales det for en ilandføring av Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør til Kollsnes å gjennomføre utbygging av et ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver for eksportgasskompressoren. Ved ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø anbefales det å behandle gassen i en oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg, med eventuelle fremtidige utvidelser. Det er ikke gitt anbefaling om drivervalg for eksportgasskompressor på Kårstø. Tilsvarende utbyggingsløsninger anbefales ved ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av Haltenbanken Sør mellom Kårstø og Kollsnes. Dimensjonering av utvidelsene vil avhenge av hvilke volumer det blir besluttet å føre i land, og fordelingen mellom Kollsnes og Kårstø. For alle løsninger som gir utbygging på Kollsnes vil det også kreves utvidelser av anleggene på Mongstad.

Beslutning om eventuell utbygging av mulige anlegg for fjerning og eventuell deponering av CO<sub>2</sub> på Kårstø vil vurderes i årene fremover. Vurderingene vil bli basert på hvilken situasjon Kårstø-anlegget befinner seg i med hensyn til CO<sub>2</sub>-innhold i gass fra ulike felt, samt på mulighetene som til enhver tid finnes for utblanding av gass fra ulike felt for å oppfylle salgsgassspesifikasjonene. Først når en beslutning om utbygging foreligger vil det bli tatt endelig stilling til avhendingsmåte for utskilt CO<sub>2</sub>. Denne konsekvensutredningen gir derfor ingen anbefaling hverken i forhold til om en utbygging av et anlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning bør gjennomføres eller om hvordan utskilt CO<sub>2</sub> fra et slikt anlegg bør håndteres.

## 1.2 Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes

For ilandføring av gass fra Kvitebjørn til Kollsnes er det i denne konsekvensutredningen vurdert nye gassbehandlingsanlegg basert på enten en ekstraksjonsprosess eller en duggpunktsprosess. For begge disse alternativene vil både elektrisk drift og gassturbindrift av eksportgasskompressor være aktuelt. Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes vil kreve utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad for behandling av NGL (Natural Gas Liquids, som er flytende våtgass bestående av propan, butan og nafta).

### Reguleringsmessige forhold og infrastruktur

Aktuelle utvidelser av anleggene på Kollsnes og Mongstad forventes ikke å gi reguleringsmessige konsekvenser da utbyggingene vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål. Som følge av utbyggingsprosjektene vil det kunne bli noe økt trafikk på veinettet i nærområdene rundt industrianleggene. Økt kraftbehov på Kollsnes som følge av nye utbygginger vil kunne dekkes av eksisterende kraftlinjenett.

### Sikkerhetsmessige forhold

Det Norske Veritas har gjennomført en foreløpig sikkerhetsanalyse for aktuelle utbygginger på Kollsnes. Analysen viser at risikonivået som følge av utbygging ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser. Dette gjelder også sikkerhetsvurderinger for etableringen av landfall for Kvitebjørn på Kollsnes. Bidraget til økt risiko fra nye anlegg vil ikke medføre behov for å utvide den allerede etablerte sikkerhetssonen rundt Kollsnes gassanlegg.

For eksisterende anlegg på Mongstad er det utarbeidet en total risikoanalyse. Denne vil bli revidert våren 1999 for å inkludere virkninger knyttet til Vestprosess-prosjektet, herunder også prosessering av NGL fra eventuelle nye anlegg på Kollsnes. Totalrisikoanalysen for Mongstad-raffineriet har dokumentert lav risiko for uhellshendelser med fare for skade på ansatte, befolkningen utenfor raffineriet, miljøforurensning og materiell skade eller produksjonstap som følge av ulykker i prosessanlegget. For etablering av Vestprosess-anlegget på Mongstad er det gjennomført en kvantitativ risikoanalyse som bygger på totalrisikoanalysen. Med grunnlag i den kvantitative risikoanalysen vil sikringsfeltet rundt Mongstad-raffineriet utvides ved at raffinerigjerdet flyttes 200 meter mot øst fra Vestprosess-anlegget.

Ved ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes vil økte mengder NGL-produkt på Mongstad kunne gi en økning i skipstrafikken på Mongstad med 40-50 skipsanløp pr. år. Ut fra vurderinger som er gjort i totalrisikoanalysen for Mongstad-raffineriet ser en ikke at økningen i skipstrafikk som følge av utvidelsen av Vestprosessanlegget vil medføre noen vesentlig økning i risikopotensialet.

### Konsekvenser for miljø

#### *Utslipp til luft*

CO<sub>2</sub>-utslipp til luft fra et ekstraksjonsanlegg og fra et duggpunktsanlegg på Kollsnes vil bli forholdsvis likt for samme driverløsninger av eksportgass kompressoren. Ved elektrisk driver vil CO<sub>2</sub>-utslipp for ekstraksjonsanlegget bli 28.500 tonn pr. år, mens utslippet ved bruk av gassturbindriver vil bli 165.000 tonn pr. år. Tas det hensyn til CO<sub>2</sub>-utslippet som oppstår ved produksjon av elektrisk kraft som benyttes i anlegget, vil det totale CO<sub>2</sub>-utslippet for et ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver bli 173.000 tonn pr. år, mens det tilsvarende tallet for gassturbindrift vil bli 176.000 tonn pr. år. Disse tallene forutsetter at kraftbehovet må dekkes fra importert kraft. Ved ulike driverløsninger for et duggpunktsanlegg vil de tilsvarende tallene for CO<sub>2</sub>-utslipp bli marginalt mindre enn for ekstraksjonsanlegget.

Utslipp av NO<sub>x</sub> fra et ekstraksjonsanlegg på Kollsnes vil bli 20 tonn pr. år for elektrisk driver, mens utslippet for gassturbindriver vil bli 115 tonn pr. år. De tilsvarende tallene for duggpunktsanlegget er henholdsvis 10 tonn pr. år og 115 tonn pr. år. Norsk institutt for luftforskning (NILU) har utført spredningsberegninger for utslipp til luft fra nye anlegg. I sine beregninger har NILU vurdert konsekvenser for naturmiljø av NO<sub>x</sub>-utslipp opp mot 220 tonn pr. år. NILU konkluderer i sine vur-

deringer med at NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft i områdene rundt Kollsnes vil ligge godt innenfor SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier både for timesmiddelkonsentrasjon og årsmiddelkonsentrasjon. Med bakgrunn i dette forventer NILU ingen direkte skader på planteliv eller dyreliv på grunn av økte NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft som følge av utbyggingen. Bidraget til forurensning av overflatevann fra nye anlegg vil være svært lite og ligger innenfor usikkerheten i NILUs beregningsmetode. Utbyggingene vil ikke medføre at tålegrensen for nitrogenavsetning i kystlynghei overskrides. Det forventes heller ikke at utslippet av NO<sub>x</sub> fra nye anlegg vil bidra til å øke overskridelsene av ozonkonsentrasjonene i området i forhold til nivået uten utbygging.

Utbygging av Vestprosess-anlegget på Mongstad for håndtering av NGL fra Kvitebjørn vil gi utslipp til luft på 12.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og 10 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Utslipp av VOC fra det utvidete anlegget vil bli svært lavt og trolig ikke målbart sammenliknet med bakgrunnsnivået på raffineriet. Sett i forhold til utslippene fra eksisterende anlegg på Mongstad er det her tale om marginale utslippøkninger som ikke antas å gi konsekvenser for miljø.

#### *Utslipp til sjø*

Både et ekstraksjonsanlegg og et duggpunktsanlegg på Kollsnes vil øke utslippet av avløpsvann til sjø fra vannrenseanlegget med 3.000 m<sup>3</sup> pr. år. Avløpsvannet fra de nye anleggene vil ikke inneholde nye utslippskomponenter i forhold til avløpsvannet fra eksisterende anlegg. Vannrenseanlegget på Kollsnes har god kapasitet til å behandle vann fra de nye anleggene, og det forventes ikke at dagens utslippstillatelse for Kollsnes gassanlegg vil overskrides som følge av eventuell utbygging. På Mongstad vil en utvidelse av Vestprosess-anlegget ikke gi økning i utslipp av avløpsvann til sjø.

#### *Støy*

Det er gjennomført støyberegninger både for et duggpunktsanlegg og for et ekstraksjonsanlegg på Kollsnes. Beregningene viser at begge utbyggingsalternativene vil gi et støynivå hos nærmeste nabo som ligger godt innenfor grensene som er satt i gjeldende utslippstillatelse for Kollsnes. Støyberegninger for utbyggingsfasen viser at støynivået vil ligge innenfor gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid.

Det er gjort beregninger av støy knyttet til en utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad. Beregningene viser at den marginale økningen i støy fra nye anlegg ikke vil gi en merkbar forandring i støybelastning i nabobebyggelsen.

### *Avfallshåndtering*

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av ulike anlegg som kan være aktuelle på Kollsnes og på Mongstad. Det forventes heller ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anleggene, og med å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mot-taksordninger samt til regelverket om håndtering av spesialavfall.

### *Landskapsestetiske konsekvenser*

Hverken utbygging av et ekstraksjonsanlegg eller et duggpunktsanlegg på Kollsnes forventes å øke den visuelle eksponeringen av industrianlegget i vesentlig grad, og vurderes ikke å endre landskapsbildet i området. Det samme gjelder for utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad.

### Konsekvenser for naturressurser, fiskeri og akvakultur

Ilandføring av Kvitebjørn-gass til Kollsnes vil kreve anleggsarbeider i forbindelse med etablering av landfall for en rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes. Det lokale fisket nær Øygarden foregår i hovedsak nærmere land enn de vurderte tunnel-utløpene for landfallet, og fisket forventes derfor å bli lite berørt av anleggsarbeidene. Ved tidligere sprengningsarbeider i Øygarden i forbindelse med ilandføringstunnelen for Troll-gass og kondensat-rørledning fra Kollsnes til Sture er det ikke observert skader for villfisk eller oppdrettsfisk. Dette samsvarer også med tidligere studier som er gjennomført av Havforskningsinstituttet for å kartlegge skader på villfisk og oppdrettsfisk av sprengningsarbeider. Etablering av nye landfall forventes således ikke å medføre negative konsekvenser for fiskeri- eller oppdrettsnæringen på Kollsnes.

### Samfunnsmessige konsekvenser

Utbyggingskostnader for duggpunktsanlegg på Kollsnes for behandling av gass fra Kvitebjørn er beregnet til 2,1 milliarder kroner, mens utbyggingskostnader for et ekstraksjonsanlegg vil være 2,6 MNOK. Mulighetene for norske leveranser er i gjennomsnitt anslått til 57% for begge anleggene. Det er beregnet at duggpunktsanlegget vil føre til en sysselsettingsvirkning på 3.900 årsverk nasjonalt, mens tallet for ekstraksjonsanlegget er 4.900 årsverk. Det er særlig verkstedindustrien som vil kunne få økt sysselsetting. De regionale sysselsettingseffektene er henholdsvis 600 og 800 årsverk. Utbyggingskostnadene på Mongstad er beregnet til 304 millioner kroner. Norske andeler for leveranser er anslått til 52%. Utbyggingen vil føre til en sysselsettingsvirkning på 400 årsverk, hvorav 200 årsverk vil være regionale. Eiendomsskatten for utbyggingsløsningene er estimert til 10-12 mil-

lioner kroner, hvorav 9-11 millioner kroner vil tilfalle Øygarden kommune.

Utbyggingene på Kollsnes og Mongstad antas ikke å gi helsemessige konsekvenser. Konsentrasjon av NO<sub>x</sub> i luft i Kollsnes-området vil ligge godt innenfor grenseverdiene anbefalt av SFT. De nye anleggene vil kun gi marginale økninger av ozonkonsentrasjon i luft. Utvidelsene av anleggene på Mongstad vil ikke gi signifikant økning i utslipp til luft, og vil således ikke medføre helsemessige konsekvenser. Økt bemanning i anleggsperioden forventes ikke å medføre spesielle sosiale konsekvenser.

Støynivået fra nye anlegg på Kollsnes vil ligge innenfor SFTs krav og vil således ikke medføre helsemessige konsekvenser. Støynivået ved utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad vil knapt gi merkbare økninger i lydnivå i nabobebyggelsen og vil således ikke ha helsemessige konsekvenser. Støy i anleggsfasen på Kollsnes og Mongstad vil ligge innenfor grenseverdier for anleggsstøy.

### Økonomisk lønnsomhet

Det er utført realøkonomiske beregninger for å analysere verdiskaping for et ekstraksjonsanlegg i forhold til et duggpunktsanlegg for behandling av Kvitebjørn-gass på Kollsnes. Resultatene fra disse beregningene gir grunnlag for å gi en anbefaling av utbyggingsløsning basert på økonomiske vurderinger. Beregningene viser at et ekstraksjonsanlegg for behandling av Kvitebjørn-gass vil ha en nåverdi på 900 millioner kroner mer enn et duggpunktsanlegg. Ekstraksjonsanlegget vil altså ha større lønnsomhet en duggpunktsanlegget.

### Anbefaling om utbygging

Det er ikke identifisert noen konsekvenser eller sum av konsekvenser som taler i mot at noen av de beskrevne utbyggingstiltakene gjennomføres for ilandføring av Kvitebjørn-gass til Kollsnes med tilhørende NGL-behandling på Mongstad. Forutsatt at det besluttes at Kvitebjørn-gass skal ilandføres til Kollsnes, anbefales et ekstraksjonsanlegg for behandling av Kvitebjørn-gass. Miljømessig vil konsekvensene av et ekstraksjonsanlegg og et duggpunktsanlegg være forholdsvis like, og anbefalingen begrunnes derfor med at et ekstraksjonsanlegg gir høyere lønnsomhet enn et duggpunktsanlegg.

Videre anbefales det at en for ekstraksjonsanlegget benytter elektrisk driver for eksportgasskompressoren. Dette begrunnes med at eksisterende eksportkompressorer på Kollsnes har elektrisk



drift, og erfaringen fra disse kompressorene har vist god og stabil drift. Integrasjon mellom nye eksportkompressorer med eksisterende er viktig for å sikre at disse kan være reserve for hverandre ved vedlikehold og andre nedstengninger. Elektrisk drift medfører vanligvis høyere tilgjengelighet på kompressorer sammenlignet med gassturbindrift fordi sistnevnte har hyppigere og lenger vedlikehold. Basert på økonomiske nåverdibetraktninger kan det i enkelte tilfeller være fordelaktig med gassturbin fremfor elektrisk drift. Gassturbindrift vil ha betydelig høyere investeringskostnader på Kollsnes, mens driftskostnadene vil være lavere enn for elektrisk drift. Kollsnes gassanlegg har hittil hatt lave utslipp av klimagasser som følge av elektrisk kompressordrift og lavt varmebehov i prosessanleggene. Elektrisk drift av en ny kompressor på Kollsnes vil gi lavere utslipp til luft på Kollsnes. Selv om det tas hensyn til at nødvendig el-forsyning (impotert kraft) til driverne vil generere CO<sub>2</sub>-utslipp, vil forskjellen i samlede CO<sub>2</sub>-utslipp for elektriske drivere og gassturbin drivere være små. Valg av elektrisk driver på Kollsnes vil imidlertid gi lavere NO<sub>x</sub>-utslipp lokalt på Kollsnes. Installasjon av gassturbindrivere på Kollsnes vil ikke kunne gi samme virkningsgrad for turbinene som en har oppnådd ved anleggene på Kårstø. Dette fordi Kollsnes gassanlegg har et lavere varmebehov enn Kårstø-anlegget, noe som gjør at en i dagens situasjon ikke i samme grad ville kunne utnytte eksosvarmen fra gassturbiner på Kollsnes.

### 1.3 Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø

For ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kårstø er det i denne konsekvensutredningen vurdert gassbehandling basert på en oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg, samt nye gassbehandlingsanlegg basert på enten en ekstraksjonsprosess eller en duggpunktsprosess. For begge alternativer av nye anlegg vil både elektrisk drift og gassturbin drift av eksportgasskompressor være aktuelt.

#### Reguleringsmessige forhold og infrastruktur

Aktuelle utbygginger eller oppgradering av anleggene på Kårstø forventes ikke å gi reguleringsmessige konsekvenser da utbyggingene vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål. Som følge av utbyggingsprosjektene vil det kunne bli noe økt trafikk på veinettet i nærområdene rundt industrianleggene.

#### Sikkerhetsmessige forhold

Det Norske Veritas har gjennomført en foreløpig

sikkerhetsanalyse for aktuelle utbygginger av nye anlegg på Kårstø. Analysen viser at risikonivået som følge av utbygging ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser. Bidraget til økt risiko fra nye anlegg vil ikke medføre behov for å utvide den allerede etablerte sikkerhetssonen rundt Kårstø-anlegget.

Ved ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø forventes det i utgangspunktet at skipstrafikken til Kårstø-terminalen ikke vil øke. Skipstrafikken kan bli noe redusert, eller få en mindre økning på anslagsvis inntil 10%. Sikkerhetsanalyser for en eventuell økt skipstrafikk viser at risikonivået forbundet med den økte trafikken ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser.

#### Konsekvenser for miljø

##### *Utslipp til luft*

CO<sub>2</sub>-utslipp fra et ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver for eksportgasskompresjon på Kårstø vil bli 67.000 tonn pr. år, mens utslippet for samme anlegg med gassturbindrift av kompressor vil bli 146.000 tonn pr. år. For et duggpunktsanlegg med elektrisk driver vil CO<sub>2</sub>-utslippet bli 40.000 tonn pr. år, mens utslippet med gassturbin driver vil bli 137.000 tonn pr. år. Dersom det tas hensyn til CO<sub>2</sub>-utslippet som oppstår ved produksjon av elektrisk kraft som benyttes i anleggene, vil det totale CO<sub>2</sub>-utslippet for et ekstraksjonsanlegg med elektriske drivere bli 160.000 tonn pr. år, og det totale utslippet med gassturbin driver vil bli tilnærmet likt med 154.000 tonn pr. år. For duggpunktsanlegget vil de tilsvarende tallene bli henholdsvis 110.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og 148.000 tonn pr. år. Disse tallene forutsetter at kraftbehovet må dekkes fra importert kraft.

Utslipp av NO<sub>x</sub> fra et ekstraksjonsanlegg på Kårstø vil bli 47 tonn pr. år for elektrisk driver og 108 tonn pr. år for gassturbindriver. For duggpunktsanlegget vil NO<sub>x</sub>-utslippet bli 28 tonn pr. år ved elektrisk drift av kompressor og 101 tonn pr. år ved gassturbindrift. Norsk institutt for luftforskning (NILU) har utført spredningsberegninger for utslipp til luft fra nye anlegg. I sine beregninger har NILU vurdert konsekvenser for naturmiljø av NO<sub>x</sub>-utslipp opp mot 171 tonn pr. år. NILU konkluderer i sine vurderinger med at maksimale timesverdier av NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft i områdene rundt Kårstø ikke vil øke som følge av de aktuelle utbyggingene. Maksimal timesverdi av NO<sub>x</sub> i luft i områdene rundt Kårstø er i dag 110 µg/m<sup>3</sup> mot SFTs anbefalte grenseverdi på 100 µg/m<sup>3</sup>. Årsmiddelkonsentrasjonen av NO<sub>x</sub> i

områdene rundt Kårstø vil ligge godt innenfor SFTs anbefalte grenseverdier også etter utbygging av nye anlegg. Med bakgrunn i dette forventes ingen direkte skader på planteliv eller dyreliv på grunn av økte NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft som følge av utbyggingen. Bidraget til forsurening av overflatevann fra nye anlegg vil være svært lite og ligger innenfor usikkerheten i NILUs beregningsmetode. NILU vurderer dagens nivå for nitrogenavsetning i kystlynghei i Kårstø-området til å være på nivå med tålegrensen for denne typen vegetasjon. Med bakgrunn i dette mener NILU at det er usikkert i hvor stor grad utslipp fra nye anlegg vil kunne påvirke endringer i artssammensetningen i kystlyngheiene. Det forventes ikke at utslippet av NO<sub>x</sub> fra nye anlegg vil bidra til å øke overskridelsene av ozonkonsentrasjonene i området i forhold til nivået uten utbygging.

Det vil ikke bli økte utslipp til luft som følge av en eventuell oppgradering av det eksisterende Statpipe-anlegget for å håndtere gass-volumer knyttet til Haltenbanken Sør.

#### *Utslipp til sjø*

Både et ekstraksjonsanlegg og et duggpunktsanlegg på Kårstø vil øke utslippet av avløpsvann til sjø fra vannrenseanlegget med 3.000 m<sup>3</sup> pr. år. Avløpsvannet fra de nye anleggene vil ikke innholde nye utslippskomponenter i forhold til avløpsvannet fra eksisterende anlegg. Denne utslippsøkningen forventes ikke å medføre konsekvenser for det marine miljø. Oppgradering av Statpipe-anlegget vil ikke gi økte utslipp til sjø.

For et ekstraksjonsanlegg på Kårstø vil utslippet av kjølevann til sjø øke med 1.600 m<sup>3</sup> pr. time. Med bagrunn i resultater fra overvåkingsprogrammer og studier som er utført i resipienten utenfor Kårstø er det liten grunn til å vente negative effekter på økosystemene som følge av økt kjølevannsmengde fra anlegget.

Ved utbygging av duggpunktsanlegg på Kårstø, eller ved oppgradering av Statpipe-anleggene for behandling av gass fra Haltenbanken Sør, vil det ikke bli økte utslipp av kjølevann til sjø.

#### *Støy*

Det er gjennomført støyberegninger både for et ekstraksjonsanlegg, for et duggpunktsanlegg og for oppgradering av Statpipe-anleggene. Det er tidligere gjennomført beregninger for eksisterende anlegg på Kårstø og for Åsgard-anlegget som viser at det totale støyinnivået på Kårstø vil ligge over utslippstillatelsen når Åsgard-anlegget kommer i drift. Beregningene for nye anlegg viser at både ekstraksjonsanlegget og duggpunktsanlegget vil bidra til å øke støyinnivået ved nabobebyg-

gelsen rundt Kårstø ytterligere over dette nivået. For Åsgard-anlegget er det søkt om en ny utslippsgrense for støy på 45 dBA. Ved bygging av ekstraksjonsanlegg på Kårstø vil en uten demping av avgasskanalen på en eventuell gassturbin få et totalt støyinnivå som ligger noe over dette nivået. Med demping av avgasskanalen vil støyinnivået imidlertid ligge innenfor den omsøkte grenseverdien på 45 dBA. For duggpunktsanlegget vil det totale støyinnivået på Kårstø ligge innenfor grenseverdien på 45 dBA. En oppgradering av Statpipe-anlegget vil ikke medføre merkbar økning av det totale støyinnivået i nabobebyggelsen. Støy i utbyggingsfasen vil ligge innenfor grenseverdier for anleggsstøy om dagen og om kvelden. Om natten vil støyinnivået ved bruk av anleggsmaskiner som arbeider med stein ligge noe over grenseverdien.

#### *Avfallshåndtering*

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av de ulike anlegg som kan være aktuelle på Kårstø. Det forventes heller ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anleggene, eller med å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mottaksordninger samt til regelverket om håndtering av spesialavfall.

#### Samfunnsmessige konsekvenser

Utbyggingskostnadene for behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kårstø er 440 millioner kroner for Statpipe oppgradering, 2,0 milliarder kroner for duggpunktsanlegg og 2,8 milliarder kroner for ekstraksjonsanlegg. De norske andeler for leveranser er anslått til å kunne bli henholdsvis 250 millioner kroner, 1,1 milliarder kroner og 1,6 milliarder kroner for de ulike alternativene. Dette vil kunne gi nasjonale sysselsettingsvirkninger på henholdsvis 800, 3.700 og 5.100 årsverk. Sysselsettingsvirkningene i verkstedindustrien utgjør hovedtyngden. Det meste vil komme i Haugesund/Stavanger-regionen. Virkningene innen industrien er betydelig med over en tredel av de samlede sysselsettingsvirkningene. Den kommunale eiendomsskatt for Tysvær kommune er estimert til å være fra 2 til 12 millioner kroner avhengig av alternativ.

Utbyggingene på Kårstø antas ikke å gi helsemessige konsekvenser. Konsentrasjon av NO<sub>x</sub> i luft i Kårstø-området vil ligge innenfor grenseverdiene anbefalt av SFT. De nye anleggene vil kun gi marginale økninger i ozonkonsentrasjon i luft. Støyinnivået fra nye anlegg på Kårstø antas heller ikke å medføre helsemessige konsekvenser. Økt bemanning i anleggsperioden forventes ikke å medføre spesielle sosiale konsekvenser.

### Økonomisk lønnsomhet

En oppgradering av Statpipe-anlegget vil på kort sikt, i 2-3 år, kunne håndtere gassvolumene fra Haltenbanken Sør. Eventuell utbygging av et ekstraksjonsanlegg eller et duggpunktsanlegg på Kårstø vil derfor trolig ikke gjennomføres før i tidsrommet 2004-2006. Det er derfor ikke utført økonomiske nåverdiberegninger for disse anleggene på nåværende tidspunkt.

### Anbefaling om utbygging

Det er ikke identifisert noen konsekvenser eller sum av konsekvenser som taler i mot at noen av de beskrevne utbyggingstiltakene gjennomføres for ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kårstø. Forutsatt at det besluttes at gass fra Haltenbanken Sør skal ilandføres til Kårstø, anbefales det at gassen håndteres i en oppgradering av Statpipe-anlegget. En slik løsning vil både gi moderat NGL-gjenvinning, økt etanproduksjon, samt bidra til å redusere investeringsnivået i perioden 2004-2007. Det oppgraderte Statpipe-anlegget vil kunne håndtere gassvolumene fra Haltenbanken Sør på kort sikt, i 2-3 år, og muligens også på permanent basis. Dette siste vil være avhengig av produksjonsprofil for både Haltenbanken Sør og andre felt, samt mulige kommersielle arrangementer for å frigjøre kapasitet i eksisterende anlegg. Dersom det etter 2-3 år vil være behov for ytterligere kapasitetsøkning, kan dette gjøres ved at en foretar en utvidelse på Kårstø, av samme omfang som beskrevet for ekstraksjonsanlegget. Alternativt vil en kunne dekke et ytterligere kapasitetsbehov for Haltenbanken Sør ved å legge et avgreningsrør fra Åsgard transport til Kollsnes og oppgradere et eventuelt Kvitebjørn anlegg til et kombianlegg ekstraksjon. Dette forutsetter at det allerede er etablert et anlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes.

En eventuell utvidelse av Kårstø-anlegget med ekstraksjonsanlegg eller duggpunktsanlegg etter at Haltenbanken Sør har vært behandlet i et oppgradert Statpipe-anlegg i 2-3 år, vil kreve ny eksportgasskompressor på Kårstø. Det gis pr. i dag ikke noen anbefaling om drivervalg for denne kompressoren. Dette begrunnes med at det pr. i dag er usikkerhet om hvilket drivervalg som totalt sett vil være best for en slik utbygging. Det vil trolig først være behov for et eventuelt ekstraksjonsanlegg eller duggpunktsanlegg fra år 2005-2007, og følgelig vil det ikke være behov for å installere ny eksportgasskompressor før dette tidspunktet. I vurdering av drivervalg må en inkludere Kårstø-anleggenes samlede behov for damp. Dampbehovet for et eventuelt nytt ekstraksjonsanlegg eller duggpunktsanlegg er kjent, men det knytter seg en viss usikkerhet til både fremtidig produk-

sjon fra eksisterende felt i nordre Nordsjø og Sleipner-området, samt til innfasingstidspunkt for et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. En god forståelse av de to sistnevnte forholdene er nødvendig for å vurdere om eksisterende dampfasiliteter på Kårstø vil ha tilstrekkelig kapasitet for fremtidig behov.

## **1.4 Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes**

For ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kollsnes er det i denne konsekvensutredningen vurdert nye gassbehandlingsanlegg basert på enten en ekstraksjonsprosess eller en duggpunktsprosess. For begge alternativene vil både elektrisk drift og gassturbindrift av eksportgasskompressor være aktuelt. Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes vil kreve utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad for behandling av NGL.

Anleggene som vurderes bygget for ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes er tilnærmet like anleggene som vurderes bygget for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes. I beskrivelsen nedenfor blir det derfor i stor grad henvist til beskrivelsen gitt i kapittel 1.2 for Kvitebjørn til Kollsnes.

### Reguleringsmessige forhold og infrastruktur

Som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes, forventes ikke aktuelle utvidelser på Kollsnes og Mongstad for ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes å gi reguleringsmessige konsekvenser. Økt kraftbehov på Kollsnes som følge av nye utbygginger vil kunne dekkes av eksisterende kraftlinjenett.

### Sikkerhetsmessige forhold

Sikkerhetsanalyser utført for utvidelser av anleggene på Kollsnes og Mongstad, samt for økt skipstrafikk på Mongstad, omfattes av analysene som er beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes. Ved ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes vil økte mengder NGL-produkt på Mongstad kunne gi en økning i skipstrafikken på Mongstad med 60-70 skipsanløp pr. år.

### Konsekvenser for miljø

#### *Utslipp til luft*

Utslipp til luft både fra et ekstraksjonsanlegg og fra et duggpunktsanlegg på Kollsnes vil bli tilnærmet likt uavhengig av om anleggene behandler gass fra Haltenbanken Sør eller fra Kvitebjørn. Utslipp til luft på Kollsnes ved ilandføring av Haltenbanken Sør vil derfor bli som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

Utbygging av Vestprosess-anlegget på Mongstad for håndtering av NGL fra Haltenbanken Sør vil gi utslipp til luft på 19.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og 17 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Utslipp av VOC fra det utvidete anlegget vil som ved ilandføring av Kvitebjørn bli svært lavt og trolig ikke målbart sammenliknet med bakgrunnsnivået på raffineriet. Sett i forhold til utslippene fra eksisterende anlegg på Mongstad er det her tale om marginale utslippsøkninger som ikke antas å gi konsekvenser for miljø.

#### *Utslipp til sjø*

Utslipp til sjø fra nye anlegg på Kollsnes og Mongstad ved ilandføring av Haltenbanken Sør vil bli likt som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

#### *Støy*

Støynivå fra nye anlegg på Kollsnes og Mongstad ved ilandføring av Haltenbanken Sør vil bli likt som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

#### *Avfallshåndtering*

Avfallshåndtering på Kollsnes og Mongstad ved ilandføring av Haltenbanken Sør vil bli tilsvarende som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

#### *Landskapsestetiske konsekvenser*

Landskapsestetiske konsekvenser på Kollsnes og Mongstad ved ilandføring av Haltenbanken Sør vil bli tilsvarende som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

#### Konsekvenser for naturressurser, fiskeri og akvakultur

Ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes vil kreve anleggsarbeider i forbindelse med etablering av landfall for en avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes. Det planlegges samme landfallsløsning for dette landfallet som for en rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes.

#### Samfunnsmessige konsekvenser

Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging på Kollsnes og Mongstad ved ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes vil hovedsakelig være tilsvarende som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes. Investeringskostnadene for utvidelsen på Mongstad er imidlertid noe høyere for ilandføring av Haltenbanken Sør enn ved ilandføring av Kvitebjørn (486 millioner kroner mot 304 millioner kroner). Driftskostnadene vil også være noe ulike for nye anlegg på Mongstad.

#### Økonomisk lønnsomhet

Det er utført realøkonomiske beregninger for å analysere verdiskaping for et ekstraksjonsanlegg i forhold til et duggpunktsanlegg for behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kollsnes. Resultatene fra disse beregningene gir grunnlag for å gi anbefaling av utbyggingsløsning basert på økonomiske vurderinger. Beregningene viser at et ekstraksjonsanlegg for Haltenbanken Sør vil ha en nåverdi på 2500 millioner kroner mer enn et duggpunktsanlegg. Ekstraksjonsanlegget vil altså ha større lønnsomhet en duggpunktsanlegget.

#### Anbefaling om utbygging

Som for ilandføring av gass fra Kvitebjørn til Kollsnes er det ikke identifisert noen konsekvenser eller sum av konsekvenser som taler i mot at noen av de beskrevne utbyggingstiltakene gjennomføres for ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kollsnes med tilhørende NGL-behandling på Mongstad. Forutsatt at det besluttes at gass fra Haltenbanken Sør skal ilandføres til Kollsnes anbefales, med samme bakgrunn som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes, utbygging av et ekstraksjonsanlegg med elektrisk drift av eksportgasskompressor for Haltenbanken Sør.

## **1.5 Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø og Kollsnes**

For ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø og Kollsnes er det i denne konsekvensutredningen vurdert utbygging av et kombianlegg ekstraksjon på Kollsnes, utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad for behandling av NGL, samt oppgradering av Statpipe-anlegget på Kårstø for behandling av deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør. For utbyggingen på Kollsnes vil både elektrisk drift og gassturbindrift av eksportgasskompressorer være aktuelt.

Oppgradering av Statpipe-anleggene som planlegges for delt ilandføring av Haltenbanken Sør er den samme som beskrevet i kapittel 1.3 for ilandføring av Haltenbanken Sør til Kårstø.

#### Reguleringsmessige forhold og infrastruktur

Aktuelle utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø forventes ikke å gi reguleringsmessige konsekvenser da utbyggingene vil skje innenfor områder som allerede er regulert til industriformål. Som følge av utbyggingsprosjektene vil det kunne bli noe økt trafikk på veinettet i

nærområdene rundt industrianleggene. Økt kraftbehov på Kollsnes som følge av nye utbygginger vil kunne dekkes av eksisterende kraftlinjenett.

### Sikkerhetsmessige forhold

Sikkerhetsanalyser utført for utvidelser av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø samt for økt skipstrafikk på Mongstad, omfattes av analysene som er beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og Haltenbanken Sør til Kårstø. Ved ilandføring av Kvitebjørn og deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør til Kollsnes vil økte mengder NGL-produkt på Mongstad kunne gi en økning i skipstrafikken på Mongstad med 70-80 skipsanløp pr. år. En delt ilandføring av Haltenbanken Sør mellom Kårstø og Kollsnes vil ikke medføre økninger i skipstrafikken på Kårstø.

### Konsekvenser for miljø

#### *Utslipp til luft*

CO<sub>2</sub>-utslipp til luft fra et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes vil bli 43.000 tonn pr. år dersom det benyttes elektriske drivere for eksportgasskompresjon. Ved gassturbin drift av kompressorene vil CO<sub>2</sub>-utslippet bli 320.000 tonn pr. år. Dersom det også tas hensyn til det CO<sub>2</sub>-utslippet som oppstår ved produksjon av elektrisk kraft som benyttes i anlegget, vil det totale CO<sub>2</sub>-utslippet for et kombinert ekstraksjonsanlegg med elektriske drivere bli 270.000 tonn pr. år, mens det totale utslippet ved gassturbin drift vil bli 332.000 tonn pr. år. Disse tallene forutsetter at kraftbehovet må dekkes fra importert kraft.

Utslipp av NO<sub>x</sub> fra et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes vil bli 30 tonn pr. år ved bruk av elektriske drivere og 220 tonn pr. år ved gassturbin drift av kompressorene. Norsk institutt for luftforskning (NILU) har utført spredningsberegninger for utslipp til luft fra nye anlegg. Konsekvenser av NO<sub>x</sub>-utslipp fra et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes vil bli som beskrevet for et ekstraksjonsanlegg for Kvitebjørn på Kollsnes.

Utbygging av Vestprosess-anlegget på Mongstad for håndtering av NGL fra Kvitebjørn og deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør vil gi utslipp til luft på 22.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og 18 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Utslipp av VOC fra det utvidete anlegget vil bli svært lavt og trolig ikke målbart sammenliknet med bakgrunnsnivået på raffineriet. Sett i forhold til utslippene fra eksisterende anlegg på Mongstad er det her tale om marginale utslippøkninger som ikke antas å gi konsekvenser for miljø.

Oppgradering av Statpipe-anlegget på Kårstø for behandling av deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør vil ikke gi økte utslipp til luft på Kårstø.

#### *Utslipp til sjø*

Et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes vil øke utslippet av avløpsvann til sjø med 9.000 m<sup>3</sup> pr. år. Avløpsvannet fra det nye anlegget vil ikke inneholde nye utslippskomponenter i forhold til avløpsvannet fra eksisterende anlegg. Vannrenseanlegget på Kollsnes har god kapasitet til å behandle vann fra de nye anleggene, og det forventes ikke at dagens utslippstillatelse for Kollsnes gassanlegg vil overskrides som følge av en eventuell utbygging.

På Mongstad vil en utvidelse av Vestprosess-anlegget ikke gi økninger i utslipp av avløpsvann til sjø. Oppgraderingen av Statpipe-anlegget på Kårstø vil ikke gi økte utslipp til sjø.

#### *Støy*

Det er gjennomført støyberegninger for et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes. Beregningene viser at utbyggingen vil gi et støynivå hos nærmeste nabo som ligger godt innenfor grensene som er satt i gjeldende utslippstillatelse på Kollsnes. Støyberegninger for utbyggingsfasen viser at støynivået vil ligge innenfor gitte grenseverdier for maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten.

Det er gjort beregninger av støy knyttet til en utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad. Beregningene viser at den marginale økningen i støy fra nye anlegg ikke vil gi en merkbar forandring i støybelastning i nabobebyggelsen.

Beregninger av støynivå ved utvidelser av Kårstø-anlegget viser at en oppgradering av Statpipe-anlegget ikke vil medføre merkbar økning av det totale støynivået i nabobebyggelsen.

#### *Avfallshåndtering*

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø. Det forventes heller ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anleggene, og med å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mottaksordninger samt til regelverket om håndtering av spesialavfall.

#### *Landskapsestetiske konsekvenser*

Verken utbygging av kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes, utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad eller oppgradering av Statpipe-anlegget på Kårstø forventes å øke den visuelle

eksponeringen av de eksisterende industrianleggene i vesentlig grad, og vurderes ikke å endre landskapsbildet i områdene.

#### Konsekvenser for naturressurser, fiskeri og akvakultur

Ilandføring av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør til Kollsnes vil kreve anleggsarbeider i forbindelse med etablering av landfall for nye rørløsnings på Kollsnes. Konsekvenser av dette anleggsarbeidet vil bli som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

#### Samfunnsmessige konsekvenser

Utbygging av et kombinert ekstraksjonsanlegg på Kollsnes, utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad og Statpipe-oppradering vil gi totale investeringskostnader på 5,1 milliarder kroner. Den nasjonale sysselsetting er beregnet til 7.100 årsverk og den regionale til 2.000. Fordelingen innen næring er som for de andre utbyggingsalternativene. Kommunal eiendomsskatt er beregnet til ca. 21 millioner kroner pr. år som fordeles mellom de ulike vertskommunene.

Utbyggingene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø forventes ikke å gi helsemessige konsekvenser. Økt bemanning i anleggsperioden forventes ikke å medføre spesielle sosiale konsekvenser.

#### Anbefaling om utbygging

Det er ikke identifisert noen konsekvenser eller sum av konsekvenser som taler i mot at det gjennomføres utbygging av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø for ilandføring av Kvitebjørn

til Kollsnes og for en delt ilandføring av Haltenbanken Sør mellom Kårstø og Kollsnes. For kombianlegg ekstraksjon på Kollsnes anbefales det elektrisk drift av eksportgasskompressorene, dette med samme begrunnelse som er gitt for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.

## **1.6 Oppfølgende tiltak og undersøkelser**

Foreliggende konsekvensutredning har ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen verken på Kollsnes, Mongstad eller Kårstø. Allerede eksisterende overvåkingssystemer anses derfor for å være dekkende også i forhold til etablering av eventuelle nye prosessanlegg.

Statoils overordnede mål er å redusere egne utslipp av klimagasser med 30% innenfor en periode på 10 år i forhold til nivået uten tiltak. I den sammenheng har Statoil satt igang et CO<sub>2</sub>-teknologiprogram med sikte på å utvikle teknologi for å bidra til å realisere denne målsettingen.

Programmet består av fem hovedområder:

- CO<sub>2</sub>-reduksjoner ved kilden
- separasjon og deponering av CO<sub>2</sub> fra avgass
- "Air bottom cycle" (ABC) storskala utvikling/test
- forskning og utvikling, nye tiltak for CO<sub>2</sub>-reduksjon
- industriell utnyttelse av CO<sub>2</sub>



## 2 Innledning

### 2.1 Bakgrunn for utbyggingsplanene

Gassfeltene Kvitebjørn i nordre Nordsjø og Haltenbanken Sør (HLBS) vurderes utbygget for å fremskaffe gass til inngåtte gassalgsavtaler. Statoil er operatør av Kvitebjørn-feltet, mens Saga Petroleum er operatør av Haltenbanken Sør, som omfatter funnene Kristin, Tyrihans, Lavrans og Trestakk. Haltenbanken Sør planlegges i en fasert utbygging. Kristin vil bli utbygget først med et feltcenter, og deretter planlegges innfasing av Tyrihans og Lavrans på et senere tidspunkt. Produksjonsstart for Kvitebjørn er planlagt til 01.10.2002, mens produksjonsstart for Haltenbanken Sør er planlagt til 01.10.2004. Den endelige beslutning om utbygging, transportløsning og oppstartstidspunkt for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør forventes i løpet av våren/sommeren 1999.

Rikgass fra feltene planlegges ilandført til Kårstø eller Kollsnes for prosessering til salgsgass. Fra ilandført rikgass vil det skilles ut NGL for fraksjonering (Natural Gas Liquids; flytende våtgass bestående av propan, iso-butan, normal-butan og nafta). Dersom rikgass fra feltene ilandføres til Kollsnes, vil NGL transporteres i Vestprosess kondensatorledning til Mongstad for fraksjonering i Vestprosess-anlegget som er under bygging på Mongstad. Ved ilandføring til Kårstø vil NGL-fraksjoneringen skje i eksisterende fraksjoneringsanlegg. Ilandføring av rikgass til Kårstø eller Kollsnes vil kreve moderate oppgraderinger eller relativt betydelige utvidelser av anleggene på ilandføringsstedet. Likeledes vil en eventuell behandling av NGL på Mongstad kreve utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad.

Ilandføring av rikgass fra Kvitebjørn til Kollsnes vil skje gjennom en ny rørledning fra Kvitebjørn-feltet til Kollsnes. Eventuell ilandføring av rikgass fra Haltenbanken Sør til Kårstø eller Kollsnes vil skje gjennom gassrørledningen Åsgard transport. For dette kreves et tilknytningsrør fra Haltenbanken Sør til Åsgard transport, samt et avgrensningsrør fra Åsgard transport til Kollsnes, dersom Kollsnes blir ilandføringspunktet.

Foreliggende konsekvensutredning omfatter således følgende elementer: Utvidelse av gassbehandlingsanlegg/foredlingsanlegg på Kollsnes/-Mongstad og/eller Kårstø som følge av ilandføring av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. Konsekvensutredningen omfatter også landfall for en eventuell rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes

og landfall for en eventuell avgrensningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes. I melding med forslag til utredningsprogram (mai 1998) var det angitt at det også var aktuelt å utvide Kollsnes gassanlegg for å opprettholde/utvide behandlingskapasiteten for gass fra Troll A. Nærmere vurderinger har vært foretatt etter at meldingen ble sendt på høring, og det er konkludert med at det foreløpig ikke er aktuelt med en egen utvidelse knyttet til Troll A. Disse forhold er derfor ikke nærmere utredet i foreliggende konsekvensutredning.

#### Ilandføring av rikgass fra Kvitebjørn

Kvitebjørn-feltet i nordre Nordsjø vurderes utbygget for produksjon av gass og kondensat. Feltet ligger i Tampenkilen, ca. 20 km sørvest for Gullfaks. Statoil er operatør for feltet, og produksjonsstart planlegges 01.10.2002. Aktuelle mottakere for kondensat fra Kvitebjørn er Oseberg C, Statfjord B og Gullfaks C, og behandling av kondensat vil således ikke medføre behov for utvidelser av landanlegg. For gass fra Kvitebjørn er aktuelle mottakere Kollsnes og Heimdal-plattformen. I tilknytning til Kvitebjørn omhandler denne konsekvensutredningen landanleggsutvidelser som følge av eventuell ilandføring til gassanlegget på Kollsnes, samt landfall for en eventuell rørledning fra Kvitebjørn-feltet til Kollsnes.

Ved ilandføring til Kollsnes vil rikgassen bli behandlet til salgsgasskvalitet, for eksport til kontinentet i eksisterende/vedtatt utbygget gassrørledningsnett. Rikgassen inneholder betydelige mengder våtgass (propan, iso-butan, normal-butan, nafta) som vil bli skilt ut som en NGL-væskeblanding ved behandling i gassanlegget. Utskilt NGL vil prosesseres ved Vestprosess-anlegget som er under bygging på Mongstad. Planlagt mengde salgsgass for ilandføring fra Kvitebjørn er 6 G Sm<sup>3</sup> pr. år (6 milliarder standard kubikkmeter pr. år). Av dette vil NGL utgjøre anslagsvis 0,7 millioner tonn pr. år. Statoil utarbeider en egen konsekvensutredning for utbygging av Kvitebjørn felt og transportsystem.

I melding med forslag til utredningsprogram (mai 1998) var det angitt at det også var aktuelt å transportere rikgass fra Kvitebjørn til Kårstø via Statfjord B. Nærmere vurderinger har vært foretatt etter at meldingen ble sendt på høring, og det er konkludert med at dette ikke er en aktuell løsning for rikgass fra Kvitebjørn. Disse forhold er derfor ikke nærmere utredet i foreliggende konsekvensutredning.



## **Ilandføring av rikgass fra Haltenbanken Sør**

Funnene i Haltenbanken Sør (HLBS) vurderes utbygget for produksjon av gass og kondensat. Haltenbanken Sør omfatter funnene Kristin, Lavrans, Tyrihans nord og sør, samt Trestakk. Funnene ligger på Haltenbanken, omlag 200 km fra land og like sør for Åsgard-feltet. Saga Petroleum er operatør av Haltenbanken Sør, som er planlagt satt i produksjon 01.10.2004.

Produsert kondensat fra Haltenbanken Sør vil overføres til Åsgard A for prosessering, lagring og lasting, og vil således ikke medføre behov for utvidelser av landanlegg. Rikgass fra Haltenbanken Sør planlegges ilandført til gassterminalene på Kårstø eller Kollsnes. I tilknytning til Haltenbanken Sør omhandler denne konsekvensutredningen landanleggsutvidelser som følge av eventuell ilandføring til gassanleggene på Kårstø og/eller Kollsnes, samt landfall for en eventuell avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes.

Det utredes produksjonssamarbeid mellom Åsgard og Haltenbanken Sør. Dette kan innebære leveranser av gass fra Åsgard i tidsrommet 2001-2003 utover det som i dag er allokert til Åsgard. Haltenbanken Sør vil deretter tilbakelevere disse volumene i tidsrommet 2005-2006 ved at Åsgard holder tilbake produksjon. Dette vil i så fall medføre lavere kapasitetsbehov for Haltenbanken Sør på Kårstø.

Ved ilandføring til Kårstø eller Kollsnes vil rikgass bli behandlet til salgsgasskvalitet, for så å bli eksportert til kontinentet i eksisterende/vedtatt utbygget gassrørledningsnett. Rikgassen inneholder betydelige mengder våtgass (propan, isobutan, normal-butan, nafta) som vil skilles ut som en NGL-væskeblending ved behandling på den aktuelle terminal. Dersom ilandføringssted blir Kollsnes, vil utskilt NGL prosesseres ved Vestprosess-anlegget som er under bygging på Mongstad. Ved ilandføring til Kårstø vil NGL bli fraksjonert på Kårstø-anlegget. Planlagt mengde salgsgass ilandført fra Haltenbanken Sør er 6 GSm<sup>3</sup> pr. år. NGL-produkt vil utgjøre anslagsvis 1,0 millioner tonn pr. år.

Rikgass fra Haltenbanken Sør-feltet vil bli transportert i Åsgard transport rørledningen, og det vil derfor være behov for en tilknytningsrørledning fra Haltenbanken Sør-feltsenter til Åsgard transport. Videre vil det være behov for en avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes ved eventuell ilandføring til Kollsnes.

Saga Petroleum utarbeider egen konsekvensutredning for feltutbyggingen, mens Statoil utarbeider

en egen konsekvensutredning for tilknytning fra Haltenbanken Sør til Åsgard transport og eventuell avgrening fra Åsgard transport til Kollsnes.

## **2.2 Eierforhold og operatørskap**

Statoil er operatør av gassterminalene på Kårstø og Kollsnes, og terminalene er eid av henholdsvis Statpipe- og Troll-lisensen.

Statpipe-lisensen har eierfordeling som følger:

|                                  |         |
|----------------------------------|---------|
| Den norske stats oljeselskap a.s | 58,25 % |
| ELF Petroleum Norge AS           | 10 %    |
| Norsk Hydro Produksjon a.s       | 8 %     |
| Mobil Development Norway A/S     | 7 %     |
| Esso E&P Norge AS                | 5 %     |
| A/S Norske Shell                 | 5 %     |
| Norske Conoco AS                 | 2,75 %  |
| Saga Petroleum ASA               | 2 %     |
| Total Norge AS                   | 2 %     |

Troll- lisensen har eierfordeling som følger (i henhold til samordning fra januar 1987 mellom PL 054 og PL085):

|  |         |
|--|---------|
| Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE <sup>1)</sup> 62,7%) | 74,58 % |
| A/S Norske Shell   | 8,29 %  |
| Norsk Hydro Produksjon a.s.                                  | 7,69 %  |
| Saga Petroleum ASA   | 4,08 %  |
| Elf Petroleum Norge AS                                       | 2,35 %  |
| Norske Conoco A/S  | 1,66 %  |
| Total Norge A.S  | 1,35 %  |

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

Videre er Statoil operatør av Vestprosess-anlegget som er eid av Vestprosess DA, og både operatør og eier av raffineriet på Mongstad.

Vestprosess DA har eierfordeling som følger:

|                                   |      |
|-----------------------------------|------|
| Den norske stats oljeselskap a.s. | 58 % |
| Saga Petroleum ASA                | 17 % |
| Mobil Development Norway A/S      | 10 % |
| A/S Norske Shell                  | 8 %  |
| Total Norge AS                    | 5 %  |
| Norske Conoco A/S                 | 2 %  |

## **2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning**

Utvidelser av anleggene på Kollsnes/Mongstad og/eller Kårstø, landfall for et eventuelt avgreningsrør fra Åsgard transport til Kollsnes, samt landfall for en eventuell rørledning fra

Kvitebjørn-feltet til Kollsnes 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. Utredningen skal gjøre rede for utbyggingstiltaket, aktuelle alternative utbyggingsløsninger, tiltakets virkning på miljø, naturressurser og samfunn, samt hva som kan gjøres for å avbøte skader og ulemper som tiltaket kan medføre. De aktuelle anlegg faller inn under tiltak listet i Vedlegg I til forskrift om konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven. Denne forskriften, som ble vedtatt 13.12.1996, fastslår i §2 at tiltak listet i Vedlegg I alltid skal meldes og konsekvensutredes. I henhold til forskriftens §8 kan det for flere tiltak som planlegges lokalisert til det samme området kreves at det utarbeides én melding og én konsekvensutredning. Med bakgrunn i denne bestemmelsen er tiltakene som er beskrevet her behandlet i én felles konsekvensutredning.

Også petroleumsloven inneholder bestemmelser om at det som del av Plan for anlegg og drift (PAD) skal utarbeides konsekvensutredning. I tillegg inneholder også andre lover bestemmelser som stiller krav til konsekvensutredning, herunder bl.a. forurensingsloven og kommunehelsetjenesteloven. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet for å ivareta de krav til konsekvensutredninger som stilles i de ulike lovverk.

## 2.4 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 samfunn, miljø 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.

## 2.5 Saksbehandling og tidsplan

Olje- og energidepartementet (OED) sendte melding med forslag til utredningsprogram for tilta-

kene på høring 18. mai 1998. Meldingen har også blitt kunngjort i lokale aviser i Hordaland og Rogaland, samt lagt ut i de berørte kommunene (Øygarden, Lindås, Austrheim og Tysvær). Høringsfristen ble satt til 24. juli 1998. OED har koordinert høringsrunden. På grunnlag av melding med forslag til utredningsprogram og de innkomne merknader fra høringsrunden, ble utredningsprogram fastsatt av departementet i brev datert 19. oktober 1998. Utredningsprogrammet har i henhold til plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger vært forelagt Miljøverndepartementet i forbindelse med godkjenning.

Konsekvensutredningen er utarbeidet på basis av fastsatt utredningsprogram. OED sender konsekvensutredningen ut på høring. En tar sikte på at konsekvensutredningen skal være sluttbehandlet av departementet i april 1999.

Byggestart for anlegg knyttet til prosessering av gass og NGL fra Kvitebjørn er planlagt til primo 2000, med driftsstart 1.10.2002. Byggestart for terminalanlegg knyttet til prosessering av gass og NGL fra Haltenbanken Sør er planlagt til primo 2002, med driftsstart 1.10.2004.

## 2.6 Annet lovverk

Nedenfor er gitt en oversikt over noen av de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som her er nevnt avklares i den videre planprosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen.

- Godkjenning av konsekvensutredning. Myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Godkjenning av Plan for anlegg og drift (PAD). Myndighet er Olje- og energidepartementet.
- Byggetillatelse i henhold til plan- og bygningsloven. Myndighet er aktuell kommune.
- Forhåndsmelding til arbeidstilsynet etter arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.
- Samtykke til oppføring av bygning etc. i henhold til arbeidsmiljøloven. Myndighet er Arbeidstilsynet.
- Utslippstillatelse etter forurensingsloven. Myndighet er Statens Forurensingstilsyn.
- Eventuell tillatelse til anleggsarbeid (sprengning) under vann (jfr. forurensingslovens § 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 Fiskeridirektoratet.
- 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).

## 3 Utredningsprogram og metodikk

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

Etter at Olje- og energidepartementet sendte melding med forslag til utredningsprogram for utbyggingstiltakene på høring er det kommet inn 15 høringsuttalelser. En sammenstilling av høringsuttalelsene følger nedenfor, sammen med de kommentarer som er fremkommet i tilknytning til Olje- og energidepartementets fastsettelse av utredningsprogrammet.

#### 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.

Med bakgrunn i at dagens utslipp av VOC ved Mongstad er høye, anser SFT en utslippsøkning for å være lite gunstig, og forutsetter at konsekvensutredningen omfatter en utredning av hvordan utslippsøkning kan unngås og hvilke avbøtende tiltak som kan iverksettes.

SFT viser videre til at meldingen omtaler at det på Kårstø kan være nødvendig å bygge et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg, og forutsetter i den forbindelse at det i konsekvensutredningen vil bli redegjort for avfall som vil oppstå ved drift av CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget og disponeringen av dette avfallet.

SFT forutsetter at de risiko- og sikkerhetsanalyser som skal utføres også omfatter hensynet til ytre miljø. SFT forutsetter videre at vurdering av endringer i risikobilde som følge av økt skipstrafikk til Kårstø eller Mongstad inngår i analysen.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses dek-*

*kende 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.*

*En eventuell utslippsøkning av VOC tallfestes så langt dette er mulig, og mulige avbøtende tiltak vil bli presentert. Konsekvensutredningen vil også redegjøre for håndteringen av avfall fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg.*

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

*Hovedkonklusjonene fra utførte analyser vil presenteres i konsekvensutredningen, og eventuelle endringer i skipstrafikk til/fra Kårstø og Mongstad vil bli redegjort for.*

#### 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 Kollsnes 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 forrynningspotensialet 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**

Meldingen har vært forelagt Fylkeslegene i Hordaland og Rogaland, og deres uttalelser var vedlagt høringsuttalelsen fra 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. I denne sammenhengen viser Helsetilsynet også til uttalelsen fra Fylkeslegen i Rogaland.

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 drikkevannsforekomsten i Storavatnet, Øygarden kommune, ved en eventuell lekkasje på rørledningen.*

### **Fylkeslegen i Rogaland**

Fylkeslegen ønsker at det under forholdet til kommunale planer og tillatelser blir tatt inn et punkt om at forhold omkring de prosjekterte anleggene må vurderes opp mot krav satt i eller i medhold av kommunehelsetjenesteloven. Man mener videre at det vil være naturlig å nevne forholdet til kommunehelsetjenesteloven under gjennomgang av sikkerhetsmessige forhold.

Fylkeslegen regner med at de aktuelle kommunene med grunnlag i kommune- og helsetjenesteloven selv vurderer de rent medisinsk-faglige behov ved det fremlagte forslag til utredningsprogram og ved høringen av det endelige utredningsdokumentet.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses dekkende for kommentarene fra Fylkeslegen i Rogaland. Når det gjelder fylkeslegens uttalelser vedrørende kommunehelsetjenesteloven vises det til kommentarene til uttalelse fra Statens Helsetilsyn.*

### **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.*

### **Tysvær helse- og sosialstyre**

Meldingen har vært behandlet i Tysvær helse- og sosialstyre. I vedtaket fra helse- og sosialstyret uttrykkes det at utbygger i forbindelse med en eventuell utvidelse av Kårstø-anlegget må opprettholde en kontinuerlig overvåking av helse og miljø lokalt og at det i konsekvensutredningen må redegjøres for hvordan konsekvenser for human helse og sykdom i distriktet vil overvåkes. Videre mener helse- og sosialstyret at det må redegjøres for hvordan anleggsfasen vil påvirke og belaste det kommunale apparatet for helse- og sosialvern. Likeledes må konsekvensutredningen redegjøre for hvordan økningen i landtrafikk i anleggsfasen vil påvirke lokalsamfunnet. Helse- og sosialstyret mener også at det må redegjøres for hvordan en vil overvåke utslipp som svevestøv/bakkenært ozon, PAH, dioxiner og andre miljøgifter. Dersom det blir påvist økte utslipp av miljøgifter i forhold til dagens nivå, mener helse- og sosialstyret at det må iverksettes avbøtende tiltak som kan hindre eller begrense skader og ulemper.

*Kommentarer: I utgangspunktet forventes de helsemessige konsekvensene av planlagte utbygginger å være marginale. I konsekvensutredningen vil det bli redegjort for utslippsnivåer fra de nye anleggene og hvilke mulige helsemessige konsekvenser disse vil ha. Det vil også bli redegjort for hvordan en vil overvåke effekter av disse utslippene i omgivelsene. Overvåking av human helse og sykdom i distriktet vil imidlertid ikke omfattes av konsekvensutredningen, da dette anses å falle utenfor utbyggers plikter i forbindelse med konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen vil også redegjøre for hvordan utbyggingstiltakene vil påvirke bemanningen ved anleggene, både i utbyggings- og driftsfasen. Imidlertid vil konsekvensutredningen ikke omfatte redegjørelser for hvordan anleggsfasen vil påvirke det kommunale apparat for helse- og sosialvern, da dette anses å falle utenfor utbyggers plikter i forbindelse med konsekvensutredningen. Når det gjelder redegjørelse for økning i landtra-*

*fikk og for overvåking av utslippskomponenter anses utredningsprogrammet å være dekkende.*

### **Tysvær kommune**

Tysvær formannskap har behandlet melding med forslag til utredningsprogram. Tysvær kommune ser positivt på at Kårstø kan bli valgt som ilandføringssted for gass fra Haltenbanken Sør og Kvitebjørn, og har ingen vesentlige merknader til det fremlagte forslag til utredningsprogram. Kommunen regner med at overvåkingsprogrammene blir tilpasset økte utslipp til luft og sjø, og at de dekker et større geografisk område (Skjoldafjorden og Nedstrandsområdet). Videre regner Tysvær kommune med at det ved eventuell utbygging blir lagt til rette for utnytting av det oppvarmede kjølevannet og annen spillvarme.

*Kommentarer: Utredningsprogrammet anses dekkende for kommentarene fra Tysvær kommune. Konsekvensutredningen vil inneholde beskrivelse av nåværende kontrollprogrammer til luft og sjø. Konsekvensutredningen skal videre gi en vurdering av i hvilken grad det er behov for undersøkelser og overvåking som følge av nye utbyggingstiltak, og hvordan overvåking av disse tiltakene kan innpasses i eksisterende kontrollprogrammer. I konsekvensutredningen vil det bli redegjort for planlagte avbøtende tiltak for å forhindre eller begrense skader og ulemper av nye utbygginger, herunder mulige tiltak for energioptimalisering ved utnytting av oppvarmet kjølevann og annen spillvarme.*

### **Lindås kommune**

Meldingen har vært forelagt Lindås formannskap uten at det fremkom merknader. Kommunen har således ingen merknader til forslag til utredningsprogram.

### **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 de planlagte gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes og de nye anleggene. Naturkraft mener at en integrasjon mellom større industriedrifter, 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.

Gasskraftverkene 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 på de to stedene. Naturkraft mener at konsekvensutredningen må utvides til å omfatte beskrivelse av mulige integrasjonsløsninger med de planlagte gasskraftverkene, samt de miljømessige virkninger de aktuelle løsningene vil ha for områdene. I tillegg må konsekvensutredningen inneholde en bredere omtale av behovet for infrastruktur på de aktuelle utbyggingsstedene, 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 hjelpesystemer for damp på Kårstø og varmoljesystem på Kollsnes, og det kan i tillegg bli behov for utvidelser av disse systemene. For behandling av NGL på Mongstad forventes varmebehovet hovedsaklig å bli dekket av eksisterende dampkapasitet. 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 Kårstø og 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 gasskraftverkene.*

## **3.2 Fastsatt utredningsprogram**

Olje- og energidepartementet har i brev av 19. oktober 1998 oversendt fastsatt utredningsprogram for konsekvensutredningen. I brev av 18. november 1998 har OED gitt samtykke til at de elementene i utredningsprogrammet som omhandler Kvitebjørn til Kårstø og utvidelser på

Kollsnes i forbindelse med gass fra Troll A ikke vil omfattes av konsekvensutredningen. Utredningsprogrammet er i sin helhet gjengitt nedenfor:

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

Begrunnelse og bakgrunn for tiltakene innarbeides i konsekvensutredningen (KU) sammen med en beskrivelse av de alternative tekniske løsninger, herunder gass- og elbaserte drivere for kompressoranlegget og de økonomiske forhold i prosjektene. Beskrivelsen av tiltakene 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 prosjektene ikke gjennomføres).

Tidsplan for tiltakene innarbeides i KU.

KU skal redegjøre for avfallsplanene til virksomhetene, og gi generelle vurderinger med hensyn til avvikling av virksomhetene. Det skal gis en oversikt over de viktigste avfalls- komponenter fra et eventuelt CO<sub>2</sub>- fjerningsanlegg i KU.

Hovedkonklusjoner fra utførte risiko- og sikkerhetsanalyser 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. Eventuelle endringer i produktutskipningsmønstre fra Kårstø og Mongstad skal beskrives i KU.

Arealbruken av tiltakene skal innarbeides i KU.

KU skal redegjøre for hvordan tiltakene vil påvirke bemanningen ved Kårstø-, Kollsnes- og Mongstad-anleggene, både i utbyggings- og driftsfasen.

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

En oversikt over offentlige og private tiltak som er nødvendige for gjennomføring av tiltakene 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 arbeids- miljøloven, 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 anleggs- virksomhet 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 Rogaland, Fylkesmannen i Hordaland, Rogaland fylkeskommune, Hordaland fylkeskommune, Tysvær kommune, Øygarden kommune, Lindås kommune og Austrheim 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 Kårstø, Kollsnes og Mongstad (null-alternativet uten realisering av de tiltakene som omfattes av denne meldingen). Mulig integrasjon med Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø og 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 gasskraftverkene. Den planlagte kraftforsyningen til de planlagte prosjektene og konsekvensene av denne, vil beskrives.

KU vil belyse konsekvensene av økte utslipp til sjø på Kårstø og Kollsnes, samt av eventuelle økte utslipp til sjø fra Mongstad, for alternative utbygginger av hvert enkelt landanlegg. Dette vil omfatte økte utslipp fra vannrenseanleggene, samt økte utslipp av kjølevann. For Kårstø vil det også redegjøres for konsekvensene av utslipp til sjø fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. Konsekvensene av økte utslipp til sjø skal vurderes i forhold til omgivelsenes tålegrenser.

Det skal gjøres rede for beregnet støynivå fra alternative utbygginger av nye anlegg på Kårstø,



Kollsnes og Mongstad i KU. 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 landfall for eventuelle nye rørledninger til Kollsnes-terminalen, samt 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 landfall for eventuelle nye rørledninger 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 utbyggingene vil virke inn på norsk økonomi ved å bidra til ytterligere økning av det totale investerings- og aktivitetsnivå. Videre skal KU inneholde beregninger og analyser av forventet leveranseomfang i utbyggings- og driftsfasen for alternative utbygginger av anleggene på Kårstø, Kollsnes og Mongstad. Det vil gis beskrivelse av Statoils kontraktsstrategi, leveranseomfang til utbygging og drift fordelt på mulige nasjonale og regionale leveranser, samt sysselsetningsvirkninger (direkte og indirekte). KU skal gi anslag for den kommunale eiendoms-skatt som følge av prosjektene.

Det skal i KU redegjøres for eventuelle endringer i skipstrafikk til og fra Kårstø og Mongstad som følge av tiltakene. Videre skal de trafikkmessige virkninger som følge av tungtransport på veinettet belyses.

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

Konsekvensene av økninger i utslipp til luft ved utbygging av Kårstøanlegget for behandling av Haltenbanken Sør- og/eller Kvitebjørn-gass skal beskrives i KU. Videre vil det bli redegjort for utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg på Kårstø, samt for alternative håndteringsmåter for utskilt CO<sub>2</sub>. Konsekvensene 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 fra nye anlegg 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.

Konsekvensene av økninger i utslipp til luft ved utbygging av Kollsnesanlegget for behandling av Haltenbanken Sør- og/eller Kvitebjørngass,

og/eller utbygging for opprettholdelse/ utvidelse av kapasitet for Troll A, 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 fra nye anlegg 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.

Konsekvenser av eventuelle økninger i utslipp til luft ved utvidelse av Vestprosessanlegget på Mongstad for behandling av NGL fra Kollsnes i forbindelse med eventuell ilandføring av Haltenbanken Sør- og/eller Kvitebjørn-gass til Kollsnes skal beskrives i KU. Konsekvensene 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 fra nye anlegg vil ha. 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 anleggene, 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 prosjektene, herunder sammenstilling av konsekvenser for lokalisering av flere tiltak til samme landanlegg. Videre vil KU inneholde en sammenligning av alternative utbyggingsløsninger og lokaliseringsvalg, samt vurderinger i forhold til et null-alternativ (det vil si at utbyggingene ikke gjennomføres).

For Troll A vil KU inneholde en sammenligning av alternative løsninger for opprettholdelse/ utvidelse av kapasitet: prekompresjon på Troll A plattformen og økning av kapasiteten i rørledninger inn til Kollsnes som beskrives i egen melding og konsekvensutredning, samt utvidelse av Kollsnes-anlegget som beskrives i denne meldingen.

## **h/Anbefaling av alternativ**

KU skal inneholde en anbefaling av ilandføringsalternativ/utbyggingsløsning for Haltenbanken Sør/Kvitebjørn-gasstransport, samt for opprettholdelse/utvidelse av kapasitet for gass fra Troll A. For Troll A skal KU inneholde en anbefaling av de ulike alternativene for opprettholdelse/utvidelse av kapasitet: prekompresjon på Troll A plattformen og økning av kapasiteten i rørledninger inn til Kollsnes som beskrives i egen melding og konsekvensutredning, samt utvidelse av Kollsnes-anlegget som beskrives i denne meldingen.

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

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

## **3.3 Oversikt over utførte studier**

Som grunnlag for denne konsekvensutredningen er følgende eksterne studier blitt gjennomført:

- 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)
- Konsekvenser av økte NO<sub>x</sub>-utslipp til luft ved behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kårstø (NILU)
- Ilandføring av Kvitebjørn og Haltenbanken Sør - samfunnmessige konsekvenser (Asplan Viak AS)
- 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 3.5).

## **3.4 Datagrunnlag og metodikk**

For de planlagte utbyggingene på Kollsnes/-Mongstad og/eller Kårstø 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 vil derfor i det videre dels behandles som dagens status i området, og dels status dersom og når andre vedtatte utbyggingsplaner realiseres. I og med at foreliggende konsekvensutredning behandler flere utbyggingsaktiviteter/delprosjekt (utvidelser av gassbehandlingsanlegg/foredlingsanlegg på Kollsnes/-Mongstad og/eller Kårstø som følge av ilandføring av gass fra Kvitebjørn og fra Haltenbanken Sør, samt landfall for rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og landfall for avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes), vil det også kunne defineres 0-alternativ i forhold til om kun ett eller noen av delprosjektene realiseres. Det er ikke foretatt noen samlet vurdering knyttet til 0-alternativet, men kommentarer er inkludert under de ulike tema, der dette er vurdert å være relevant.

Tidligere konsekvensutredninger og studier rapporter som er benyttet omfatter blant annet følgende:

- 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).
- Tungmetaller og oljehydrokarboner i blåskjell fra Mongstadområdet i 1996. (Institutt for fiskeri- og marinbiologi. Universitetet i Bergen, 1996)
- Luftkvalitetsmålinger på Mongstad 1994/95 (NILU, 1995)
- Konsekvensutredning for gassbehandlingsanlegg på Kollsnes/Kårstø samt tilhørende landleddninger (Statoil, 1995)
- Konsekvensutredning for Europipe II (Statoil, 1996)
- Åsgard transport. Tilleggskonsekvensutredning - alternative driverløsninger for eksportgasskompressorer på Kårstø (Statoil, 1997)
- Økt kjølevannsutslipp og utfylling ved Kårstø. Miljømessig konsekvensvurdering (Sintef, 1997)
- Vurdering av kjølevannsutslipp på Kårstø. Miljøeffekter knyttet til utbygging av

- Åsgardterminalen og eventuelt gasskraftverk (NIVA, 1998)
- Prosessanlegget på Kårstø. Supplerende undersøkelser av det marine miljø. Årsvariasjon - Hardbunnsamfunn (NIVA, 1998)
- Gassterminal på Kårstø. Overvåking av det marine miljø. Hardbunn (NIVA, 1996)
- Luft- og nedbørskvalitet på Kårstø 1994-1995 (NILU, 1995)
- Konsekvenser av utslipp av NO<sub>x</sub> og NH<sub>3</sub> til luft fra gasskraftverk Kollsnes (NILU, 1997)
- Konsekvenser av utslipp av NO<sub>x</sub> og NH<sub>3</sub> til luft fra gasskraftverk Kårstø (NILU, 1997)
- Miljøovervåking Kårstø - Årsrapport for 1996 (NISK, 1997)
- Åsgard gas extension at Kårstø. Risk evaluation of concept proposed by MW Kellogg (DNV, 1997)
- Søknad om utslippstillatelse Gasskraftverk på Kollsnes (Naturkraft, 1997)
- Søknad om utslippstillatelse Gasskraftverk på Kårstø (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 for ulike utbyggingsalternativer tar utgangspunkt i målte og beregnede utslipp fra eksisterende anlegg. Basert på erfaringsdata er det foretatt beregninger av utslippssituasjonen som følge av de ulike utbyggingstiltakene, 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 elkraft. 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 brenslere. 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 gasskraft-

verkene. En slik virkningsgrad gir et CO<sub>2</sub>- utslipp på 367 g CO<sub>2</sub> pr. kWh produsert. 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 ledningsnettet. I beregningene er 3% overføringstap lagt til grunn. Det er i beregningene ikke tatt hensyn til den gasskraftteknologi Norsk Hydro har lansert.

Norsk institutt for luftforskning har gjort beregninger og vurderinger av utslippene av NO<sub>x</sub> og VOC. For NO<sub>x</sub> er 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 er også gjort vurderinger av konsekvensene av økt nitrogenavsetning på flora og fauna. Videre er 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 er vurdert i forhold til SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for ozon. Virkningen av ozon på vegetasjon er 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 og eventuelt økt kjølevannsutslipp 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 driftsorganisasjonene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø.

### Støy

Det er beregnet støy for både driftsfasen og anleggsfasen som følge av nye utbygginger.

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

Beregning av støy fra anleggsvirkosomheten 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 figur 3.1

**Figur 3.1 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, $L_{eq}$ dag (dBA) | Ekvivalent støynivå kl. 1800-2200, $L_{eq}$ kveld (dBA) | Ekvivalent støynivå kl. 2200-0700, $L_{eq}$ natt (dBA) | Maksimalt støynivå kl. 2200-0700, $L_{max}$ natt (dBA) |
|---|---|---|--|--|
| Utendørs ved fasade eller ved angitt uteplass ved boliger | 65  | 60  | 55   | 55   |
| Utendørs i rekreasjonsområder og friluftsområder          | 50-60   | 50-60   | 50-60  |  |

### Landskap, naturmiljø og friluftsliv

All byggeaktivitet vil foregå inne på regulert industriområde både ved Kollsnes, Mongstad og Kårstø. Det forventes derved ikke vesentlige konsekvenser for landskap, naturmiljø og friluftsliv i området. 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, 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, Mongstad og Kårstø.

### Samfunnsøkonomiske konsekvenser

#### *Innvirkning på norsk økonomi*

Det er vurdert hvordan de planlagte utbyggingene vil virke inn på norsk økonomi ved å bidra til en ytterligere økning i det totale investerings- og aktivitetsnivået. Dette er gjort ved å vurdere investeringsestimater for nye anlegg i forhold til anslag for investeringer i rør og landanlegg i petroleumsindustrien. Investeringene i nye anlegg er også sammenlignet med nivået på de totale investeringene i petroleumssektoren. Disse anslagene bygger på Statoils egne tall og på tallmateriale fra OED (1998).

#### *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 en regional planleggingsmodell (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. Denne omregningen er basert på statistikk for lønnskostnader pr. sysselsatt og hvor stor andel lønnskostnadene utgjør av de samlede produksjonskostnadene i forskjellige næringsgrener.

### *Konsumvirkning*

Konsumvirkninger av økte leveranser til oljevirk-somheten kommer som følge av at økt produksjonsaktivitet fører til høyere inntekter for hus-holdningssektoren 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.

Tallverdiene for sysselsettingsvirkning vil inneholde en viss usikkerhet. Kildene til denne usikkerhet er hovedsakelig:

- Usikkerhet i kostnadsanslagene på leveransene. Eksempelvis har mange prosjekter de siste årene blitt utført etter NORSOKs rammebetingelser og i et meget stramt marked, med den konsekvens at prosjektene er blitt underestimert.
- Vurdering av leverandører. Kontrakter kan gå til leverandører i andre regioner/land enn forutsatt. Dette medfører usikkerhet i anslagene for norske leveranser og tilhørende sysselsettingsberegninger.

### *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. I tillegg er eiendomsskatten også beregnet ut fra de forutsetninger som er satt av Zimmer-utvalget (NOU 1996:20), hvor maksimal eiendomsskattesats anbefales redusert fra 0,7% til 0,3%.

### **Sikkerhetsstudier**

Sikkerhetsvurderinger og kvantitative risikoanalyser er gjennomført for utvidelsene på Kollsnes og Kårstø, samt for økt skipstransport på Kårstø som følge av utbyggingene. For Mongstad baserer sik-

kerhetsvurderinger seg på total risikoanalyse utarbeidet i 1995, samt en kvantitativ risikoanalyse for Vestprosessanlegget som bygger på totalrisikoanalysen.

Det Norske Veritas har gjennomført en foreløbig sikkerhetsanalyse for utvidelser av anleggene på Kollsnes og Kårstø 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 er det lagt vekt på en kvalitativ evaluering av den økning i risikonivå landanleggsutvidelsene vil representere.

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

For prosessanlegget på Mongstad er det utarbeidet en total risikoanalyse ("Statoil Mongstad. Total risikoanalyse av Mongstadraffineriet"). Denne vil bli revidert våren 1999 for å inkludere virkninger knyttet til Vestprosess-prosjektet, herunder også prosessering av NGL eksportert fra eventuelle nye anlegg på Kollsnes. For etablering av Vestprosess-anlegget er det utarbeidet en kvantitativ risikoanalyse som bygger på totalrisikoanalysen.

Når det gjelder sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til eventuell bygging av landfall i forbindelse med nye rørledninger, så vil disse baseres 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 eventuell ilandføring av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. 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.

Resultater fra de ulike analysene vil legges til grunn for vurderinger av sikkerhetsmessige for-

hold slik som identifikasjon av risikofaktorer, samt kvantifisering av risikonivå og maksimale utslippsmengder ved uhellsutslipp.

Den beregnede personrisiko er sammenholdt med myndighetenes og Statoils kriterier for hvilket risikonivå som kan aksepteres. Følgende målsettinger ligger til grunn for vurderingene:

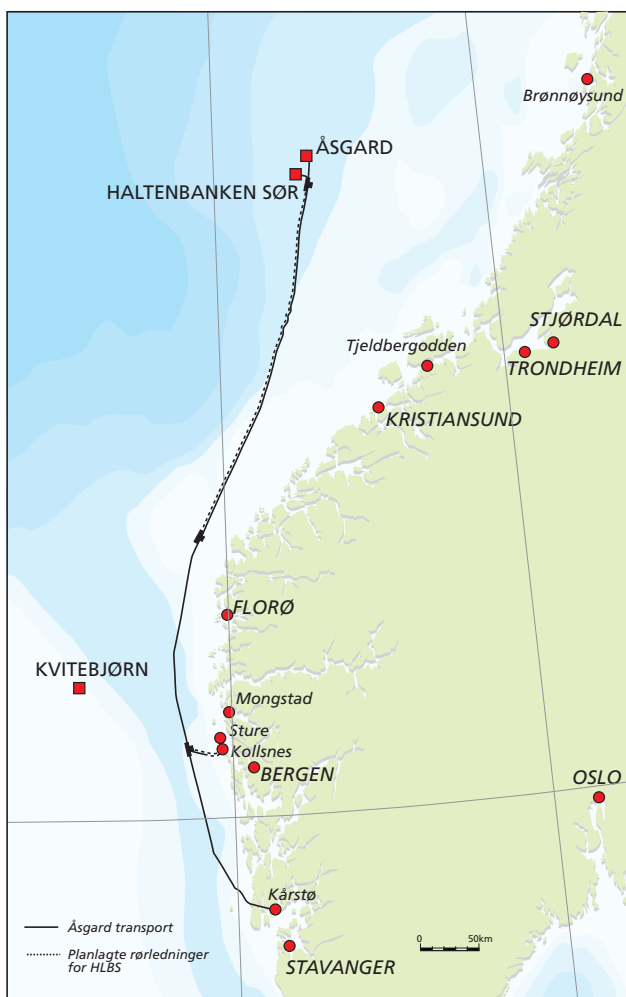
- Sikkerhetsnivået for prosessanleggene og skipstrafikken skal tilfredsstillende myndighetenes og Statoils krav og bestemmelser.
- Anleggene skal bygges og drives med et sikkerhetsnivå på høyde med tilsvarende anlegg.
- Prosessanleggene og den økte skipstrafikken skal ikke medføre uakseptabel økning av risikonivået i området.



## 4 Beskrivelse av alternative utbyggingstiltak

### 4.1 Beskrivelse av eksisterende anlegg på Kollsnes, Mongstad og Kårstø

I det følgende gis en overordnet beskrivelse av dagens virksomhet samt av planlagte/igangsatte utvidelser ved anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø. Lokalisering av anleggene er vist i figur 4.1.



**Figur 4.1** Lokalisering av anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø samt feltene Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.

#### Kollsnes

##### Dagens anlegg og produksjon

Kollsnes gassanlegg ligger i Øygarden kommune i Hordaland. På Kollsnes behandles gass fra Trollfeltet. Gassen transporteres til landanlegget gjennom to parallelle flerfaserørledninger. På Kollsnes blir gassen tørket ved hjelp av nedkjøling (ved turboeksansjon) 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 stabilisert og sendt i rørledning til oljeterminalen på Sture, mens glykol regenereres og pumpes tilbake til plattformen. Kollsnes gassanlegg består av tre gassbehandlingstog, fem eksportkompressorer, ett kondensatstabiliseringstog med et forenklet reserve stabiliseringstog, tre glykolregenereringenheter og hjelpeanlegg.

Produksjonsvolumet på Kollsnes var i 1997 14,27 milliarder Sm<sup>3</sup> salgsgass og 0,4 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat.

##### Igangsatte og allerede omsøkte utvidelser

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 nå sluttbehandlingen av søknad om utslippstillatelse for kraftverkene, før det skal tas endelig beslutning om realisering av prosjektene.

#### Mongstad

##### Dagens anlegg og produksjon

Mongstad-anlegget ligger i kommunene Lindås og Austrheim i Nord-Hordaland. Mongstad består av et oljeraffineri og en råoljeterminal. All råolje som raffineres på Mongstad kommer fra norske oljefelt i Nordsjøen og fraktes til Mongstad med bøyelastere og via rørledning. I raffineriet behandles råoljen ved destillasjon, og de ulike komponentene fra destillasjonen blir videreført i en rekke prosessanlegg. Produktene fra Mongstad-raffineriet utgjør propan, butan, nafta, gassolje, bensin, jetdrivstoff samt koks og svovel, og disse lagres i tankanlegg og fjellhaller før de eksporteres fra anlegget over kai. Mindre volumer av bensin og diesel transporteres fra anlegget med tankbil. Råoljeterminalen på Mongstad består av kaianlegg, målestasjon og fjellhaller for lagring av råoljen.

Produksjonsvolumet på Mongstad-raffineriet i 1997 var 7,5 millioner tonn produkter, og det ble eksportert 30,4 millioner tonn råolje over råoljeterminalen.

##### Igangsatte og allerede omsøkte utvidelser

Det er vedtatt bygging av et nytt NGL-anlegg på Mongstad, og en ny kondensatrørledning fra Kollsnes til Mongstad (Natural Gas Liquids; flytende våtgass bestående av propan, iso-butan,



normal-butan og nafta). I tillegg skal eksisterende råoljeanlegg på Mongstad oppgraderes. (Konsekvensutredning Vestprosess, Statoil, november 1997).

Vestprosess DA står for legging av kondensatrøret mellom Kollsnes/Sture og Mongstad, samt for bygging av det nye NGL-prosessanlegget på Mongstad. Statoil, som er eier av raffineriet, står for oppgradering av eksisterende råoljeanlegg. På Mongstad vil behandlingsskapet for råstoff øke med 2,5 millioner tonn for det integrerte raffineriet og NGL-anlegget. Denne produksjonsøkningen vil ikke medføre vesentlig økt energibruk.

De nye anleggene vil i første omgang behandle kondensat fra Troll og NGL fra Oseberg. I det nye prosessanlegget vil LPG (propan og butan) skilles fra naftakomponentene i et destillasjonstårn. Naftakomponentene vil behandles i modifisert råoljeanlegg og inngå i raffineriets naftastrøm. Naftakomponentene vil således prosesseres, lagres og eksporteres gjennom eksisterende anlegg, lagertanker og kaier. Utskilt LPG vil bli fraksjonert i det nye Vestprosess-anlegget. Det vil bli bygget nye fjellhaller for lagring av propan og butan. En av de eksisterende produktkaiene skal bygges om for eksport av propan og butan. Også LPG fra raffineriet vil bli behandlet i det nye Vestprosess-anlegget.

### **Kårstø**

#### Dagens anlegg og produksjon

Kårstø-anlegget ligger i Tysvær kommune i Nord-Rogaland. På Kårstø behandles gass fra Statpipe-rørledningen og kondensat fra Sleipner-rørledningen. Salgsgass separeres ut og sendes i rørledninger til kontinentet, mens NGL-produktene propan, iso-butan, normal-butan og nafta fraksjoneres og lagres i tankanlegg for utskipning over kai. Kårstø-anlegget består således av prosessanlegg for Statpipe-gass, prosessanlegg for Sleipner-kondensat, hjelpeanlegg, lagertanker for NGL-produkter og stabilisert kondensat, kaianlegg samt kompressorer for eksportgass.

Produksjonsvolumet på Kårstø var i 1997 5,0 millioner tonn salgsgass, 4,0 millioner tonn kondensat og 3,3 millioner tonn NGL-produkter.

#### Igangsatte og allerede omsøkte utvidelser

Igangsatte utvidelser på Kårstø omfatter legging av rørledningene Åsgard transport og Europipe II og bygging av gassbehandlingsanlegg for Åsgard-gass samt bygging av et etan-anlegg. Utvidelser som er under planlegging omfatter Naturkraft AS sine planer om bygging av et 380 MW gasskraftverk.

Gass fra Åsgard-feltet på Haltenbanken skal ilandføres til Kårstø gjennom den nye Åsgard transport rørledningen. For behandling av Åsgard-gassen på Kårstø blir det bygget et ekstrakasjonsanlegg for utskilling av NGL og et fraksjoneringsanlegg for å skille de ulike NGL-komponentene. Videre skal det etableres nye fjellhaller for lagring av propan, to eksisterende lagertanker skal bygges om for lagring av isobutan og normalbutan og eksisterende kaianlegg skal oppgraderes for å kunne håndtere flere produkter og større skip. Salgsgass fra Åsgard-anlegget skal sendes til kontinentet gjennom den nye Europipe II rørledningen.

Det pågår videre bygging av et anlegg på Kårstø for behandling av etan som separeres fra Statpipe-gass og Sleipner-kondensat. I etan-anlegget skal etan renses for CO<sub>2</sub> og metan, det vil bygges en ny lagertank for etanprodukt og eksisterende modul-kai vil ombygges for lasting av etan, i-butan og nafta (Konsekvensutredning for etan-anlegg på Kårstø, Statoil, mars 1998).

Forøvrig planlegges det å bygge et 380 MW gasskraftverk på Kårstø. Dersom dette anlegget bygges, legges det opp til en integrasjon med Åsgard-anlegget som vil gi en forbedret virkningsgrad i forhold til et frittstående anlegg. Naturkraft AS eies av Statkraft, Statoil og Hydro og har fått konsesjon for bygging av to gasskraftverk på Vestlandet. Selskapet avventer nå sluttbehandlingen av søknad om utslippstillatelse for kraftverkene, før det skal tas endelig beslutning om realisering av prosjektene.

## **4.2 Generelt om ilandføring av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør**

### **Kvitebjørn**

Rikgass fra Kvitebjørnfeltet i nordre Nordsjø vurderes transportert til Kollsnes eller til Heimdal-plattformen for behandling til salgsgass. Totale gassreserver i Kvitebjørn er 54 GSm<sup>3</sup> (milliarder standard kubikkmeter). Kvitebjørn vil ha ca. 5 års plattformproduksjon med en eksportmengde på ca. 6 GSm<sup>3</sup>/år salgsgass. 54 GSm<sup>3</sup> er forpliktet produksjonsvolum for Kvitebjørn, men det er muligheter for at det reelle produksjonsvolumet kan bli større da det finnes en del tilleggsreserver i området.

For behandling av Kvitebjørngassen på Kollsnes vurderes Kollsnes gassanlegg utbygget enten med et dedikert anlegg for Kvitebjørn eller med et kombinert anlegg for behandling av gass fra ulike

felt ved eventuell samtidig ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kollsnes. For det dedikerte Kvitebjørnanlegget vurderes to ulike prosessløsninger, den ene basert på en ekstraksjonsprosess (en prosess der propan, butan og nafta i rikgassen skilles ut som en væskeblanding) og den andre basert på duggpunktskontroll (en lignende prosess som ekstraksjon, men som skiller ut vesentlig mindre mengder væske). Et eventuelt kombinert anlegg for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør vil baseres på en ekstraksjonsprosess. Behandling av Kvitebjørngass på Kollsnes vil kreve større utvidelser og oppgradering av eksisterende anlegg. Ved gassbehandlingen på Kollsnes blir NGL (Natural Gas Liquids, flytende naturgass) skilt ut i blanding. NGL-blandingen vil transporteres i Vestprosess kondensatrørledning til Mongstad hvor NGL skilles i komponentene propan, butan og nafta i Vestprosessanlegget som er under bygging. Ilandføring av Kvitebjørngass til Kollsnes krever således oppgradering av Vestprosessanlegget på Mongstad. Det kreves imidlertid ikke oppgradering av Vestprosess kondensatrørledning, da denne har tilstrekkelig kapasitet til å transportere NGL-mengdene fra Kvitebjørn.

### **Haltenbanken Sør**

Haltenbanken Sør ligger på Haltenbanken omlag 200 km fra land og like sør for Åsgardfeltet og består av feltene Kristin, Tyrihans, Lavrans og Trestakk. Haltenbanken Sør planlegges i en fasert utbygging. Kristin vil bli utbygd først med feltsenter, og deretter planlegges innfasing av Tyrihans og Lavrans på et senere tidspunkt. Dersom Tyrihans og Lavrans kommer umiddelbart etter at Kristins produksjon reduseres fra platånivå, vil Haltenbanken Sør ha ca. 13 års platåproduksjon med en eksportmengde på ca. 6 GSm<sup>3</sup> salgsgass pr. år. Totale gassreserver i Haltenbanken Sør feltene er ca. 107 GSm<sup>3</sup>. Dersom kun Kristin legges til grunn vil reservene kun utgjøre ca. 38 GSm<sup>3</sup>. Kristin alene gir en platåproduksjon på omtrent tre år med 6 GSm<sup>3</sup> salgsgass pr. år. Totale NGL reserver i Haltenbanken Sør er 18 millioner tonn, hvorav Kristin alene utgjør 7 millioner tonn.

For ilandføring av rikgass fra Haltenbanken Sør foreligger følgende alternativer:

- Ilandføring til Kårstø med en platåproduksjon på 6 GSm<sup>3</sup>/år. Denne løsningen vil kunne kreve større utvidelser og oppgradering av eksisterende anlegg. Det vurderes utbygging basert på en ekstraksjonsprosess eller en duggpunktsprosess. Dersom det inngås kommersielle avtaler som frigjør kapasitet i eksisterende anlegg vil det, avhengig av fremtidig produksjon fra andre felt, også kunne være mulig å behandle gassvolumene fra Haltenbanken Sør på Kårstø i en opp-

gradering av eksisterende Statpipe-anlegg.

- Ilandføring til Kollsnes med en platåproduksjon på 6 GSm<sup>3</sup>/år. Denne løsningen krever større utvidelser og oppgradering av eksisterende anlegg, samt utvidelser av Vestprosess NGL-anlegg på Mongstad for behandling av NGL som skilles ut på Kollsnes. Også for dette alternativet vurderes både en ekstraksjonsprosess og en duggpunktsprosess.
- Delt løsning for Haltenbanken Sør mellom Kårstø og Kollsnes, hvor gassmengdene mellom de to anleggene optimaliseres. Denne løsningen forutsetter at Kvitebjørn allerede er ilandført til Kollsnes og at et NGL ekstraksjonsanlegg er etablert. Dersom ekstraksjonsanlegget for Kvitebjørn oppgraderes fra 6 GSm<sup>3</sup>/år til ca. 9 GSm<sup>3</sup>/år salgsgass, og eksisterende Statpipe-anlegg på Kårstø oppgraderes moderat, vil gassvolumene i både Kvitebjørn og Kristin dekket.

For ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør til Kollsnes kreves det ikke oppgradering av Vestprosess kondensatrørledning, da denne har tilstrekkelig kapasitet til å transportere NGL-mengdene fra Haltenbanken Sør. Vestprosess rørledningen har også tilstrekkelig kapasitet til å håndtere NGL-mengdene ved eventuell felles ilandføring av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør til Kollsnes.

### **CO<sub>2</sub>-innhold i salgsgass nedstrøms Kollsnes og Kårstø**

#### CO<sub>2</sub>-innhold i salgsgass ved ilandføring av Kvitebjørn-gass til Kollsnes

Troll-gass som i dag prosesseres på Kollsnes har et lavt CO<sub>2</sub>-innhold på i størrelsesorden 0,2%, mens Kvitebjørn-gass vil ha et CO<sub>2</sub>-innhold på ca. 3,5% etter prosessering. I henhold til kravene i spesifikasjonene for salg av gass til kundene på kontinentet, skal CO<sub>2</sub>-innholdet i salgsgass være lavere enn 2,0 til 2,5%. Ved behandling av gass fra Kvitebjørn på Kollsnes vil det bli mulig å blande Kvitebjørn-gassen med gass fra Trollfeltet før eksport i rørledningene Zeepipe 2A og 2B slik at CO<sub>2</sub>-kravet i salgsgassspesifikasjonene overholdes.

#### CO<sub>2</sub>-innhold i salgsgass ved ilandføring av Haltenbanken Sør-gass til Kårstø/Kollsnes

Gass fra både Haltenbanken Sør og Åsgard vil ha et høyere CO<sub>2</sub>-innhold enn spesifikasjonen i salgsgasskontraktene. Åsgard transport vil inneholde en blanding av gass fra de feltene som leverer til rørledningen, og kvaliteten på gassen som ankommer anlegget på Kårstø er ikke avhengig av ilandføringspunktet for Haltenbanken Sør. CO<sub>2</sub>-innholdet i gass som behandles på Kårstø vil således

øke uavhengig av om Haltenbanken Sør ilandføres til Kårstø eller Kollsnes. Dersom Haltenbanken Sør ilandføres til Kollsnes, vil en tilsvarende som beskrevet for ilandføring av Kvitebjørn-gass til Kollsnes kunne overholde salgsgassspesifikasjonene ved utblanding med Troll-gass. Dette gjelder også ved kombinert ilandføring fra både Kvitebjørn og Haltenbanken Sør til Kollsnes.

På Kårstø vil en også i utgangspunktet forsøke å blande salgsgassen fra de ulike feltene slik at salgsgass-spesifikasjonen tilfredsstilles uten et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. Forventet gassproduksjon via Statpipe-riksgass er ikke nok til å redusere CO<sub>2</sub>-innholdet i all gass fra Åsgard transport ned til et lavt nok nivå i mer enn noen få år. Det er planlagt transport av gass fra Draupner plattformen og inn til anlegget på Kårstø i noen år for å dekke leveranseforpliktelsene i Dornum i Nord-Tyskland gjennom Europipe II. Denne gassen vil også brukes til utblanding av CO<sub>2</sub>-rik gass. Senere vil en, for å unngå store investeringer i CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg, vurdere muligheten for blanding i transportsystemet for salgsgass, for eksempel på Draupner og i Dornum, for å unngå et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg.

Mulighetene for blanding i transport systemet og tilhørende konsekvenser vil bli nærmere analysert i forbindelse med fremtidige forsyningsplaner og analyser for norsk sokkel.

### 4.3 Alternative utbyggingstiltak på Kollnes

Kollsnes gassanlegg vurderes utbygget for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. Behandling av gass fra disse feltene på Kollsnes vil kreve økt behandlingsskapasitet for rikgass samt utvidelser av hjelpeanlegg og infrastruktur. Det vil bli installert én ny eksportgass-kompressor dersom enten Kvitebjørn eller Haltenbanken Sør skal behandles på Kollsnes, og

to nye kompressorer dersom både Kvitebjørn og deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør skal behandles på Kollsnes i et kombinert anlegg. For alle utbyggingsløsningene på Kollsnes vil både elektrisk drift og gassturbindrift av eksportgass-kompressorer være aktuelt.

Alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes er illustrert i tabell 4.1. Plassering av nye anlegg på Kollsnes er vist i figur 4.2. En forenklet skisse av gassbehandlingsprosessen på Kollsnes er vist i figur 4.3, der også nye anlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør er inntegnet.

Utbyggingene på Kollsnes vil kreve utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad for behandling av utskilt NGL. NGL-blandingen fra rikgassbehandling på Kollsnes vil transporteres til Mongstad i Vestprosess kondensatrørledning. På Mongstad vil NGL bli fraksjonert i propan, butan og nafta i en utvidelse av Vestprosess-anlegget. Mengden NGL til Mongstad vil avhenge av hvilket prosessalternativ som velges for rikgassbehandling. En duggpunktsprosess vil gi mindre mengder NGL enn en ekstraksjonsprosess og vil således kreve mindre grad av utvidelse av Vestprosess-anlegget. For utbygging av et 6G duggpunktsanlegg for Kvitebjørn på Kollsnes vil det ikke være behov for utvidelse av Vestprosess-anlegget for å behandle NGL-mengdene på Mongstad.

#### Ekstraksjonsanlegg på Kollsnes

På Kollsnes vil det kunne være aktuelt å bygge et 6G ekstraksjonsanlegg for behandling av rikgass fra enten Kvitebjørn eller Haltenbanken Sør. Et slikt anlegg vil ha tilnærmedesvis lik oppbygging uavhengig av om det skal behandle rikgass fra Kvitebjørn eller Haltenbanken Sør. Rikgass mottak vil imidlertid være noe ulikt oppbygget fordi gassen fra de to feltene vil komme inn til land med ulikt trykk, og fordi det er væske til stede i rørledningen fra Kvitebjørn.

**Tabell 4.1 Alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør.**

| Ilandføringsalternativ  | Aktuell utbyggingsløsning   |
|---|---|
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes  | Alternativ gassbehandling på Kollsnes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul> |
| Ilandføring av HLBS til Kollsnes  | Alternativ gassbehandling på Kollsnes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul> |
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av HLBS til Kårstø og Kollsnes | Alternativ gassbehandling på Kollsnes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kombianlegg ekstraksjon</li> </ul>                        |



**Figur 4.2** Plassering av nye anlegg på Kollsnes.

Videre vil det være aktuelt å bygge et kombinert ekstraksjonsanlegg på 9-10G for behandling av gass fra både Kvitebjørn og Haltenbanken Sør. Kombianlegget vil bli bygget med en kapasitet på 10G, selv om behovet i dag er 9G. Anlegget vil behandle 6G Kvitebjørn-gass og 3G Haltenbanken Sør-gass. De resterende 3G HLBS-gass vil kunne behandles på Kårstø i en oppgradering av Statpipe-anlegget som beskrevet i kapittel 4.5. Etablering av et slikt kombinert anlegg vil kunne gjøres i en faset utbygging der en først bygger et 6G ekstraksjonsanlegg for Kvitebjørn og senere utvider kapasiteten i anlegget med ytterligere 3G når Haltenbanken Sør fases inn. En slik oppgradering fra 6 til 9 G vil forventes å komme i 2005-2007.

#### Utvidelser og modifikasjoner for rikgass mottak og behandling for gass fra Kvitebjørn

Rikgass fra Kvitebjørn vil komme inn til Kollsnes med et trykk som er høyere enn 90 barg i mottaksfasilitetene. Siden det er væske til stede i rørløringen fra Kvitebjørn (grunnet flerfasetransport av gass, utskilt væske og glykol som er tilsatt), er det behov for væskefangere på mottaksanlegget på Kollsnes. Væsken som skilles ut i væskefangeren sendes til eksisterende væskebehandlingsanlegg. Gassen tørkes før den går inn i et våtgass ekstraksjonsanlegg som består av varmevekslere og ekspansjonsturbiner for nedkjøling av gassen. Som følge av nedkjølingen vil propan, butan og nafta skilles ut som en væskeblanding og tas ut fra

bunnen av beholdere i ekstraksjonsanlegget. Væskeblandingen vil bli skilt ut som et våtgassprodukt (NGL) og sendt til Mongstad gjennom Vestprosess kondensatrør for behandling i Vestprosess våtgassfraksjoneringsanlegg. Ved forventet platåproduksjon fra Kvitebjørn er mengden våtgass som skilles ut beregnet til ca. 760 000 tonn pr. år. Salgsgassen, som hovedsakelig består av metan og etan, vil bli sendt til eksportkompresjon.

#### Utvidelser og modifikasjoner for rikgass mottak og behandling for gass fra Haltenbanken Sør

Rikgass fra Åsgard transport vil komme inn til Kollsnes med et trykk som er høyere enn 112 barg. Det må bygges nye mottaksfasiliteter hvor Haltenbanken Sør-gassen forvarmes, trykkreguleres til ca. 110 bar og tørkes før den sendes videre til behandling i et ekstraksjonsanlegg. Haltenbanken Sør-gassen inneholder mye våtgass, for å kunne skille ut de letteste våtgasskomponentene (propan og butan) samt nafta fra rikgassen, er det behov for å installere et nytt ekstraksjonsprosessstog. I ekstraksjonsanlegget vil gassen kjøles i flere trinn ved hjelp av varmeveksling og ekspansjon i turbiner. Som følge av nedkjølingen skilles mesteparten av propan, butan og nafta ut som en væskeblanding. Væskeblandingen vil bli skilt ut som et våtgassprodukt (NGL) og bli sendt til Mongstad gjennom Vestprosess kondensatrør for behandling i Vestprosess våtgassfraksjoneringsanlegg. Ved en platåproduksjon på 6 GSm<sup>3</sup>/år salgsgass vil det skilles ut ca. 1.000.000 tonn våtgass

pr. år. Salgsgassen, som hovedsakelig består av metan og etan, vil bli sendt til eksportkompresjon.

### Utvidelser og modifikasjoner for rikgass mottak og behandling for gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør

Rikgass fra Kvitebjørn vil komme inn til Kollsnes med et trykk som er høyere enn 90 barg i mottaksfasilitetene. Siden det er væske til stede i rørledningen fra Kvitebjørn (grunnet flerfasetransport av gass, utskilt væske og glykol som er tilsatt), er det behov for væskefangere på mottaksanlegget på Kollsnes. Væsken som skilles ut i væskefangeren sendes til eksisterende væskebehandlingsanlegg. Gassen går videre til et tørkeanlegg. Rikgass fra Åsgard transport vil komme inn til Kollsnes med et trykk som er høyere enn 112 barg. Det må bygges nye mottaksfasiliteter hvor Haltenbanken Sør-gassen forvarmes, trykkreguleres til ca. 110 bar og tørkes. Tørket Kvitebjørn- og Haltenbanken Sør-gass blandes før behandling i et nytt våtgass-ekstraksjonsanlegg. Både Kvitebjørn og Haltenbanken Sør gassen inneholder mye våtgass. For å kunne skille ut de letteste våtgasskomponentene (propan og butan) samt nafta fra rikgassen, er det behov for å installere et nytt ekstraksjonsprosessed. I ekstraksjonsanlegget vil gassen kjøles i flere trinn ved hjelp av varmeveksling og ekspansjon i turbiner. Som følge av nedkjølingen skilles mesteparten av propan, butan og nafta ut som en væskeblanding. Væskeblandingen vil bli skilt ut som et våtgassprodukt (NGL) og bli sendt til Mongstad gjennom Vestprosess kondensatrør

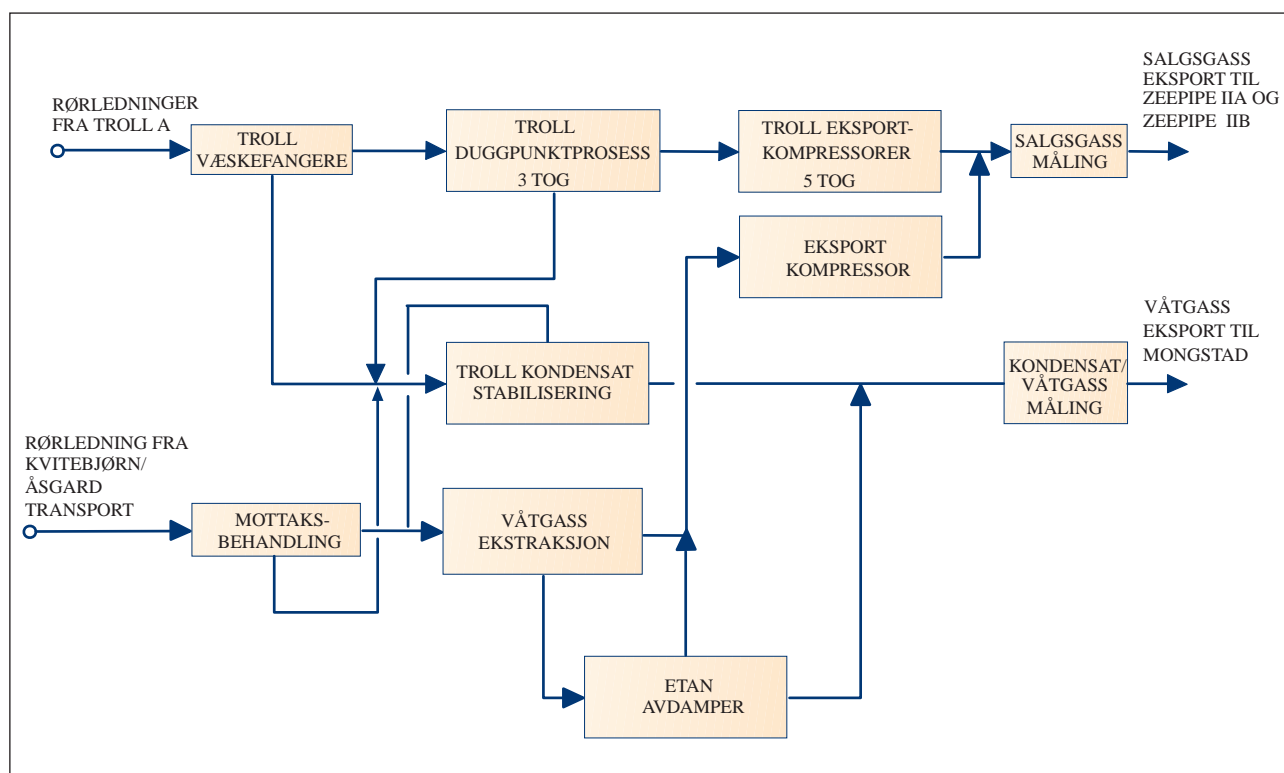
for behandling i Vestprosess våtgassfraksjoneringsanlegg. Ved en platåproduksjon fra Kvitebjørn og en mengde på 3G Sm<sup>3</sup>/år fra Haltenbanken Sør vil det skilles ut ca. 1 300 000 tonn våtgass pr. år. Salgsgassen, som hovedsakelig består av metan og etan, vil bli sendt til eksportkompresjon.

### Salgsgass eksport

Salgsgass fra ekstraksjonsanlegget vil bli komprimert for eksport i én ny eksportkompressor før gassen blandes med Troll salgsgass for mengdemåling i de to eksisterende målestasjonene. For et kombinert ekstraksjonsanlegg for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør vil det være behov for to nye eksportgasskompressorer. Både elektrisk og gass-turbindrift av kompressorane vil være aktuelt. Den komprimerte salgsgassen vil bli transportert i Zeepipe IIA og - IIB til henholdsvis Sleipner og Draupner, for så å sendes videre ut i salgsgasssystemet til kontinentet.

### Oppgradering av hjelpeanlegg

Det vil være behov for utvidelse på en del hjelpeanlegg som blant annet temperert kjølevann, varmolje, brenngass, instrumentluft og hydraulikk. Dersom det velges gassturbindrift av kompressorer, vil det være mulig å nytte eksosvarme til varming av varmolje. (Varmolje er olje i et lukket system, oljen varmes opp i ovner som fyres med brenngass og benyttes deretter som oppvarmingsmedium i prosessen).



**Figur 4.3 Forenklet skisse av gassbehandlingsprosessen på Kollsnes.**

## Duggpunktsanlegg på Kollsnes

Et 6G duggpunktsanlegg på Kollsnes vil ha tilnærmedesvis lik oppbygging uavhengig av om det skal behandle rikgass fra Kvitebjørn eller Haltenbanken Sør. Rikgass mottak vil imidlertid være noe ulikt oppbygget fordi gassen fra de to feltene vil komme inn til land med ulikt trykk, og fordi det er væske til stede i rørledningen fra Kvitebjørn.

### Utvidelser og modifikasjoner for rikgass mottak og behandling for gass fra Kvitebjørn

For et duggpunktsanlegg vil det være behov for tilsvarende utvidelser og modifikasjoner for rikgass behandling som beskrevet for ekstraksjonsanlegget over. Det nye duggpunktsanlegget vil sammen med eksisterende duggpunktsanlegg behandle en blanding av Troll og Kvitebjørn gass. Duggpunktsprosessen benytter seg av tilsvarende typer prosessutstyr som ekstraksjonsprosessen, men opereres ved høyere trykk og temperatur. Dette gjør at duggpunktsprosessen gir mindre grad av utskilling av NGL (våtgasskomponenter) fra rikgassen. Ved forventet platåproduksjon fra Kvitebjørn er mengden NGL som skilles ut beregnet til ca. 280 000 tonn pr. år. Utskilt NGL vil bli sendt til Mongstad gjennom Vestprosess kondensatrør for behandling i Vestprosess-anlegget.

### Utvidelser og modifikasjoner for rikgass mottak og behandling for gass fra Haltenbanken Sør

For et duggpunktsanlegg vil det være behov for tilsvarende utvidelser og modifikasjoner for rikgass behandling som beskrevet for ekstraksjonsanlegget over. Haltenbanken Sør-gassen vil bli blandet med Troll gass oppstrøms duggpunktsprosessen, som må utvides med et fjerde behandlingstog. Duggpunktsprosessen benytter seg av tilsvarende typer prosessutstyr som ekstraksjonsprosessen, men opereres ved høyere trykk og temperatur. Dette gjør at duggpunktsprosessen gir mindre grad av utskilling av NGL (våtgasskomponenter) fra rikgassen. Ved en platåproduksjon på 6 mrd  $\text{Sm}^3/\text{år}$  salgsgass fra Haltenbanken Sør vil det skilles ut ca. 190.000 tonn NGL pr. år. Utskilt NGL vil bli sendt til Mongstad gjennom Vestprosess kondensatrør for behandling i Vestprosess-anlegget.

### Salgsgass eksport

For eksport av salgsgass fra duggpunktsanlegget kreves tilsvarende utvidelser for salgsgass eksport som beskrevet for ekstraksjonsanlegget over.

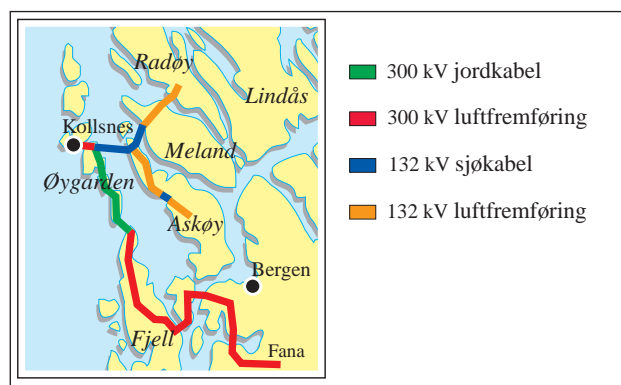
### Oppgradering av hjelpeanlegg

Det vil være behov for utvidelse på en del hjelpe-

systemer som blant annet temperert kjølevann, instrumentluft og hydraulikk.

## Kraftforsyning til anleggene på Kollsnes

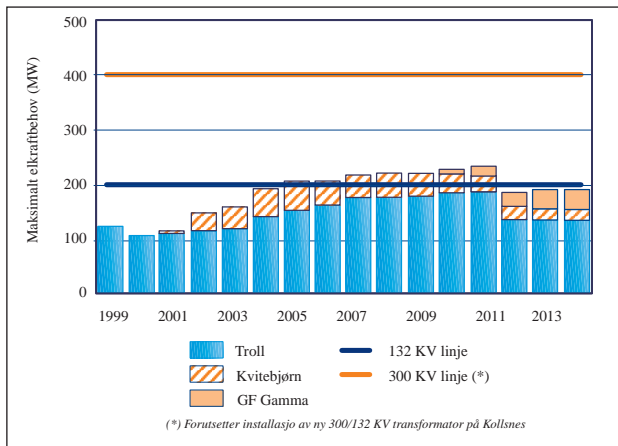
Kollsnes gassanlegg og Troll A forsynes med elektrisk kraft i to linjer (figur 4.4). Den ene kommer fra Merkesvik og går i luftspenn frem til Kollsnes. Den andre går over Lille Sotra delvis i jordkabler og i luftspenn frem til Kollsnes. Linjen Merkesvik - Kollsnes opererer på 132 kV og har en kapasitet på 250 MVA (200 MW). 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 4.4** Eksisterende kraftlinjenett for kraftforsyning til Kollsnes (Omtegnert etter BKK, Kraft til Troll, informasjonshefte).

Frem til og med år 2004 vil det være tilstrekkelig kapasitet i hver av de to kraftlinjene til Kollsnes til å dekke det totale forventede behovet på Kollsnes, Troll A og eventuelt Kvitebjørn plattformen. Med forventet behov for Trollgass og nytt anlegg for behandling av 6-9  $\text{G Sm}^3/\text{år}$  er det totale behovet i linjenettet ut til Kollsnes fra og med år 2005 marginalt over kapasiteten i 132 kV linjen fra Merkesvik. Linjen over Lille Sotra har imidlertid tilstrekkelig kapasitet forutsatt at det installeres en ny 300/132 kV transformator på Kollsnes tilknyttet denne linjen. Figur 4.5 illustrerer el-kraftforbruket for Kollsnes gassanlegg, Troll A og et anlegg for behandling av Kvitebjørn gass i forhold til kapasiteten i linjenettet.

Dersom i tillegg Gullfaks Gamma-gassen skal behandles i det nye anlegget på Kollsnes, vil det totale kraftbehovet øke ytterligere opp mot ca. 235 MW. Etter at prekompresjon installeres på Troll A vil kraftbehovet på Kollsnes imidlertid synke til et nivå på i underkant av 200 MW. Det er da antatt at prekompresjon på Troll A drives av



**Figur 4.5** El-kraftbehov for Kollsnes gassanlegg, Troll A plattformen og anlegg for behandling av Kvitebjørn gass.

gassturbiner. Dersom det velges elektrisk drift av kompressorene på Troll A, vil kraftbehovet fortsette å stige og det vil da mest sannsynlig bli behov for forsterkning av linjenettet til Kollsnes.

Basert på erfaring med eksisterende linjenett til Kollsnes forventes det at 100 % redundans i hver av de to linjene ikke er nødvendig. Det vil videre bli vurdert om det er hensiktsmessig å installere en ny 300/132 kV transformator på 300 kV linjen slik at denne alene vil ha tilstrekkelig kapasitet til å forsyne Kollsnes, Troll A og Kvitebjørn.

#### Landfall for rørledning fra Kvitebjørn til Kollsnes og for avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes

Ved ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes vil det måtte installeres en rørledning fra Kvitebjørn-feltet til Kollsnes, mens ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes vil kreve etablering av en avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes. Det vurderes å benytte det eksisterende Troll landfallet på Kollsnes for Kvitebjørn rørledningen. I dette landfallet er det allerede installert et 36" rør som ikke er i bruk. Alternativt vil det etableres et nytt landfall for Kvitebjørn-rørledningen på Kollsnes. For ilandføring av Haltebanken Sør til Kollsnes vil det også kreves et nytt landfall. Det vurderes to alternative løsninger for nytt landfall på Kollsnes:

- Det ene alternativet innebærer etablering av en ny 1300 meter lang grentunnel inn til eksisterende sørlig landfallstunnelene på Kollsnes. Denne 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

hovedsakelig følge eksisterende landfallstunnel. Avgreningsrørledningen planlegges med utgang på land i eksisterende nordlig landfallstunnel. Fra utløpet av denne landfallstunnelen vil ledningen så bli lagt i en 800 meter lang grøft inn til Kollsnes-mottaksfasiliteter.

- Det andre alternativet innebærer etablering av en ca. 2,5 km lang grentunnel direkte inn til eksisterende nordlig landfallstunnel. Utslaget for en slik tunnel vil være i samme område som utslaget for en grentunnel via sørlig landfallstunnel. Anleggsfasen vil vare ca. 6 måneder lenger enn anleggsfasen for etablering av en grentunnel via sørlig landfallstunnel fordi grentunnelen til nordlig landfallstunnel er ca. 1,2 km lenger.

#### Kostnader til utbygging og drift

Kostnader forbundet med utbygging og drift av alternative anlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør på Kollsnes er vist i tabell 4.2. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 30\%$ . Eventuell bruk av eksisterende Troll landfall for Kvitebjørn vil kreve investeringer på ca. 200 millioner kroner.

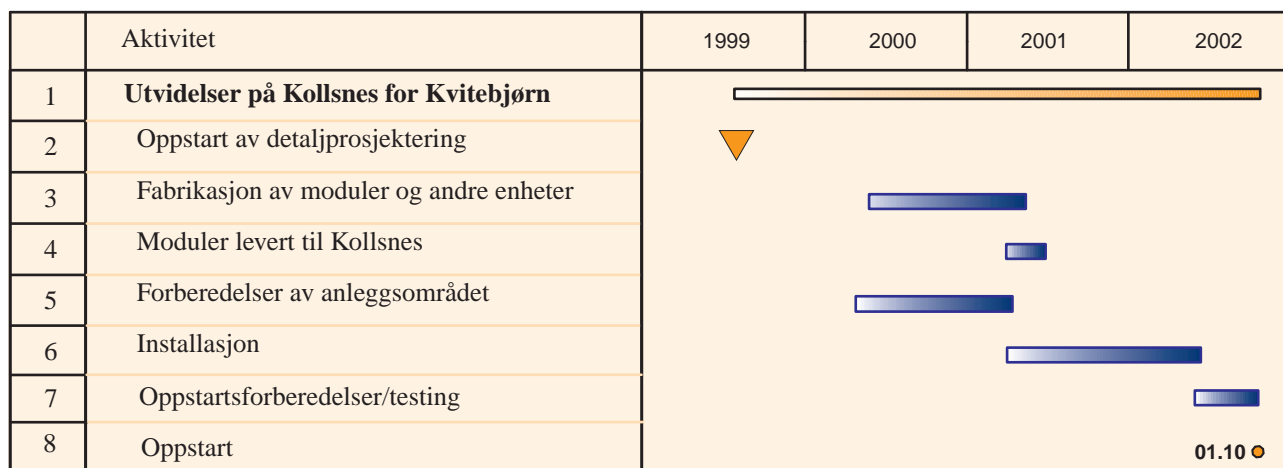
**Tabell 4.2** Kostnadsestimat pr. 01.10.98 for utbygging og drift av anlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør på Kollsnes. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 30\%$ .

|                            | Investeringskostnader (mill. 98-kr) | Driftskostnader (mill. 98-kr) |
|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| 6G ekstraksjonsanlegg      | 2 600                               | 142                           |
| 6G duggpunktanlegg         | 2 100                               | 104                           |
| 9G kombianlegg ekstraksjon | 4 100                               | 210                           |
| Landfall for Kvitebjørn    | 470                                 | -                             |
| Landfall for HLBS          | 370                                 | -                             |

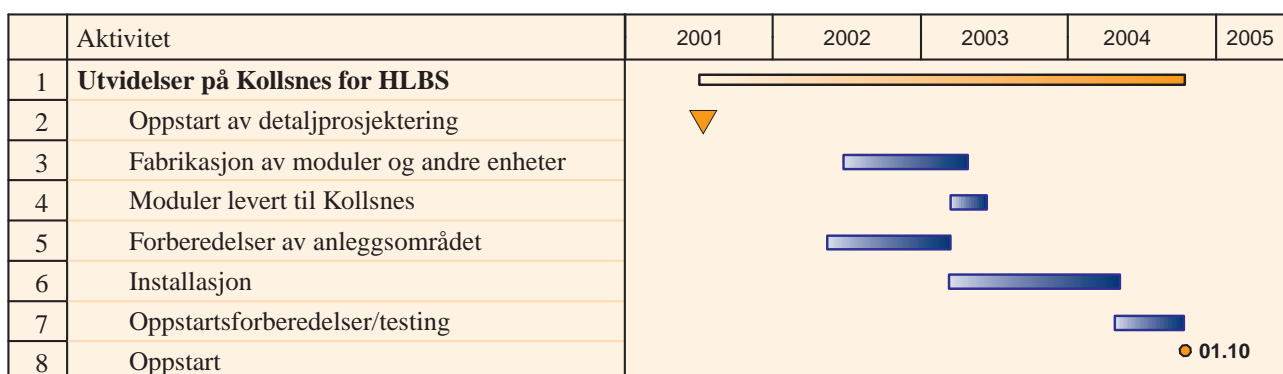
#### Prosjektgjennomføring og tidsplan

Tidsplan for prosjektgjennomføring ved utvidelser på Kollsnes for Kvitebjørn og Haltenbanken Sør er vist i henholdsvis figur 4.6 og 4.7. For Haltenbanken Sør vil det trolig ikke være behov for et eventuelt ekstraksjonsanlegg eller duggpunktanlegg før i tidsrommet 2005-07. Tidsplanen for et kombianlegg kan bli som vist i figur 4.6. Det kan imidlertid også bli aktuelt å etablere kombianlegget i en fasert utbygging, der det først bygges et anlegg for Kvitebjørn som vist i figur 4.6 for deretter å utvide anlegget med ytterligere 3-4G. Det tidligste oppstartstidspunktet for kombianlegget vil være 01.10.2004.

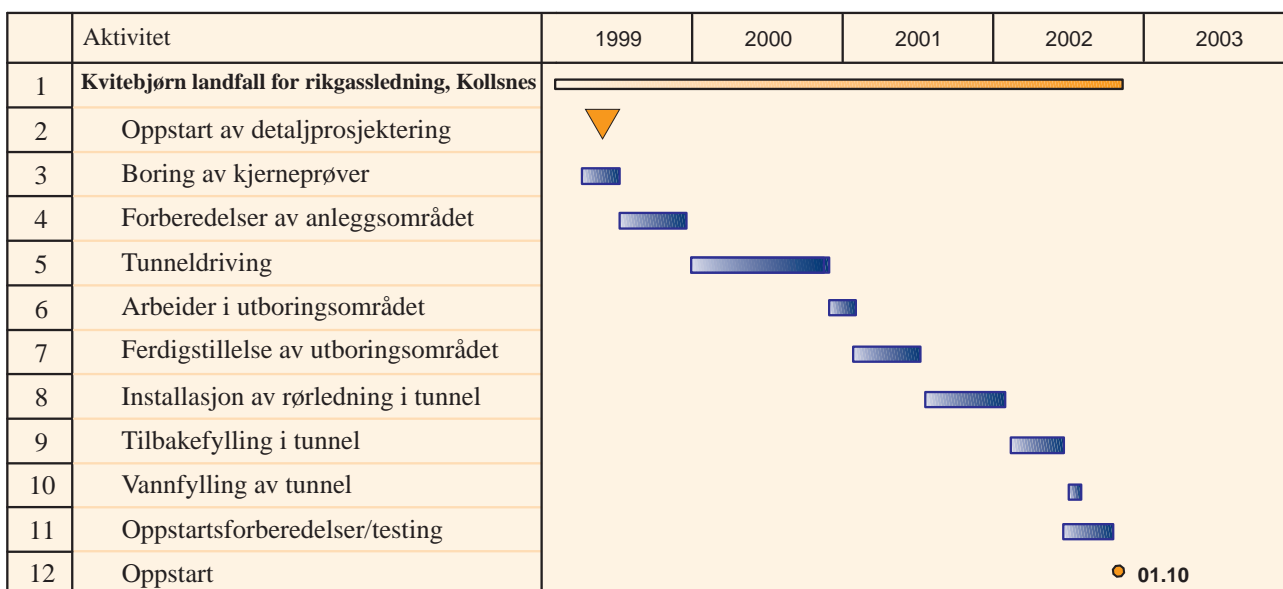
Tidsplan for etablering av landfall for rørledning



**Figur 4.6 Tidsplan for prosjektgjennomføring ved ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes.**



**Figur 4.7 Tidsplan for prosjektgjennomføring ved ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes.**



**Figur 4.8 Tidsplan for prosjektgjennomføring for landfall for rørgassledning fra Kvitebjørn til Kollsnes.**

fra Kvitebjørn-feltet til Kollsnes er vist i figur 4.8. Etablering av landfall for Haltenbanken Sør på Kollsnes vil ha tilsvarende tidsplan som vist for Kvitebjørn i figur 4.8, men to år forskjøvet ut i tid. For en løsning med kombianlegg i fasen utbygging vil et landfall for Haltenbanken Sør kunne komme enda lenger ut i tid.

#### 4.4 Alternative utbyggingstiltak på Mongstad

Ved ilandføring av rørgass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør til Kollsnes, vil utskilt NGL fra gassanlegget på Kollsnes transporteres i Vest-prosess kondensatrørgassledning til Mongstad. På Mongstad vil NGL bli fraksjonert i produktene propan, butan og nafta i en utvidelse av



**Tabell 4.3 Alternative utbyggingsløsninger på Mongstad for behandling av NGL fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør.**

| Ilandføringsalternativ   | Aktuell utbyggingsløsning |
|--|---------------------------|
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes   | 6G Kvitebjørn             |
| Ilandføring av HLBS til Kollsnes   | 6G HLBS                   |
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av HLBS til Kårstø og Kollsnes  | 6Kvitebjørn +3G HLBS      |
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av HLBS til Kårstø og Kollsnes, samt behandling av NGL fra mulige fremtidige felt på Mongstad | 6+6G                      |



**Figur 4.9 Plassering av Vestprosess-anlegget på Mongstad.**

Vestprosess-anlegget. Omfanget av utvidelser av Vestprosess-anlegget er avhengig av mengden NGL som skal behandles på Mongstad. Denne er igjen bestemt av ilandføringsløsning til Kollsnes, samt av hvilken prosessløsning som utbygges på Kollsnes. Alternative omfang for utvidelsene på Mongstad er illustrert i tabell 4.3. I tillegg til behandling av NGL fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør er det også vurdert en oppgradering av Vestprosess-anlegget kalt 6+6G som skal kunne behandle NGL fra 6G Kvitebjørn, 3G Haltenbanken Sør og 3G fra mulige fremtidige felt.

Plassering av nye anlegg på Mongstad er vist i figur 4.9. En forenklet skisse av prosessen for behandling av NGL er vist i figur 4.10.

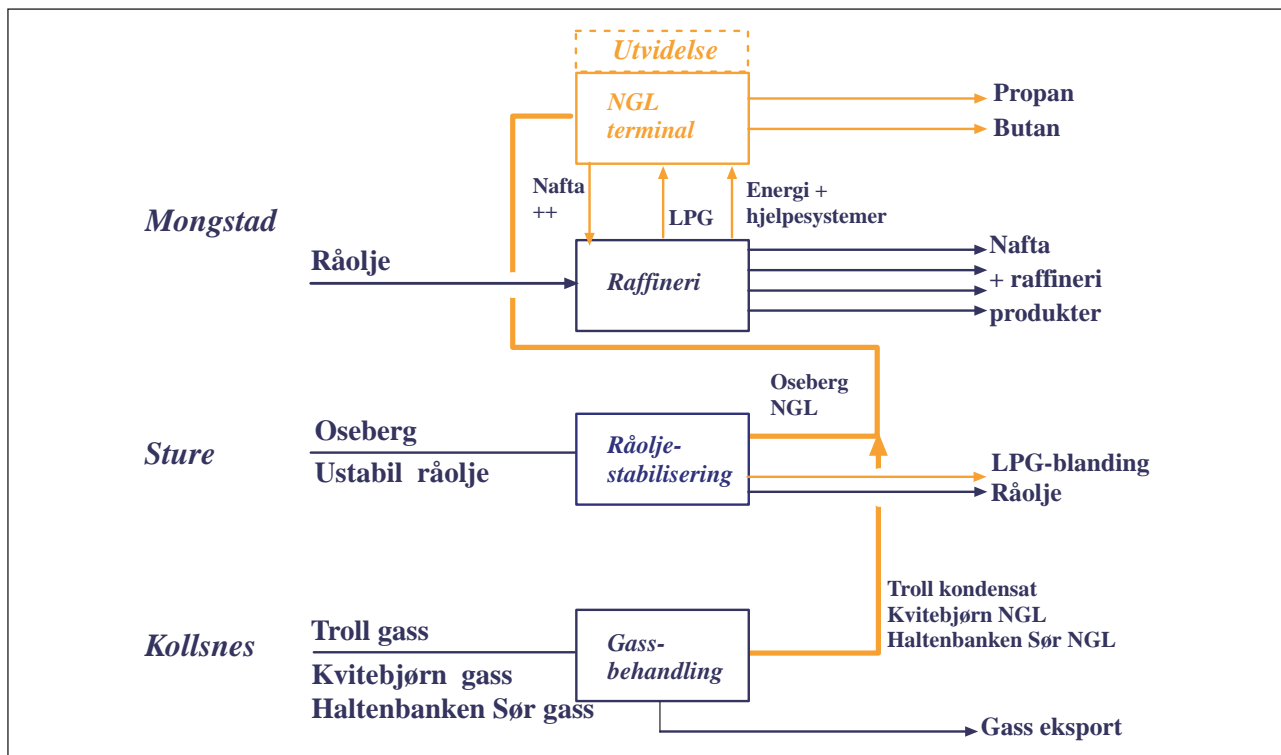
#### Oppgradering av Vestprosess for 6G Kvitebjørn

Vestprosess-anlegget på Mongstad består av mot-takslager, NGL prosesseringsanlegg, raffineriets

naftabehandling, LPG-lagre og kai for LPG utskipning. For å håndtere NGL som skilles ut ved behandling av 6G Kvitebjørn-gass på Kollsnes vil det være behov for å modifisere eksisterende kolonner i NGL-anlegget, samt å modifisere raffineriets naftasplitter og eksisterende LPG-anlegg for å oppnå tilstrekkelig kapasitet. Det er ikke behov for større nye utstyrsenheter, og kun noen mindre nye utstyrsenheter vil bli installert. Det vil også installeres økt LPG-tørkekapasitet. Nødvendig energi for drift av utvidelsene av Vestprosess-anlegget vil fremskaffes gjennom energioptimering.

#### Oppgradering av Vestprosess for 6G Haltenbanken Sør

Oppgradering av Vestprosess for 6G Haltenbanken Sør vil prinsipielt bli tilsvarende som oppgradering for 6G Kvitebjørn beskrevet ovenfor, bortsett fra at det i tillegg vil installeres en ny NGL-stabilisator med tillegg utstyr.



**Figur 4.10** Forenklet skisse av Vestprosess. Eksisterende anlegg på Kollsnes, Sture og Mongstad er tegnet med blått, mens anlegg som tilhører Vestprosess er tegnet med orange.

#### Oppgradering av Vestprosess for 6G Kvitebjørn + 3G Haltenbanken Sør

Oppgradering av Vestprosess for 6G Kvitebjørn + 3G Haltenbanken Sør vil prinsipielt bli tilsvarende som oppgradering for 6G Kvitebjørn beskrevet ovenfor, bortsett fra at det i tillegg vil installeres en ny NGL-stabilisator med tilleggsutstyr.

#### Oppgradering av Vestprosess for 6+6G

Oppgradering av Vestprosess for 6+6G vil prinsipielt bli tilsvarende som oppgradering for 6G Kvitebjørn beskrevet ovenfor, bortsett fra at det i tillegg vil installeres en ny NGL-stabilisator, en ny LPG-splitter i NGL-anlegget, samt en ny naftasplitter i raffineriet.

#### Kostnader til utbygging og drift

Kostnader forbundet med utbygging og drift av alternative utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad er vist i tabell 4.4. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 30\%$ .

#### Prosjektgjennomføring og tidsplan

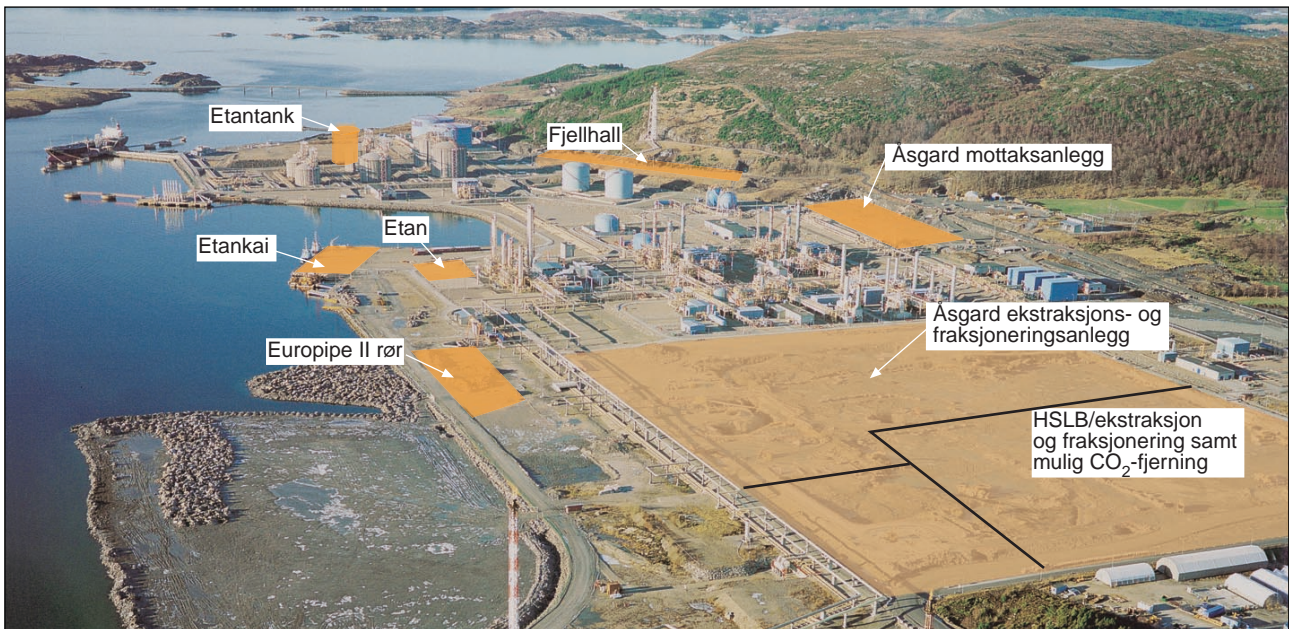
Tidsplan for prosjektgjennomføringen for behandling av NGL fra Kvitebjørn på Mongstad vil være tilsvarende som tidsplanen vist for en Kvitebjørn-utbygging på Kollsnes i figur 4.6. For behandling av NGL fra Haltenbanken Sør på Mongstad vil tidsplanen på Mongstad bli lik som planen vist for en utbygging for Haltenbanken Sør på Kollsnes i figur 4.7.

**Tabell 4.4** Kostnadsestimater pr. 01.11.98 for utbygging og drift av utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad. Estimaten har en usikkerhet på  $\pm 30\%$ .

|                       | Investeringskostnader (mill. 98-kr) | Driftskostnader (mill. 98-kr) |
|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| 6G Kvitebjørn         | 304                                 | 14                            |
| G HLBS                | 486                                 | 16                            |
| 6G Kvitebjørn+3G HLBS | 544                                 | 18                            |
| 6+6G                  | 757                                 | 22                            |

## 4.5 Alternative utbyggingstiltak på Kårstø

Kårstø-anlegget vurderes utbygget for behandling av gass fra Haltenbanken Sør. Ilandføring av hele gassvolumet fra Haltenbanken Sør til Kårstø vil kunne kreve både betydelige utvidelser og oppgradering av eksisterende anlegg. Imidlertid vil deler av gassvolumene fra Haltenbanken Sør kunne behandles på Kårstø kun ved en oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg. Det kan bli aktuelt å frigjøre kapasitet i Åsgard-anlegget for gass fra Haltenbanken Sør. I sum vil en oppgradering av Statpipe-anlegget og eventuelt frigjort kapasitet i Åsgard-anlegget kunne dekke behovet for Haltenbanken Sør. Muligheten for dette vil imidlertid også avhenge av produksjonsprofil for andre felt som leverer til Kårstø.



**Figur 4.11 Plassering av nye anlegg på Kårstø ved ilandføring av gass fra Haltenbanken Sør.**

Dersom det skal etableres nye anlegg for Haltenbanken Sør på Kårstø, vil det være behov for økt behandlingsskapasitet for rikgass samt utvidelser av hjelpeanlegg og infrastruktur. Både en ekstraksjonsprosess og en duggpunktsprosess vil kunne være aktuell for behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kårstø. Det vil også være behov for én eller to nye salgsgass eksportkompressorer, og både elektrisk drift og gassturbindrift av denne vil være aktuelt. Det vil ikke være behov for utvidelser av ytre anlegg, havn eller lastefasiliteter for noen av utbyggingsalternativene.

Dersom det etableres et ekstraksjonsanlegg eller et duggpunktsanlegg for Haltenbanken Sør på Kårstø, kan det bli behov for å bygge en ny fakkell. Dette begrunnes med at kompleksiteten av fakkelsystemet på Kårstø er såvidt stor at det vil kreves ytterligere utredninger før det kan fastslås om dagens fakkelsystem er tilfredsstillende for de økte gassmengdene fra Haltenbanken Sør. Det vil trolig være mest aktuelt å plassere en eventuell ny fakkell i nærheten av de to eksisterende prosessfakklene, mot sjøen. En eventuell ny fakkell vil gi minimal økning i utslipp av forbrenningsprodukter, da den eneste kontinuerlige forbrenningen i fakkelen vil være pilotflammen som er til for å

antenne eventuelle hydrokarbonmengder ved alvorlige forstyrrelser i prosessen.

Alternative utbyggingsløsninger på Kårstø er illustrert i tabell 4.5. Plassering av nye anlegg på Kårstø er vist i figur 4.11. En forenklet skisse av gassbehandlingsprosessen på Kårstø er vist i figur 4.12. I figuren er det også inntegnet plassering av nye anlegg for behandling av gass fra Haltenbanken Sør, samt plassering av et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg.

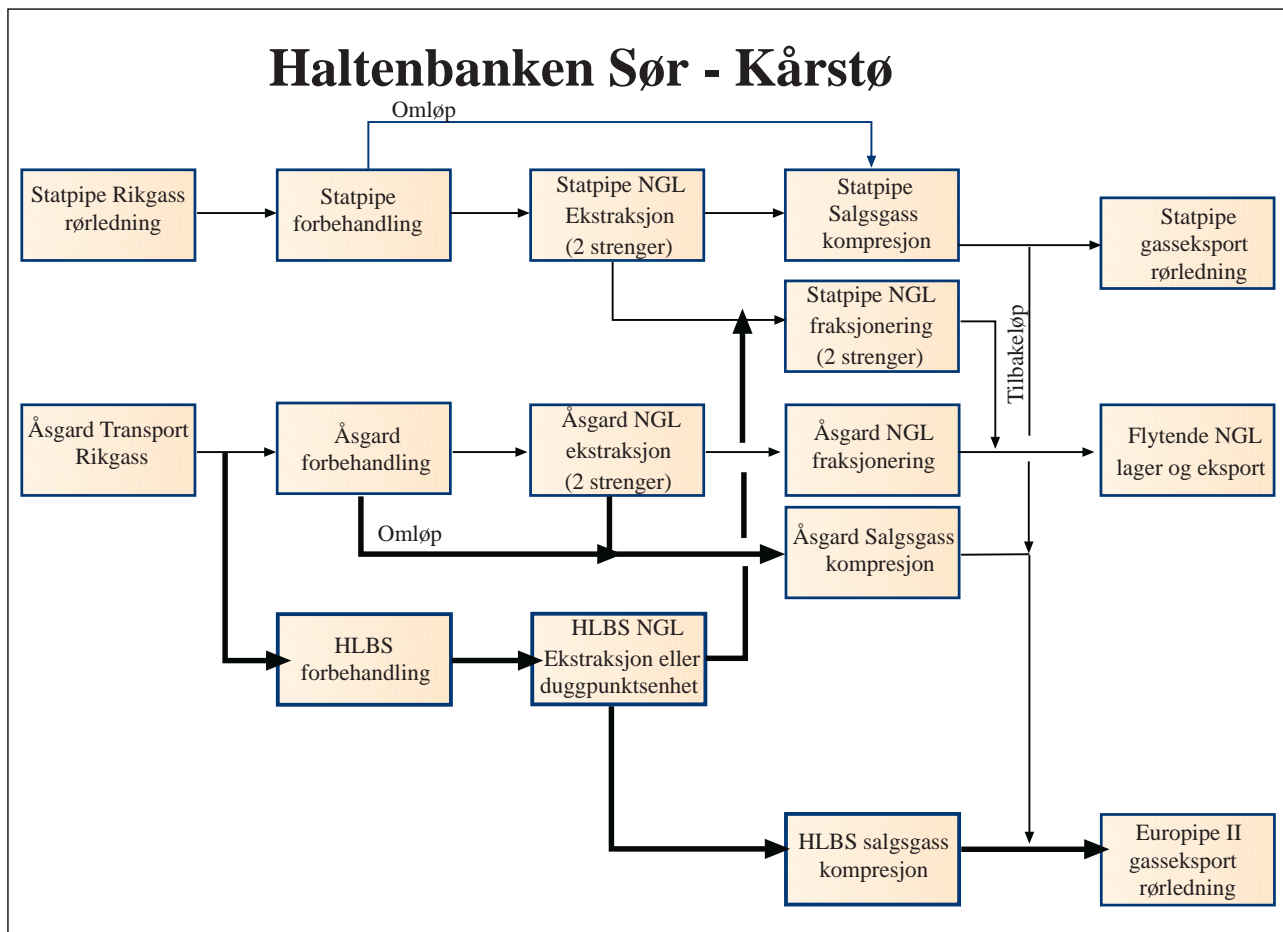
### Ekstraksjonsanlegg på Kårstø

#### Utvidelser for rikgass mottak og behandling

Rikgass fra Haltenbanken Sør vil ilandføres via Åsgard transport og vil komme inn til Kårstø med et trykk som er høyere enn 112 barg i mottaksfasilitetene. Dette er tilsvarende som for Åsgard-gass. For Haltenbanken Sør vil det etableres mottaksfasiliteter som forvarming, filtrering og trykkontroll, disse fasilitetene vil bygges som utvidelser av Åsgards mottaksfasiliteter. I ekstraksjonsanlegget vil gassen kjøles ned i flere trinn ved hjelp av varmeveksling og ekspansjon i turbiner. Som følge av nedkjølingen skilles mesteparten av propan, butan

**Tabell 4.5 Alternative utbyggingsløsninger på Kårstø for behandling av gass fra Haltenbanken Sør.**

| Ilandføringsalternativ                          | Aktuell utbyggingsløsning  |
|---|--|
| Ilandføring av HLBS til Kårstø                  | Alternativ gassbehandling på Kårstø: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statpipe oppgradering</li> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul> |
| Delt ilandføring av HLBS til Kårstø og Kollsnes | Alternativ gassbehandling på Kårstø: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Statpipe oppgradering</li> </ul>   |



**Figur 4.12** Forenklet skisse av gassbehandlingsprosessen på Kårstø.

og nafta ut som en væskeblanding i en destillasjonskolonne, denne blandingen blir videre behandlet i Statpipe NGL-fraksjoneringsanlegget som består av flere destillasjonstrinn. Salvgassen, som hovedsakelig består av metan og etan, vil bli sendt til eksportkompresjon.

Pr. i dag eksisterer det to mulige alternativer for NGL ekstraksjon av Haltenbanken gass:

- **Høy gjenvinning (95% propangjenvinning)**  
Dette er en kopi av Åsgard anlegget, med en kapasitet på 6,0 GSm<sup>3</sup> pr. år (40 MJ/Sm<sup>3</sup>), i ett prosesstog. Åsgard har en kapasitet på 10,8 GSm<sup>3</sup> pr. år (40 MJ/Sm<sup>3</sup>), fordelt over to prosesstog. I likhet med Åsgard anlegget har denne prosessen to ekspansjonsturbiner i serie, oppsett med vaskekolonne og etantårn.
- **Middels gjenvinning (85% propangjenvinning)**  
Dette er en variant av ovennevnte, hvor antall ekspansjonsturbiner er redusert fra to til en. I tillegg er vaskekolonne erstattet med en separator.

### Salvgass eksport

Salvgass fra Haltenbanken Sør-ekstraksjon vil bli blandet med Åsgard salgsgass før den totale mengden sendes til salgsgass eksportkompresjon. Det vil være behov for å installere én eller to nye

salvgass eksportkompressor. Både elektrisk drift og gassturbindrift av eksportgasskompressorene anses som aktuelt.

Den komprimerte salgsgassen vil bli transportert i Europipe II til Dornum i Tyskland sammen med Åsgard-gassen.

### Oppgradering av hjelpeanlegg

Det vil være behov for utvidelser på en del eksisterende hjelpesystemer som blant annet sjøvannskjøling, temperert kjølevann og instrumentluft. Videre vil det være behov for en utvidelse av eksisterende damp- og kondensatsystem; omfanget av dette vil være avhengig av det totale dampforbruket på Kårstø i perioden.

### Duggpunktanlegg på Kårstø

For et duggpunktanlegg vil det være behov for mindre utvidelser og modifikasjoner for rikgass behandling som beskrevet for ekstraksjonsanlegget over. Duggpunktprosessen benytter seg av tilsvarende typer prosessutstyr som ekstraksjonsprosessen, med unntak av destillasjonsdelen, som vil utføres i eksisterende Statpipe-anlegg. Duggpunktprosessen opereres ved høyere trykk og temperatur enn ekstraksjonsprosessen. Dette gjør at duggpunktprosessen gir mindre grad av utskil-

ling av NGL (våt-gasskomponenter) fra rikkassen. Duggpunktprosessen som vurderes på Kårstø vil gi 44 % propangjenvinning. NGL fra duggpunkt-anlegget vil behandles i eksisterende Statpipe-anlegg, tilsvarende som for ekstraksjonsprosessen beskrevet over.

Dersom en duggpunktprosess velges for Haltenbanken Sør, må Kårstø-terminalen utvides med en ekstra kompressor for salgsgass eksport. Salgsgass vil transporteres til kontinentet i Europipe II rørledningen. For et duggpunktanlegg vil det videre være behov for tilsvarende oppgradering av hjelpeanlegg som for et ekstraksjonsanlegg, med unntak av at duggpunktanlegget ikke vil ha kontinuerlig behov for energi i form av damp.

### Statpipe oppgradering

En oppgradering av Statpipe-anlegget på Kårstø vil kunne håndtere gassvolumene fra Haltenbanken Sør på kort sikt, i 2-3 år, og muligens også på permanent basis. Det siste vil være avhengig av Haltenbanken Sør og andre felters produksjonsprofil, samt mulige kommersielle arrangementer for å frigjøre kapasitet i eksisterende anlegg. Dersom det etter 2-3 år vil være behov for ytterligere kapasitetsøkning kan dette gjøres ved at en enten foretar en ytterligere utvidelse på Kårstø, eller alternativt ved ilandføring av Haltenbanken Sør-volumer til Kollsnes.

Den moderate oppgraderingen av Statpipe-anlegget medfører at rikkass kapasiteten økes fra dagens nivå på 22 MSm<sup>3</sup> pr. døgn til 28 MSm<sup>3</sup> pr. døgn, noe som gir en salgsgass kapasitet på ca. 24,7 MSm<sup>3</sup> pr. døgn. I tillegg vil det være mulig å la opp mot 6 MSm<sup>3</sup> pr. døgn av rikkassen gå i rikkass omløp, slik at total salgsgass kapasitet derved blir ca. 30,7 MSm<sup>3</sup> pr. døgn. Rikkass omløp innebærer at overskytende rikkassmengder (som ikke kan behandles i eksisterende ekstraksjonstog) sendes direkte inn i salgsgassen. Dette krever nøye kontroll med salgsgassens kvalitet.

Utvidelsen av Statpipe-anlegget består av tre aktiviteter:

- Modifisere eksisterende anlegg for å kunne prosessere 22 MSm<sup>3</sup> pr. døgn rikkass med magrere gassammensetning
- Installere en integrert duggpunktsetning, som øker kapasiteten videre til 28 MSm<sup>3</sup> pr. døgn rikkass
- Bygge om kompressormanifolder, slik at man i tillegg kan benytte en rikkass omløp på 6 MSm<sup>3</sup> pr. døgn rikkass

Totalt gir dette en kapasitet på 30,7 MSm<sup>3</sup> pr. døgn rikkass gjennom Statpipe. Ombygging av kompressormanifolder medfører at Statpipes booster kompressorer leverer gass til både Statpipe og Europipe II.

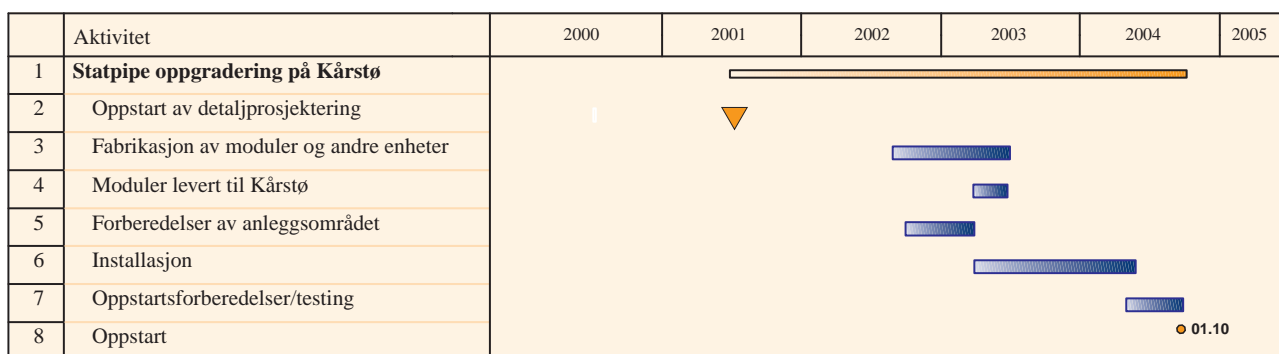
Fra 2007 vil det kunne være behov for ytterligere oppgraderinger av kapasiteten med ca. 3 GSm<sup>3</sup>/år dersom platå produksjonen fra Haltenbanken Sør opprettholdes på 6 GSm<sup>3</sup>/år ved innfasing av Tyrihans og Lavrans, eventuelt av andre felt i Haltenbanken-området.

### Kostnader til utbygging og drift

Kostnader forbundet med utbygging og drift av alternative anlegg for behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kårstø er vist i tabell 4.6. Estimaten har en usikkerhet på ±30%.

**Tabell 4.6 Kostnader til utbygging og drift for behandling av gass fra Haltenbanken Sør på Kårstø. Estimaten har en usikkerhet på ±30%.**

|                        | Investeringskostnader (mill. 98-kr) | Driftskostnader (mill. 98-kr) |
|------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| 6 G ekstraksjonsanlegg | 2 800                               | 73                            |
| 6 G duggpunktanlegg    | 1 950                               | 72                            |
| Statpipe oppgradering  | 440                                 | 16                            |



**Figur 4.13 Tidsplan for prosjektgjennomføring på Kårstø ved behandling av HLBS-gass i oppgradert Statpipe-anlegg.**

## Prosjektgjennomføring og tidsplan

Tidsplan for prosjektgjennomføringen ved utbygging av ekstraksjonsanlegg eller duggpunktsanlegg på Kårstø vil være som vist for utbygging på Kollsnes for Haltenbanken Sør i figur 4.7.

Tidsplan for en eventuell oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg er vist i figur 4.13.

## 4.6 Strømforbruk for alternative utbyggingsløsninger

Kollsnes gassanlegg drives vesentlig med elektrisk kraft som forsynes gjennom strømforsyningsnettet. Forbruket av elektrisk kraft var 575 GWt i 1997. Kraftbehovet for raffineri og råoljeterminal på Mongstad var 323 GWt i 1997. Eksisterende anlegg på Kårstø drives vesentlig av elektrisk

**Tabell 4.7 Strømforbruk for ulike utbyggingsløsninger på Kollsnes.**

| Utbyggingsløsning          | Strømforbruk ved elektrisk drift av eksportkompressor (GWt) | Strømforbruk ved gassturbin drift av eksportkompressor (GWt) |
|----------------------------|---|--|
| 6G ekstraksjonsanlegg      | 380   | 30   |
| 6G duggpunktsanlegg        | 360 <sup>1)</sup>   | 10   |
| 9G kombianlegg ekstraksjon | 600   | 33   |

<sup>1)</sup> Dersom det blir besluttet å installere prekompresjon på Troll A plattformen, vil kraftforbruket bli redusert til 180 GWt for et alternativ med elektriske eksportkompressorer.

**Tabell 4.8 Strømforbruk som følge av utvidelser av Vestprosess-anlegget på Mongstad.**

| Utbyggingsløsning       | Strømforbruk (GWt) |
|-------------------------|--------------------|
| 6G Kvitebjørn           | 1,7                |
| 6G HLBS                 | 25,2               |
| 6G Kvitebjørn + 3G HLBS | 26                 |
| 6+6G                    | 46,2               |

**Tabell 4.9 Strømforbruk for ulike utbyggingsløsninger på Kårstø.**

| Utbyggingsløsning                   | Elektrisk drift av eksportkompressor |             | Gassturbin drift av eksportkompressor |             |
|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
|                                     | Strømforbruk (GWt)                   | Effekt (MW) | Strømforbruk (GWt)                    | Effekt (MW) |
| 6G ekstraksjonsanlegg               | 245                                  | 28          | 20,1                                  | 2,3         |
| 6G duggpunktsanlegg                 | 185                                  | 21          | 29,3                                  | 3,3         |
| Statpipe oppgradering <sup>1)</sup> | -                                    | -           | -                                     | -           |

<sup>1)</sup> Statpipe oppgradering gir ikke økt strømforbruk. Foreløbige beregninger tyder på at det kan bli en mindre reduksjon i kraftbehovet for Statpipe-anlegget som følge av en eventuell oppgradering.

kraft som delvis genereres gjennom fygassutnyttelse (235,8 GWh i 1997) eller kjøpes eksternt via strømmettet (59,5 GWh i 1997). Kårstø-anlegget sender også strøm ut på nettet (51,9 GWh i 1997), slik at det totale kraftforbruket på Kårstø var 243,4 GWt i 1997. Når det nye Åsgard-anlegget på Kårstø kommer i drift, vil det totale kraftforbruket på Kårstø øke.

Strømforbruk for aktuelle utbyggingsløsninger for behandling av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør på Kollsnes, Mongstad og Kårstø er vist i tabell 4.7-4.9. Strømforbruk for eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub> på Kårstø er vist i tabell 4.10.

**Tabell 4.10 Strømforbruk for eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub> på Kårstø.**

|  | Strømforbruk (GWt) | Effekt (MW) |
|--|--------------------|-------------|
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard       | 14,0               | 1,6         |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard +HLBS | 22,8               | 2,6         |
| CO <sub>2</sub> -deponering            | 3,0                | 0,4         |

## 4.7 Muligheter for integrasjon med Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø

Integrasjonseffekten mellom et gasskraftverk og et prosessanlegg går ut på at lavtrykksdamp 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.

## Kollsnes

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 vil 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 NGL-fraksjonert på Kollsnes, men transportert i Vest-prosess kondensatorledning 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.

## Kårstø

På Kårstø benyttes damp som varmekilde i prosessanlegget. For Kårstø-anlegget ville det derfor kunne oppnås økt energieffektivitet og reduksjon i utslipp ved å benytte damp fra et eventuelt gasskraftverk i stedet for å øke egenproduksjonen av damp for nye anlegg. Muligheten for å oppnå en slik energioptimalisering vil imidlertid være avhengig av både det faktiske dampforbruket for prosessoppvarming, samt av behovet for direkte eller tilleggsfyring av dampkjeler. Haltenbanken

Sør planlegges satt i produksjon i år 2004, og i tiden etter dette forventes det at produksjonen fra eksisterende felt som Statfjord og Sleipner vil reduseres. Disse forholdene medfører at en ikke kan forvente noen vesentlig økning i dampbehovet på Kårstø. Videre vurderes det å behandle gassen fra Haltenbanken Sør i en oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg. I et slikt tilfelle vil ikke dampbehovet på Kårstø øke ut over dagens situasjon. Det vil da være usikkert om en integrasjon med et gasskraftverk for behandling av gass fra Haltenbanken Sør vil være formålstjenlig fordi eksisterende anlegg på Kårstø, inkludert Åsgard-anlegget, vil ha full utnyttelse av eksosgassen fra gassturbinene og derved har en høy energieffektivitet.

Dersom Haltenbanken Sør besluttes ilandført til Kårstø samtidig med at Naturkraft eventuelt får godkjenning om bygging av gasskraftverket, og det viser seg at Kårstø-anlegget får økt behov for dampproduksjon, vil muligheten for integrasjon med gasskraftverket vurderes mer detaljert. En slik vurdering må også ses i sammenheng med drivervalget for fremtidige kompressorer.

## 4.8 Eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub> fra salgsgass

### Eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg

Gass fra både Åsgard og Haltenbanken Sør har høyere CO<sub>2</sub>-innhold enn kravet i salgsgasskontraktene som typisk er 2,5%. Som beskrevet i kapittel 4.2 vil en i utgangspunktet forsøke å blande salgsgassen fra de ulike feltene slik at salgsgass spesifikasjonen tilfredsstilles uten et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. Ut fra den forventede gassproduksjonen i Statpipe fra nordre Nordsjø og produksjonen fra Åsgard, kan det bli behov for å installere et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg for Åsgard-gass i tidsrommet 2004-2008. Dersom Haltenbanken Sør ilandføres til Kårstø, kan det bli behov for å installere et slikt fjerningsanlegg i samme tidsrom. Endelig tidspunkt vil bli bestemt i henhold til den totale ilandføringen av gass til Kårstø.

For gass fra Haltenbanken Sør har det blitt vurdert å gjennomføre CO<sub>2</sub>-fjerning på Kristin-plattformen. Det er imidlertid besluttet i Haltenbanken Sør lisensen at eventuell CO<sub>2</sub>-fjerning fra Haltenbanken Sør gass skal skje på land. Dette begrunnes i hovedsak med nivået på investeringskostnader for CO<sub>2</sub>-fjerning for Åsgard og Haltenbanken Sør verdikjede. Det ligger en besparelse på 400-1000 millioner kroner i investeringer dersom Haltenbanken Sør ilandfø-

res til Kårstø, og en besparelse på 900-1500 millioner kroner dersom Haltenbanken Sør ilandføres til Kollsnes og CO<sub>2</sub> ikke fjernes til 2,5% på feltinstallasjonen. Det har i tillegg vært vurdert å gjennomføre CO<sub>2</sub>-fjerning til 1% på feltet, og analyser for en slik løsning har i noen tilfeller vist at investeringene kan bli lavere. Imidlertid er det betydelig usikkerhet forbundet med å plassere et så stort anlegg som CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget på en flytende innretning. Siden de økonomiske beregningene går i favør av at et eventuelt fjerningsanlegg bør bygges på land, og fordi ilandføringsløsning for Haltenbanken Sør ikke er bestemt, samt på grunn av den økonomiske risikoen det er å bygge et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg på plattformen, har lisensen lagt opp til at eventuell CO<sub>2</sub>-fjerning skal utføres i et anlegg på land. Denne konklusjonen begrunnes også i at en slik løsning gir større muligheter for kostnadsreduksjon i forhold til de foreliggende investeringsestimaterne, i mulighet for kommersiell utnyttelse av CO<sub>2</sub>, samt i større fleksibilitet og robusthet. Et anlegg på land vil ikke minst kunne benyttes for behandling av gass også fra andre felt enn Halten-banken Sør. De studier som er utført viser at utslippsforholdene ved CO<sub>2</sub>-fjerning på feltet og på et landanlegg vil være like, og at det miljømessig ikke har stor betydning hvor et eventuelt fjerningsanlegg plasseres.

Det eksisterer ulike teknologier for CO<sub>2</sub>-fjerning fra naturgass, og for denne type bruk vurderer Statoil for tiden fjerning i aminanlegg (tilsvarende Sleipner Vest) som mest hensiktsmessig for et eventuelt anlegg på Kårstø-terminalen.

#### Aminanlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning på Kårstø

Et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil kunne bygges for å redusere CO<sub>2</sub>-innholdet for både Åsgard og Haltenbanken Sør fra typisk 3.6% til 2.5%. Aminanlegget for CO<sub>2</sub>-fjerning er basert på en prosess der CO<sub>2</sub>-gass absorberes i amin væskefase. Det vil tas ut en delstrøm av salgsgass foran salgsgasskompressorene for Europipe II. Etter at CO<sub>2</sub> fra delstrømmen er absorbert i amin væskefasen, vil den CO<sub>2</sub>-fattige salgsgassen bli tørket og sendt tilbake til salgsgasstrømmen for kompresjon i salgsgasskompressorene for Europipe II. Det CO<sub>2</sub>-anrikede aminet vil behandles i en ny kolonne slik at CO<sub>2</sub> fjernes fra amin og CO<sub>2</sub> vil derved foreligge i gassfase i ren form. Aminfasen vil resirkuleres til CO<sub>2</sub>-fjerningstrinnet.

Et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg for behandling av salgsgass fra både Åsgard og Haltenbanken Sør vil skille ut maksimalt 560.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år.

#### **Håndtering av utskilt CO<sub>2</sub> fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg**

Følgende alternative avhendingsmåter vil vurderes for utskilt CO<sub>2</sub> fra CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget:

- Utslipp av CO<sub>2</sub> til luft  
CO<sub>2</sub> fra salgsgassen vil kunne slippes ut til luft.
- CO<sub>2</sub>-kommersialisering  
Muligheter for å avhende CO<sub>2</sub> kommersielt er vurdert. En slik løsning vil innebære å fremstille CO<sub>2</sub> med stor renhet for salg til næringsmiddelindustrien. Konklusjonene fra studier som er utført viser at det ikke kan forventes inntekter fra dette, og at en i realiteten kan måtte betale for å avhende CO<sub>2</sub> på denne måten.
- CO<sub>2</sub>- og deponering  
Deponering av CO<sub>2</sub> i Utsiraformasjonen i Sleipner-området vurderes. En slik løsning krever at CO<sub>2</sub> foreligger i væskefase, og gassen må derfor komprimeres og kjøles i flere trinn før transport i rørledning til Utsira. Et CO<sub>2</sub>-deponeringsanlegg vil således bestå av en CO<sub>2</sub>-kompressor/pumpestasjon som øker trykket på CO<sub>2</sub> til ca. 90-120 bar. Komprimert CO<sub>2</sub> vil deretter behandles i en tørkeenhet (for å hindre korrosjon i rørledningen) før transport til Utsiraformasjonen. CO<sub>2</sub> vil være i væskefase gjennom hele transporten. Ved Utsira vil man ha et brønnhode for injeksjon av CO<sub>2</sub>.

For en deponeringsløsning vurderes det blant annet en 180-240 km lang 6" rørledning fra Kårstø til Utsira formasjonen i Sleipner-området. Rørledningen vil kunne følge eksisterende Statpipe tunneler fra Kårstø til Kalstø og vil videre kunne gå parallelt med eksisterende Sleipner-kondensatrørledning. Denne traséen vil passere et reketrålfelt sørvest for Karmøy, og i dette området vil det vurderes å overdekke rørledningen.

Dersom det blir aktuelt å gjennomføre CO<sub>2</sub>-deponering i Utsiraformasjonen, vil også andre alternative rørtraséer vurderes.

I tillegg til deponeringsmulighetene beskrevet ovenfor, kan det ikke utelukkes mulighet for injeksjon av CO<sub>2</sub> i reservoar for å øke oljeutvinningen.

#### **Kostnader til utbygging og drift**

Kostnader forbundet med utbygging og drift av eventuelle anlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning og deponering er vist i tabell 4.11. Estimaterne har en usikkerhet på ±30%.



**Tabell 4.11. Kostnader til utbygging og drift for eventuelle anlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning og deponering. Estimaten har en usikkerhet på ±30%.**

|   | Investeringskostnader (mill. 98-kr) | Driftskostnader (mill. 98-kr) |
|---|-------------------------------------|-------------------------------|
| CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg Åsgard         | 844                                 | 20                            |
| CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg Åsgard og HLBS | 1 360                               | 30                            |
| CO <sub>2</sub> -deponeringsanlegg              | 1 459                               | 9,5                           |

## 4.9 Økonomiske analyser av ulike prosessløsninger

Det er utført realøkonomiske beregninger for å analysere forskjellen i verdiskaping for utbygging av ekstraksjonsanlegg og duggpunktsanlegg på Kollsnes. Realøkonomiske beregninger tar utgangspunkt i marginale inntekter, investeringer og kostnader for norsk sokkel sett under ett. Andre samfunnsmessige virkninger som sysselsetting er ikke tatt i betraktning her. Den realøkonomiske kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 7%, og er ment å skulle uttrykke det real-avkastningskrav samfunnet har for investeringer. Basert på dette kriterium bør et prosjekt gjennomføres dersom nåverdien av fremtidige marginale inntekter, investeringer og kostnader ved 7% kalkulasjonsrente er positiv.

Resultatene fra disse beregningene gir grunnlag for å gi en anbefaling om teknisk utbyggingsløsning, basert på økonomiske vurderinger. Det er kun utført økonomiske analyser for utbyggingsalternativ der ulike prosessløsninger på samme landanlegg vurderes for feltene hver for seg. For en utbygging på Kårstø er det ikke utført realøkonomiske beregninger. En oppgradering av Statpipeanlegget vil på kort sikt, i 2-3 år, kunne håndtere gassvolumene fra Haltenbanken Sør. Eventuell utbygging av et ekstraksjonsanlegg eller et duggpunktsanlegg på Kårstø vil derfor trolig ikke gjennomføres før tidsrommet 2004-2006. Det er derfor ikke utført økonomiske nåverdiberegninger for disse anleggene på nåværende tidspunkt.

Økonomiske analyser er utført for følgende utbyggingsløsninger:

- Ekstraksjonsanlegg versus duggpunktsanlegg for ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes, basis elektrisk driver
- Ekstraksjonsanlegg versus duggpunktsanlegg for ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes, basis elektrisk driver

Beregningene er utført for volumscenarier der det totalt over feltenes levetid behandles 54GSm<sup>3</sup> rikgass fra Kvitebjørn og 124 GSm<sup>3</sup> rikgass fra Haltenbanken Sør. Tabell 4.12 viser differanse i favør av ekstraksjonsanlegg for henholdsvis Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.

Resultatene fra beregningene viser at investering i ekstraksjonsanlegg både for Kvitebjørn og for Haltenbanken Sør har høyere nåverdi enn investering i duggpunktsanlegg. Basert på realøkonomisk analyse bør ekstraksjonsanlegg velges.

**Tabell 4.12 Differanse i nåverdi for ekstraksjonsanlegg og duggpunktsanlegg ved ilandføring av Kvitebjørn eller Haltenbanken Sør til Kollsnes, basis elektriske drivere.**

|   | Differanse ekstraksjonsanlegg vs. duggpunktsanlegg (nåverdi millioner 98-kr) |
|---|--|
| Kvitebjørn til Kollsnes, elektrisk driver | 900  |
| HLBS til Kollsnes, elektrisk driver       | 2 500  |

## 4.10 Skjematisk oversikt over alternative utbyggingstiltak

I tabell 4.13 er det gitt en skjematisk oversikt over aktuelle utbyggingsalternativer for ilandføring av gass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.

**Tabell 4.13 Skjematisk oversikt over aktuelle utbyggingsalternativer for ilandføring av rikgass fra Kvitebjørn og Haltenbanken Sør.**

| <b>Ilandføringsalternativ</b>   | <b>Aktuell utbyggingsløsning</b>   |
|---|--|
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes  | Alternativ gassbehandling på Kollsnes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul>  |
|   | Utvidelse på Mongstad for NGL-behandling   |
| Ilandføring av HLBS til Kårstø  | Alternativ gassbehandling på Kårstø: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppgradering av eksisterende anlegg</li> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul> |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg på Kårstø   |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -deponeringsanlegg på Kårstø   |
| Ilandføring av HLBS til Kollsnes  | Alternativ gassbehandling på Kollsnes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ekstraksjonsanlegg</li> <li>• Duggpunktsanlegg</li> </ul>  |
|   | Utvidelse på Mongstad for NGL-behandling   |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg på Kårstø   |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -deponeringsanlegg på Kårstø   |
| Ilandføring av Kvitebjørn til Kollsnes og delt ilandføring av HLBS til Kårstø og Kollsnes | Kombianlegg ekstraksjon på Kollsnes  |
|   | Utvidelse på Mongstad for NGL-behandling   |
|   | Oppgradering av eksisterende anlegg på Kårstø  |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg på Kårstø   |
|   | Eventuelt CO <sub>2</sub> -deponeringsanlegg på Kårstø   |



## 5 Nødvendige offentlige og private tiltak, samt virkning på infrastruktur

### 5.1 Nødvendige offentlige og private tiltak

Både på Kollsnes/ Mongstad og Kårstø vil aktuelle utbygginger skje innenfor allerede regulerte industriområder. Det vil derfor ikke være behov for endring av eksisterende reguleringsplaner på noen av lokaliseringsstedene. Utbyggingene vil heller ikke medføre behov for at nåværende sikkerhetssoner rundt de ulike anleggene må utvides. Det vil bli utarbeidet nye bebyggelsesplaner for områdene når endelig lokalisering er besluttet. På Mongstad vil etablering av Vestprosess-anlegget kreve at sikringsfeltet rundt raffineriet utvides noe. Dette vil innebære at raffinerigjerdet flyttes 200 meter i retning mot øst fra Vestprosess-anlegget. En vil i samarbeid med kommunen vurdere i hvilken grad det er behov for endringer i reguleringsplaner i forbindelse med etablering av Vestprosess-anlegget.

I anleggsperioden vil det være behov for å benytte offentlige veier for transport av utstyr og ulike komponenter til anleggene. Det forventes imidlertid ikke å være behov for etablering av permanent ny infrastruktur i form av veger eller andre tiltak som følge av foreliggende planer. Det forventes heller ikke å være behov for å oppruste eksisterende veinett som følge av en eventuell utbygging. Videre vil det ikke være behov for å utvide kapasiteten i dagens linjenett for kraftforsyning til Kollsnes gassanlegg, se også kapittel 4.3.

### 5.2 Trafikkmessige forhold i utbyggingsperioden

#### Dagens situasjon og trafikk knyttet til utbyggingsfasen

Det vil kunne bli noe økt trafikk på veinettet i nærområdene rundt Kollsnes/Mongstad og/eller Kårstø som følge av de aktuelle utbyggingsprosjektene. Trafikken vil være relatert både til anleggsarbeider inne på områdene 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. Hovedforbindelsen til Mongstad er riksvei 57 som gjennomgående har god standard med til-

strekkelig bæreevne for normal tungtrafikk (10 tonn akseltrykk) og en trafikk på 2500 biler pr. døgn nærmere Mongstad. I Kårstø-området har E 39 gjennomgående god standard med tilstrekkelig bæreevne. På bakgrunn av av 4 målinger i 1998 i krysset E39/avkjørsel Kårstø er trafikken i området anslått til 2000-2500 biler pr. døgn. En stor andel av dette er langtransport (ref. teknisk sjef i Tysvær kommune).

#### 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 utbyggingene på Kollsnes/Mongstad og/eller Kårstø 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.

#### Avbøtende tiltak

Det vurderes ikke å være behov for spesielle avbøtende tiltak knyttet til anleggstrafikk. Trafikkbelastningen vil ikke bli av annen størrelsesorden enn det som tidligere har vært håndtert på veinettet i de aktuelle regioner i forbindelse med tidligere utbyggingsprosjekter både på Kollsnes, Mongstad og Kårstø. Imidlertid kan det i perioder være aktuelt å vurdere spesiell skilting og fartsbegrensning på særlig utsatte strekninger.

### 5.3 Endringer i produktutskipningsmønster for Mongstad og Kårstø

Ved en utbygging på Kollsnes/Mongstad vil det bli en økning i produktutskipningen fra Mongstad. Skipstrafikken gjennom Fensfjorden er anslått til å være omlag 4.000 skipsbevegelser pr. år, og gjelder skip av varierende størrelse. Skipstrafikken til Mongstad utgjorde 1833 skipsanløp i 1997. Denne trafikken forventes å kunne øke med omlag 70 skip pr. år som følge av Vestprosess-utbyggingen.

Ytterligere økte utskipningsvolumer knyttet til en utvidelse av Vestprosess-anlegget vil gi økning i skipstrafikken til/fra Mongstad for ulike utbyggingsalternativer som vist i tabell 5.1.

**Tabell 5.1 Økning i skipstrafikken til Mongstad for ulike utbyggingsalternativer**

| Utbyggingsalternativ        | Antall nye skipsanløp pr. år |
|-----------------------------|------------------------------|
| 6G Kvitebjørn               | 40-50                        |
| 6G HLBS                     | 60-70                        |
| 6G Kvitebjørn +<br>3 G HLBS | 70-80                        |
| 6+6G                        | 90-100                       |

Dette vil øke trafikken i Fensfjorden tilsvarende. I forbindelse med etablering av Vestprosess-anlegget vil en av de eksisterende kaiene på Mongstad bli ombygget for å kunne laste LPG-båter opp til 40.000 metriske tonn. Denne kaien har en gunstigere plassering som medfører redusert konflikt med annen skipstrafikk i havneområdet enn dagens løsning. Økningen i antall anløp ved Mongstad ventes ikke å medføre problemer for havnekapasiteten. Flere anløp vil medføre at flere aktiviteter pågår samtidig, og det vil bli en marginal økning i taubåtjenester, fortøyning og fortøyningsbåttjeneste. I forbindelse med Vestprosess-prosjektet vil det bli foretatt en gjennomgang og vurdering av eksisterende og fremtidig servicebehov ved kaianleggene på Mongstad.

Dersom gass fra Haltenbanken Sør ilandføres til Kårstø, forventes det i utgangspunktet at skipstrafikken til Kårstø-terminalen ikke vil øke. Siden produksjonen fra Sleipner og Statpipe forventes å bli redusert fra årtusenskiftet, ventes det at skipstrafikken etter eventuelle utvidelser for Haltenbanken Sør vil være tilnærmet lik dagens trafikk. Det er mulig at skipstrafikken kan bli noe redusert, eller trafikken kan få en mindre økning på anslagsvis inntil 10%. I 1997 ble det registrert 412 skipsanløp på Kårstø. Antall anløp ved Kårstø-terminalen forventes å øke fra 400 til ca. 700 skip i årene fremover grunnet produksjon fra Åsgard-anlegget og etananlegget. Los- og taubåtkapasiteten ved Kårstø-terminalen vil bli gjennomgått som følge av at rørledningen Europipe II legges over Falkeidflæet, og i forhold til den pågående utvidelse av Kårstø-anlegget. Det vurderes som sannsynlig at taubåtkapasiteten på Kårstø må økes med en båt.

## 5.4 Avvikling

Utbygger anser det ikke aktuelt på nåværende tidspunkt å utarbeide planer for avvikling av hele eller deler av de nye anleggene som nå planlegges. Dette vil måtte inngå som en del av den langsiktige drifts- og vedlikeholdsplanleggingen for anleggene.

## 6 Sikkerhetsmessige forhold

### 6.1 Sikkerhetsanalyser for anleggene på Kollsnes, Mongstad og Kårstø

Det er gjennomført en foreløpig sikkerhetsanalyse for utvidelser av anleggene på Kårstø og Kollsnes ("Coarse Concept Risk Assessment of Haltenbanken Sør/Kvitebjørn Extension at Kårstø and Kollsnes", DNV 1998). For utbyggingen av Vestprosess-anlegget på Mongstad er det gjennomført en kvantitativ risikoanalyse. Grunnlag for sikkerhetsanalysene er beskrevet i kapittel 3.4.

#### Konsekvensvurdering

Veritas konkluderer i sin analyse for anleggene på Kollsnes og Kårstø med at risikonivået som følge av de alternative utbyggingsløsningene ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser. Dette gjelder risikonivået både for personell som arbeider på anleggene og for tredjepartsinteresser.

På Kollsnes viser beregningene en økning i ulykkesrisiko for personell som arbeider på anlegget. Risikoøkningen er vesentlig knyttet til plasseringen av utstyr i ett enkelt prosessområde, noe som øker tettheten av utstyr og dermed antennes- og eskaleringssannsynlighetene (sannsynlighet for spredning av brann mellom prosessområder). Individuell risiko for tredjepartsinteresser vil ikke øke som følge av en eventuell utbygging.

På Kårstø viser beregningene en økning i ulykkesrisiko for personell som arbeider på anlegget som følge av en utbygging av anlegg knyttet til Haltenbanken Sør. Årsaken til økningen er at bemanningsnivået vil øke i eksponerte områder, og at det vil etableres flere prosessområder og nytt prosessutstyr på Kårstø-anlegget. Individuell risiko for tredjepartsinteresser vil ikke øke som følge av en eventuell utbygging.

For etablering av Vestprosess-anlegget på Mongstad er det gjennomført en kvantitativ risikoanalyse som bygger på en total risikoanalyse utført av Det Norske Veritas i 1995 ("Statoil Mongstad. Total risikoanalyse av Mongstad-raffineriet"). Totalrisikoanalysen viser at Mongstadraffineriet har dokumentert en lav risiko for uhellshendelser med fare for skade på ansatte, befolkningen utenfor raffineriet, miljøforurensing og materiell skade eller produksjonstap som følge av ulykker i prosessanlegget. Den kvantitative risikoanalysen for Vestprosess viser at selve anlegget vil ha et sikkerhetsnivå som ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighe-

tenes bestemmelser. Risikonivået for personell som arbeider på anlegget vil også tilfredsstille disse kravene. For tredjepartsinteresser viser analysen et risikonivå som er noe over akseptkriteriene i en avstand på 100 meter fra raffinerigjerdet i retning mot øst fra Vestprosessanlegget. Den kvantitative risikoanalysen for Vestprosess vil bli innarbeidet i risikoanalyse for Mongstad-raffineriet våren 1999 i forbindelse med en revisjon av den totale risikoanalysen. I denne forbindelse vil også sikkerhetsvurderinger knyttet til utvidelser av Vestprosess-anlegget bli inkludert.

#### Avbøtende tiltak

Forhold av betydning for terminalanleggenes sikkerhet tas vare på i design. Det vil bli stilt de samme strenge krav til design, fabrikasjon og bygging, testing, drift, inspeksjon og vedlikehold og overføring av erfaring, slik at de nye anlegg vil få minst 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 sikkerhetsevalueringer og analyser både for konstruksjonsfasen og driftsfasen. Med bakgrunn i disse vil det vurderes om det er behov for å iverksette tiltak for å redusere risikonivået for aktuelle utbygginger på Kollsnes, Mongstad og Kårstø.

På Mongstad vil en i forbindelse med etablering av Vestprosess-anlegget utvide sikringsfeltet rundt raffineriet ved at raffinerigjerdet flyttes 200 meter i retning mot øst fra Vestprosess-anlegget. Når sikringsfeltet utvides på denne måten, vil sikkerhetsnivået for tredjepartsinteresser komme innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser.

### 6.2 Etablering av nye landfall på Kollsnes

Sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til bygging av landfall for rørledninger på Kollsnes er basert på resultater fra en gjennomført risikoanalyse i tilknytning til Huldra oppkobling mot Kollsnes. Grunnlag for disse vurderingene er beskrevet i kapittel 3.4.

#### Konsekvensvurdering

Sikkerhetsmessige vurderinger knyttet til eventuell etablering av landfall i forbindelse med nye rørledninger viser at bygging av landfallene vil kunne gjennomføres uten at det oppstår spesielle sikkerhetsmessige problemstillinger som gir uakseptable risikonivå for personell og materiell.

Dette gjelder for begge de vurderte landfallsløsningene på Kollsnes.

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 er kun for det sørlige alternative at det har vært gjennomført seismiske analyser, for nordlig landfallsløsning er disse analysene ikke utført enda.

#### **Avbøtende tiltak**

Det anses ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak med hensyn på sikkerhetsmessige forhold i forbindelse med eventuell etablering av nye landfall på Kollsnes. Før videre posjektering av aktuell landfallsløsning vil det bli utført kjerneboring for å fastslå om det er eventuelle svakhetssoner i fjellet rundt utbøringsområdet for landfallstunnelen.

### **6.3 Økt skipstrafikk på Mongstad, eventuell økt skipstrafikk på Kårstø**

Utvidelse av Vestprosessanlegget vil medføre en økning i skipstrafikken til Mongstad med inntil 94 skipsanløp pr. år i forhold til dagens nivå på 1833 skipsanløp pr. år (som var nivået i 1997). Dette vil komme i tillegg til økningen i skipstrafikk som følge av etablering av Vestprosessanlegget på omlag 70 skip pr. år.

På Kårstø forventes det i utgangspunktet ikke at nye anlegg vil gi noen økning i skipstrafikken. Siden nivået på skipstrafikken til Kårstø vil være avhengig av fremtidig produksjon fra flere felt, og produksjonsnivået fra disse feltene ikke er fastlagt pr. i dag, er det likevel gjort sikkerhetsmessige vurderinger av en mulig økning i skipstrafikken til Kårstø. I disse vurderingene er det tatt høyde for en økning i skipstrafikken til Kårstø på 149 skipsanløp pr. år, i forhold til nivået for dagens anlegg og Åsgard-anlegget på ca. 700 skipsanløp pr. år.

#### **Konsekvensvurdering**

Ut fra vurderinger som er gjort i tidligere risikoaalyser for Mongstadraffineriet, (Det Norske

Veritas, "Statoil Mongstad. Total risikoanalyse av Mongstadraffineriet", 1995), ser en ikke at økningen i skipstrafikk som følge av utvidelsen av Vestprosess-anlegget vil medføre noen vesentlig økning i risikopotensialet. Ved etablering av Vestprosess-anlegget på Mongstad vil en få en forskyvning av anløpene til ulike kaier på Mongstad, slik at kaien som ligger nærmest nabobebyggelse i Leirvåg vil få færre anløp pr. år. Denne reduksjonen vil vedvare også ved utvidelse av Vestprosess-anlegget. Reduksjonen i antall skipsanløp på denne kaien vil medføre at risikonivået for tredjepart reduseres noe som følge av utbyggingen. Forøvrig vil den totale risikoanalysen for Mongstad-raffineriet bli oppdatert våren 1999, og da vil også risikovurderinger knyttet til økt skipstrafikk i forbindelse med Vestprosess bli inkludert i beregningene. Den totale risikoanalysen fra 1995 viser at risikoen forbundet med skipstrafikk til Mongstad ligger innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes krav.

For Kårstø viser beregninger av risikoøkning knyttet til en eventuell økning i skipstransporten at økningen i risiko vil være lav og fullt ut akseptabel. Risikonivået som følge av eventuell økt skipstrafikk vil således ligge innenfor Statoils akseptkriterier og tilfredsstillende myndighetenes bestemmelser.

#### **Avbøtende tiltak**

Det anses ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak i forhold til risikonivået forbundet med økning i skipstrafikken til Mongstad som følge av utvidelse av Vestprosess-anlegget. Det vil gjennomføres en oppdatering av den totale risikoanalysen for Mongstadraffineriet våren 1999, hvor også økt skipstrafikk forbundet med utvidelsen vil inngå i beregningene.

For Kårstø anses det heller ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak i forhold til risikonivået en eventuell økning i skipstrafikken ved utbygging av nye anlegg kan gi. I tilknytning til utbygging av Åsgard-anlegget og etananlegget på Kårstø, samt som følge av at rørledningen Europipe II legges over Falkeidflæet, vil det bli gjort en gjennomgang av los- og taubåtkapasiteten ved Kårstø-terminalen. Det vurderes som sannsynlig at taubåtkapasiteten på Kårstø må økes med én båt.

# 7 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Kollsnes

## 7.1 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. 1997 var det første hele driftsåret for Kollsnes gassanlegg, og utslippene fra dette året er vist i tabell 7.1.

**Tabell 7.1. Utslipp til luft (tonn) fra Kollsnes gassanlegg i 1997, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i utslippstillatelse datert 20.04.1998.**

|                | CO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub>   | CO | VOC <sup>1)</sup> |
|----------------|-----------------|-------------------|----|-------------------|
| Utslipp 1997   | 41.595          | 153 <sup>2)</sup> | 27 | 1.193             |
| Utslippsgrense | -               | 46                | 28 | 740               |

<sup>1)</sup> Inkludert metan.

<sup>2)</sup> Utslippstallet er basert på teoretiske beregninger der en har benyttet OLFs standardfaktor for beregning av utslipp sammenholdt med mengde fakkelt gass brent. Målinger utført i 1998 indikerer at reelt NO<sub>x</sub>-utslipp ligger innenfor grensen satt i utslippstillatelsen.

Utslippsgrensen for NO<sub>x</sub> fra Kollsnes er 46 tonn pr. år. For 1997 er NO<sub>x</sub>-utslippet rapportert til 153 tonn. Utslippmålinger utført i 1997 indikerer at OLF-faktoren for fakling, som er basert på data fra offshore-anlegg, ikke er relevant for Kollsnes gassanlegg. I 1998 er det gjennomført nye utslippmålinger for å bestemme hvilken utslippsfaktor som er korrekt for Kollsnes. Rapport fra målingene er ikke ferdig utarbeidet, men foreløpige vurderinger indikerer at NO<sub>x</sub>-utslippet på Kollsnes ligger innenfor utslippsgrensen.

Av de totale utslippene av VOC på 1.193 tonn i 1997 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 en midlertidig dispensasjon fra SFT for utslipp frem til 1.7.1999. Det arbeides nå med å finne løsninger for å redusere utslippene knyttet til lavtrykkfakkelen.

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 de eksisterende varmoljeovnene på anlegget av fyrgass. Til dette ble det i 1997 benyttet 5.7 millioner Sm<sup>3</sup> fyrgass, noe som tilsvarer ca. 30% av det totale CO<sub>2</sub>-utslippet fra anlegget.

Et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes vil gi utslipp til luft som vist i tabell 7.2.

**Tabell 7.2. 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 nye anlegg

Utbyggingen av Kollsnes gassanlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør vil medføre økte utslipp til luft, vesentlig av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC, som vist i tabell 7.3-7.5. Den totale utslippsøkningen vil være avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges, samt av hvilket drivervalg som gjøres for kompressorene. Utslipp av CO fra nye anlegg er vist i tabell 7.6.

**Tabell 7.3. Beregnede utslipp til luft fra et 6G ekstraksjonsanlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn eller HLBS.**

|                           | Elektrisk eksportkompressor | Gassturbin-kompressor |
|---------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 28.500                      | 165.000               |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 20                          | 115                   |
| VOC (tonn/år)             | 150                         | 150                   |

**Tabell 7.4. Beregnede utslipp til luft fra et 6G duggpunktsanlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn eller HLBS.**

|                           | Elektrisk eksportkompressor | Gassturbin-kompressor |
|---------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 14.000                      | 165.000 <sup>1)</sup> |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 10                          | 115                   |
| VOC (tonn/år)             | 125                         | 125                   |

<sup>1)</sup> Dersom det blir aktuelt å installere prekompresjon på Troll A plattformen vil CO<sub>2</sub>-utslippet bli redusert til 85.000 tonn pr. år og NO<sub>x</sub>-utslippet til 60 tonn pr. år for et alternativ med gass-turbinkompressor.

**Tabell 7.5. Beregnede utslipp til luft fra et 9G kombianlegg ekstraksjon for behandling av gass fra Kvitebjørn og HLBS.**

|                           | Elektrisk eksportkompressor | Gassturbin-kompressor |
|---------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 43.000                      | 320.000               |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 30                          | 220                   |
| VOC (tonn/år)             | 175                         | 175                   |



**Tabell 7.6. Beregnede utslipp av CO for alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes.**

|                        | CO-utslipp ved elektriske eksportkompressorer (tonn/år) | CO-utslipp ved gassturbin-kompressorer (tonn/år) |
|------------------------|---|--|
| 6G ekstraksjonsanlegg  | 8   | 45   |
| 6G duggpunktanlegg     | 4   | 45 <sup>1)</sup>                                 |
| 10G ekstraksjonsanlegg | 12  | 80   |

<sup>1)</sup> Dersom det blir besluttet å installere prekompresjon på Troll A plattformen vil CO-utslippet bli redusert til 22 tonn pr. år.

Fyrgassen som nyttes på Kollsnes inneholder svært lite svovel, og økningen i utslipp av SO<sub>2</sub> som følge en eventuell utbygging vil derfor være ubetydelig.

### Konsekvensvurdering

#### Konsekvensvurdering CO<sub>2</sub> og CO

Utbyggingsalternativer på Kollsnes planlagt med elektriske eksportkompressorer vil gi lave utslipp av CO<sub>2</sub>. For eksempel vil CO<sub>2</sub>-utslippet fra et 6G ekstraksjonsanlegg være 29.000 tonn pr. år, mens utslippet for et 9G ekstraksjonsanlegg vil være 43.000 tonn pr. år. Ved eventuell utbygging av nye anlegg med gassbaserte driverløsninger vil imidlertid CO<sub>2</sub>-utslippene bli vesentlig høyere. For et

**Tabell 7.7 Totale CO<sub>2</sub>-utslipp for utbyggingsalternativene på Kollsnes, inkludert CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til produksjon av el-kraft.**

| Utbyggingsalternativ                                | Strømforbruk (GWt) | CO <sub>2</sub> - utslipp på Kollsnes (tonn/år) | Totalt CO <sub>2</sub> -utslipp før år 2005. Sum av utslipp på Kollsnes og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) | Totalt CO <sub>2</sub> -utslipp etter år 2005. Sum av utslipp på Kollsnes og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) |
|---|--------------------|---|---|---|
| 6G ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver          | 380                | 28.500  | 115.000   | 173.000   |
| 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin driver         | 30                 | 165.000   | 172.000   | 176.000   |
| 6G duggpunktanlegg med elektrisk driver             | 360 <sup>1)</sup>  | 14.000  | 96.000  | 150.000   |
| 6G duggpunktanlegg med gassturbin driver            | 10                 | 165.000   | 167.000   | 169.000   |
| 9 G kombianlegg ekstraksjon med elektriske drivere  | 600                | 43.000  | 179.000   | 270.000   |
| 9 G kombianlegg ekstraksjon med gassbaserte drivere | 33                 | 320.000   | 327.000   | 332.000   |

<sup>1)</sup> Dersom det blir besluttet å installere prekompresjon på Troll A plattformen, vil kraftforbruket reduseres til 180 GWt for et alternativ med elektriske eksportkompressorer.

6G ekstraksjonsanlegg vil utslippet da være 165.000 tonn pr. år, mens det for et 9G kombianlegg ekstraksjon vil være 320.000 tonn pr. år.

Siden utslipp av CO<sub>2</sub> ikke har lokale og regionale miljøkonsekvenser, må en utslippsøkning ses i sammenheng med forpliktelser og tiltak iverksatt på nasjonalt nivå. Gjennom økt satsing på videreutvikling av ny teknologi og et aktivt arbeid for å redusere utslippene, har Statoil etablert et eget CO<sub>2</sub>-program som har som mål å finne ny teknologi som reduserer utslipp. Samtidig arbeides det med å identifisere nye satsningsområder innen fornybar energi som et tillegg til olje og gass, og det arbeides parallelt med energiøkonomisering for å sikre optimal utnyttelse av ressursene. En økning av utslippene som følge av ett enkelt utbyggingsprosjekt kan således ikke sees isolert, men må betraktes i forhold til selskapets totale miljømålsettinger når det gjelder CO<sub>2</sub>. Det vises her til beskrivelsen av Statoils CO<sub>2</sub>-program i kapittel 14.5.

CO<sub>2</sub>-utslipp angitt i tabellene 7.3-7.5 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. Strømforbruk for nye anlegg er vist i kapittel 4.7. I

tabell 7.7 er det oppgitt CO<sub>2</sub>-utslipp fra produksjon av elektrisk kraft til drift av nye anlegg. Grunnlaget for beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med produksjon av elektrisk kraft er beskrevet i kapittel 3.4.

Utslippstallene presentert i tabell 7.7 viser at de totale CO<sub>2</sub>-utslippene som følge av drift av nye anlegg på Kollsnes før år 2005 vil være vesentlig lavere ved bruk av elektriske drivere for eksportgasskompressorer. For perioden etter år 2005 vil det være små forskjeller i totale CO<sub>2</sub>-utslipp ved bruk av elektriske drivere sammenlignet med bruk av gassbaserte drivere. Dette siste med unntak av et 9G kombianlegg ekstraksjon, der elektriske drivere vil gi signifikant lavere CO<sub>2</sub>-utslipp også for tiden etter år 2005.

Utslipet av CO på Kollsnes var i 1997 på 27 tonn. Dette utslippet skyldes i stor grad fakling. Dersom CO-utslippet fra eksisterende anlegg fortsatt opprettholdes på samme nivå i årene fremover, vil en utbygging av anlegget medføre at CO-utslippet kan overskride utslippsgrensen på 28 tonn pr. år.

#### 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 Rossnes, 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 nitrogensider i luft ble målt til 5,4 µg/m<sup>3</sup>, mens den

maksimalle 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 forurensningsnivået 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. Dette utgjør henholdsvis 10% og 14% av SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for 6-månedersmiddel på 50 µg/m<sup>3</sup>. Den maksimale timesmiddelkonsentrasjonen av NO<sub>x</sub> ved Kollsnes var 158 µg/m<sup>3</sup>. Dette nivået ble målt på Blomvåg nær en vei, ved vind fra øst-sørøst. Dette tyder på at de forhøyede konsentrasjonene ikke skyldtes Kollsnes gassanlegg, men eventuelt belastning fra trafikkert vei.

I forbindelse med utvidelse av Kollsnes gassanlegg for behandling av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør, har NILU vurdert konsekvensene av økte utslipp fra nye anlegg. NILU har gjennomført spredningsberegninger og vurderinger av utslipp for tre utslippsscenarioer:

- 6G ekstraksjonsanlegg med elektriske drivere
- 9G kombianlegg ekstraksjon med elektriske drivere
- 9G kombianlegg ekstraksjon med gassturbin drivere

For disse tre utslippsscenarioene har NILU beregnet maksimalt timesmiddel for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft, årsmiddelverdi for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft, bidrag til timesmiddelkonsentrasjon av ozon i luft samt total årlig nitrogenavsetning.

**Tabell 7.8** Maksimal beregnet timemidlet bakkekonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Enhet: µg/m<sup>3</sup>.

| Bidrag fra   | 6 G ekstraksjonsanlegg elektrisk driver | 9 G kombianlegg ekstraksjon elektriske drivere | 9 G kombianlegg ekstraksjon gassturbindrift |
|--|---|--|---|
| Nye anlegg   | 6                                       | 7  | 50  |
| Eksisterende anlegg  | 8 <sup>1)</sup>                         | 8 <sup>1)</sup>                                | 8 <sup>1)</sup>                             |
| Eventuelt gasskraftverk  | 20                                      | 20   | 20  |
| Bakgrunnsnivå  | ~6                                      | ~6   | ~6  |
| Total  | 26                                      | 27   | 56  |
| SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium for timemiddelkonsentrasjon av NO <sub>2</sub> |   | 100 µg/m <sup>3</sup>                          |   |

<sup>1)</sup> Bidraget fra fakling er ikke inkludert.

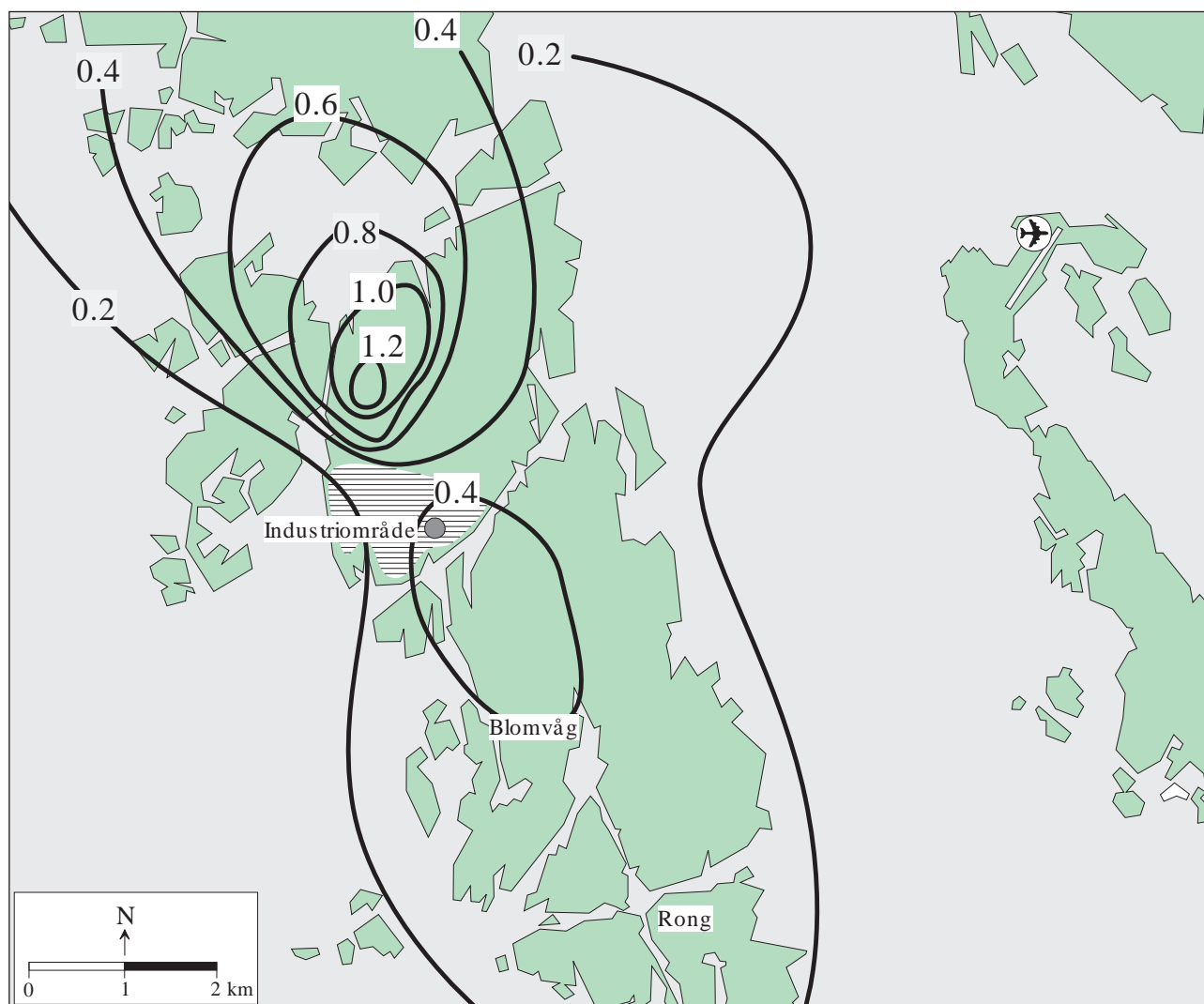
Maksimal timemidlet  $\text{NO}_x$ -konsentrasjon i luft fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede omsøkte anlegg er vist i tabell 7.8. Beregningene viser at bidraget fra nye anlegg ved bruk av elektriske drivere for eksportkompressorer vil være lavt. Bidraget fra et eventuelt kombianlegg med

gassturbindrivere vil være noe høyere. For alle utslippsscenariene vil den totale timemidlete  $\text{NO}_x$ -konsentrasjonen ligge langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium på  $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

Årsmiddelverdi for  $\text{NO}_x$ -konsentrasjon i luft fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede

**Tabell 7.9. Årsmiddelkonsentrasjon av  $\text{NO}_x$  ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Enhet:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .**

| Bidrag fra  | 6 G ekstraksjonsanlegg elektrisk driver | 9 G kombianlegg ekstraksjon elektriske drivere | 9 G kombianlegg ekstraksjon gassturbindrift |
|---|---|--|---|
| Nye anlegg  | 0,3                                     | 0,4  | 1,2   |
| Eksisterende anlegg   | 0,3                                     | 0,3  | 0,3   |
| Eventuelt gasskraftverk   | 0,4                                     | 0,4  | 0,4   |
| Bakgrunnsnivå   | ~6                                      | ~6   | ~6  |
| Total   | 6,6                                     | 6,6  | 7,4   |
| SFTs anbefalte luftkvalitetskriterium av $\text{NO}_2$ for et år for vegetasjon | 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$             |  |   |



**Figur 7.2. Beregnet årsmiddelkonsentrasjon av  $\text{NO}_x$  for utslipp fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg på Kollsnes. For nye anlegg er utslippsnivået fra et 9G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrivere lagt til grunn da dette er den utbyggingsløsningen som vil gi høyest  $\text{NO}_x$ -utslipp. Enhet:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .**

omsøkte anlegg er vist i tabell 7.9. Beregningene viser at bidraget til årsmiddelkonsentrasjon fra nye anlegg er lavt og at total årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved Kollsnes vil ligge langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier også etter en utvidelse av Kollsnes gassanlegg. Det forventes derfor ingen direkte skader på planteliv eller dyreliv på grunn av økte NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft. Figur 7.1 viser en grafisk fremstilling av årsmiddelverdier for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft i området rundt Kollsnes.

Utslipp av NO<sub>x</sub> sammen med VOC vil føre til dannelse av ozon. For å undersøke virkningen på ozonkonsentrasjon fra nye anlegg har NILU tatt 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 bakke-nivå. Det er ikke ventet at utslipp fra nye anlegg vil øke overskridelsene av ozonkonsentrasjonene i området, og bidraget til den såkalte "Accumulated exposure Over a Threshold of 40 ppb" (som er beregningsmetoden NILU benytter for å vurdere virkning av ozon) vil 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. Variasjonen i nitrogenavsetning skyldes for det meste variasjon i nedbørmengde fra år til år, og fra sted til sted. Årsmiddelverdi for nitrogenavsetning fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede omsøkte anlegg er vist i tabell 7.10. Som en ser at tabellen vil bidrag til nitrogenavsetning fra nye anlegg være lavt, særlig for utbyggingsløsninger basert på elektriske drivere for eksportgasskompressorer.

I en undersøkelse utført i 1997 av NILU, NIVA (Norsk institutt for vannforskning) og NINA

(Norsk institutt for naturforskning) i forbindelse med etablering av et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes ble det utført tålegrenseberegninger for tilførsler av syre til overflatevann i et landareal på 3.259 km<sup>2</sup>. Med dagens avsetning av nitrogen og svovel har 60% av dette området overskredet tålegrensen, det vil si at området mottar mer syre enn det som kan nøytraliseres i nedbørfeltene slik at overflatevannet blir forsuret. Omlag 40% av det undersøkte området har ikke overskredet tålegrensen for forsuring. Den totale nitrogenavsetningen for det undersøkte området er på 3.802 kg pr. år for perioden 1988-1992. For årene 1992-1996 ligger avsetningen ca. 2% under dette nivået. Forsuringen rundt Kollsnes er dominert av svovelavsetning, men bidraget til forsuring som skyldes avsetning av nitrogen er også vesentlig (30%). Med bakgrunn i tidligere beregninger konkluderer NILU med at NO<sub>x</sub>-utslipp fra nye anlegg ikke vil bidra til å endre størrelsen av områder med overskredet tålegrense. I områder hvor tålegrensen er overskredet i dag vil den økte nitrogenbelastningen kunne bidra til økt forsuring, gitt at nitrogenet ikke blir tatt opp i økosystemet. Bidraget til forsuring fra nye anlegg er likevel svært lite og ligger innenfor usikkerheten i NILUs beregningsmetode.

Kollsnes ligger i et område av landet hvor kystlyngheier er en viktig og dominerende vegetasjonstype. Lyngheiene er et resultat av generasjoners påvirkning på miljøet gjennom avskogning, brenning, vinterbeite og lyngslått. Vegetasjonen er generelt tilpasset liten tilgang på nitrogen og anses som følsom for økt nitrogentilførsel.

Kystlyngheiens tålegrense for nitrogen er anslått til å være 1.500-2.000 mg N/m<sup>2</sup> pr. år. Dagens nivå i Kollsnes-området er 1.000-1.350 mg N/m<sup>2</sup> pr. år. Ingen av de vurderte utbyggingsalternativene vil medføre overskridelse av tålegrensene.

Nedbørmyrer er avhengig av tilførsel av næringsstoffer fra nedbøren og anses som et av de mest følsomme systemene overfor økt nitrogenavsetning. Tålegrense for nedbørmyrer i Kollsnes-området er i dag sterkt overskredet. En ytterligere økning kan føre til endringer i artssammensetning

**Tabell 7.10. Estimert for total nitrogenavsetning for et år i området med maksimal belastning (ca. 5-15 km NNØ for Kollsnes-anlegget), ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Enhet: mg nitrogen/m<sup>2</sup>.**

| Bidrag fra              | 6 G ekstraksjonsanlegg elektrisk driver | 9 G kombianlegg ekstraksjon elektriske drivere | 9 G kombianlegg ekstraksjon gassturbindrift |
|-------------------------|---|--|---|
| Nye anlegg              | ~1                                      | ~2   | ~12   |
| Eksisterende anlegg     | 2                                       | 2  | 2   |
| Eventuelt gasskraftverk | 36                                      | 36   | 36  |
| Bakgrunnsnivå           | 1000-1350                               | 1000-1350                                      | 1000-1350                                   |
| Total                   | 1040-1390                               | 1040-1390                                      | 1050-1400                                   |

og mengde av torvmoser, samt økning av mer næringskrevende planter som gress og urter. Epifyttiske lav og moser tar opp nitrogen både i tørr- og våtavsetning. Moderate økninger i tilgjengelig nitrogen har ført til økt vekst av enkelte lavarter på trær. En kan ikke utelukke at dette også vil skje i skogene rundt Kollsnes som følge av økt nitrogenavsetning.

Effektene av økt tilgang på nitrogen for faunaen vil være indirekte gjennom større endringer i vegetasjonen. I slike tilfeller forventes det en økning i både kvantitet og kvalitet av biotoper for dyr som beiter gress, og arter som er knyttet til kystlyngheiene vil få dårligere konkurransebetingelser. Utslipp fra de nye anleggene forventes imidlertid ikke å gi signifikante endringer i vegetasjonssammensetningen, og påvirkningen på faunaen vil derfor bli liten.

### Avbøtende tiltak

Foreliggende konsekvensutredning gir anbefaling om bruk av elektriske drivere for eksportgass-kompressorer ved utbygging på Kollsnes for Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. Ved bruk av elektriske drivere vil det bli moderate utslipp fra nye anlegg på Kollsnes, både når det gjelder CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og CO. For en slik utbyggingsløsning anses det derfor ikke å være behov for å gjennomføre særskilte avbøtende tiltak. For CO og for NO<sub>x</sub> kan utslippene fra de nye anleggene medføre at grenseverdiene i dagens utslippstillatelse overskrides, og det vil i så fall bli søkt om nye utslippsgrenser for de nye anleggene.

Statoil gjennomfører et CO<sub>2</sub>-teknologiprogram for å utvikle teknologi som skal bidra til konsernets målsetning om reduksjon av egne CO<sub>2</sub>-utslipp. Status for dette programmet er beskrevet i kapittel 14.5. Med såvidt lave CO<sub>2</sub>-utslipp som de nye anleggene med elektriske drivere vil ha, anses det ikke å være hensiktsmessig å gjøre tilretteleggingstiltak for eventuell fremtidig CO<sub>2</sub>-reduserende teknologi. For en eventuell situasjon med en utbygging av nye anlegg med gassturbindrevne kompressorer ville denne situasjonen ha vært annerledes, og det ville da ha vært aktuelt å vurdere tilrettelegg for CO<sub>2</sub>-reduserende teknologi.

Det har vært vurdert mulige optimaliseringsgevinster som følge av en integrasjon mellom nye anlegg og Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 4.7.

Vurderingene konkluderer med at integrasjonseffekten med et gasskraftverk pr. i dag synes liten. En vil imidlertid på et senere tidspunkt, når et gasskraftverk eventuelt besluttes utbygget, kunne gjøre videre vurderinger av en mulig integrasjonsløsning.

For eksisterende anlegg på Kollsnes er det startet et innledende arbeid med å se på gjenvinning av fakkeltgass for å redusere utslippene fra anlegget. I forbindelse med at utslippsgrensen for VOC er overskredet pågår det også et arbeid med å finne frem til tiltak som vil redusere hydrokarbonutslippene fra lavtrykkfakkelen.

## 7.2 Utslipp til sjø fra vannrenseanlegget

### 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 monoetylglykol (MEG) regenereringspakkene, som inneholder MEG både oppløst og i blanding med hydrokarboner, samt metanol som er brukt for å hindre hydrattdannelse.
- 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 renses 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 7.11 viser utslipp til sjø fra eksisterende anlegg på Kollsnes i 1997. Utslipp av fenol på 13,66 kg i 1997 tilsvarer en utslippkonsentrasjon på noe over 0,1 mg/l. Totalt utslipp fra vannrenseanlegget ligger på omtrent 95.000 m<sup>3</sup> vann pr. år.

**Tabell 7.11 Utslipp til sjø fra Kollsnes gassanlegg i 1997, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i utslippstillatelse datert 20.04.1998.**

|  | Vann                 | Totalt organisk karbon (TOC) | Hydrokarboner | Fenol         | Ammonium  |
|--|----------------------|------------------------------|---------------|---------------|-----------|
| Målte utslipp fra vannrenseanlegget 1997 | 11 m <sup>3</sup> /t | 5,56 tonn                    | 0,22 tonn     | 13,66 kg      | 0,02 tonn |
| Utslippstillatelse                       |                      | 8,60 tonn                    | 0,94 tonn     | maks 0,5 mg/l | 0,86 tonn |

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 7.12 viser typiske verdier for kontinuerlige utslipp som oppgitt i utslippssøknad fra Naturkraft AS.

**Tabell 7.12 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 nye anlegg

Nye prosessanlegg på Kollsnes vil medføre en økning i utslippene til sjø som vist i tabell 7.13. Det største bidraget vil bestå av drensvann fra de nye prosessområdene drensvann er regnvann som dreneres via et oppsamlingsbasseng til et felles oppholds-basseng med avløpsvann fra prosessområdet før utslipp til sjø. Ved søl i et prosessområde (det vil si at hydrokarboninnholdet i vannet overstiger 5 mg/l, jamfør eksisterende utslippstillatelse), pumpes dreneringsvannet over til det biologiske renseanlegget. Prosessavløpsvann som kommer fra tørking av gassen vil ledes inn i det biologiske renseanlegget.

Innholdet av komponenter i drensvann og prosessavløpsvann forventes å være identisk med det vannet som i dag håndteres i eksisterende anlegg på Kollsnes.

### Konsekvensvurdering

På Kollsnes ble det i forbindelse med etableringen av gassanlegget gjennomført grunnundersøkelser i det marine miljø. Senere er det gjort en rekke oppfølgende miljøundersøkelser som ledd i et overvåkningsprogram 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 innlagrings-sjiktet for avløpsvann til sjø (1997).

De oppfølgende undersøkelsene viser at det ikke kan påvises merkbare endringer i artssammensetning og individantall på målestasjonene som kan relateres til driften av terminalanlegget.

Grunnlagsundersøkelse av strandsamfunn på Kollsnes ble gjennomført både i 1991 og 1993, før utbyggingen var påbegynt. Denne undersøkelsen omfattet kartlegging av strandsamfunn langsmed hele strandstrekningen i nærområdet, og kvantitativ registrering av organismer på bølgebesskyttede og moderat eksponerte stasjoner. Undersøkelsen i 1995 ble gjennomført for å følge opp de biologiske forholdene under utbyggingsfasen for gassanlegget på Kollsnes. Utbyggingsfasen medførte midlertidig forhøyet partikkelkonsentrasjon i sjøen som følge av mudring og utfylling, bygging av fyllinger og utslipp av avløpsvann fra driving av tunnel. Oppfølgingsundersøkelsen var konsentert om beskyttede og moderat eksponerte stasjoner. Det ble observert mengdeforandringer for tang og fjærerur fra 1993-95 på de moderat eksponerte stasjonene. Både økning og reduksjon i individantall ble registrert, og vurderes ikke å kunne tilskrives byggevirksomheten på Kollsnes. Endringene må således betraktes som naturlige forandringer i denne samfunnstypen.

Undersøkelsen i 1997 gav en grov kartlegging av hardbunnsamfunnet i området. Det ble påvist at det var vanskelig å skille lokalitetene fra det influerte området fra referanselokalitetene basert på resultatene fra ROV-undersøkelsen. Det var ingen indikasjoner på påvirkning på fauna- og florasammensetning i området, selv om undersøkelsen ble utført etter et akuttutslipp av monoetylenglykol i området.

Det har også vært utført kartlegging av littorale overflatesediment (bunnsedimenter fra kystnære områder) både i 1991 og 1995. Undersøkelsene

**Tabell 7.13 Forventede utslipp til sjø på Kollsnes ved alternative utbyggingsløsninger.**

| Utbyggingsløsning  | Drensvann fra prosessområder (m <sup>3</sup> /år) | Avløpsvann fra renseanlegg (m <sup>3</sup> /år) |
|--|---|---|
| 6G ekstraksjonsanlegg, elektrisk eller gassbasert driver         | 15.000  | 3.000   |
| 6G duggpunktanlegg, elektrisk eller gassbasert driver            | 15.000  | 3.000   |
| 9G kombianlegg ekstraksjon, elektriske eller gassbaserte drivere | 21.000  | 9.000   |

omfatter generelle sedimentkarakteristika, utvalgte tungmetaller og totalt hydrokarboninnhold (THC). Sammenlikning av data viser at det ikke har skjedd noen endring i innholdet av ulike tungmetaller på prøvestasjonene. Imidlertid ble det påvist en økning i innholdet av THC ved to av de mest utsatte prøvetakingsstasjonene. For hydrokarboninnhold regnes verdier lavere enn 10 mg/kg våtvekt som bakgrunnsverdier, mens konsentrasjonene rundt enkelte oljeplattformer på sokkelen kan komme opp i flere tusen mg/kg. Prøvene fra Kollsnes viste verdier opptil ca. 80 mg/kg, noe som innebærer en klar endring i forhold til før-tilstanden i området. 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.

I 1998 er det videre utført undersøkelser som omfatter sublittorale sedimenter og standsamfunn. Rapport for disse undersøkelsene er ikke ferdigstilt pr. november 1998.

Dagens utslipp fra vannrenseanlegget ligger i størrelsesorden 95.000 m<sup>3</sup> pr. år. En utbygging av nye anlegg knyttet til Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør vil maksimalt kunne medføre en økning i disse utslippene på ca. 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 som totalt organisk karbon, hydrokarboner, fenol og ammonium i den aktuelle størrelsesorden vil medføre en vesentlig belastning på ytre miljø. Det forventes heller ikke at nye utslipp, hverken fra nye anlegg knyttet til Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør eller et eventuelt gasskraftverk, vil medføre at dagens utslippstillatelse for Kollsnes gassanlegg vil overskrides for disse komponentene. Det forutsettes her at drensvann fra nye prosessområder tilfredsstiller krav til hydrokarboninnhold (5 mg/l), og således kan slippe direkte til sjø. Et utslipp av drensvann i størrelsesorden 15.000-21.000 m<sup>3</sup>/år forventes ikke å medføre spesielle negative konsekvenser.

#### **Avbøtende tiltak**

Utslipp fra nye anlegg vil bli fulgt opp i forbindelse med fremtidige overvåkningsundersøkelser av det marine miljø. Det anses ellers ikke behov for særskilte avbøtende tiltak med bakgrunn i områdets miljøtilstand og den moderate økningen i utslipp som vil følge av utbyggingen.

På Kollsnes pågår det en ombygging/oppgradering av vannrenseanlegget basert på de første års

driftserfaringer. I løpet av våren 1999 vil det blant annet bli installert en automatisk TOC-analysator ved prøvetakingspunktet for avløpsvann for å kunne ha en kontinuerlig overvåking av utslipp til sjø. Det vil bli etablert økt mulighet til å pumpe vann mellom de ulike deler av renseanlegget. Slam fra vannrenseanlegget transporteres i dag bort fra Kollsnes gassanlegg for deponering/destruksjon, og det pågår forsøk for å få til kompostering av slammet.

### **7.3 Kjølevannsutslipp til sjø**

På Kollsnes benyttes i dag hovedsakelig luftkjøling for eksisterende anlegg. Det finnes også et lukket kjølevannssystem som forsyner prosessområdet med kjølevann. Systemet består av en lukket kjølekrets inneholdende 60% ferskvann og 40% monoetylenglykol. Det er således ingen kjølevannsutslipp til sjø fra eksisterende Kollsnes gassanlegg. Eventuelle nye anlegg på Kollsnes vil knyttes til det eksisterende systemet, og det vil dermed heller ikke bli kjølevannsutslipp fra disse anleggene.

Det er et utslipp av kjølevann fra landfallstunnelen på Kollsnes. Det maksimale utslipp er 1.300 m<sup>3</sup>/time sjøvann uten kjemikalietilsetning.

Kjølevannsutslipp fra et eventuelt gasskraftverk er oppgitt i tabell 7.14.

**Tabell 7.14 Kjølevannsutslipp fra et eventuelt gasskraftverk på Kollsnes, som omsøkt i søknad om utslippstillatelse til SFT.**

|                               | Kjølevannsmengde            | Temperaturøkning | Energifluks |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------|-------------|
| Omsøkte utslipp gasskraftverk | 28.000 m <sup>3</sup> /time | + 7-10 °C        | 250 MW      |

### **7.4 Støy**

#### **Støy fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg**

Bakgrunnstøyen i Kollsnes-området ble målt i forbindelse med planleggingen av gassanlegget på Kollsnes. 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 (fig. 7.3).



**Figur 7.3** Kart som viser hvor det er foretatt støymålinger på Kollsnes.

For støy fra gassanlegget på Kollsnes er det i utslippstillatelse fra SFT datert 20.04.97 gitt grenseverdier for ekvivalent kontinuerlig støynivå som ikke skal overstiges, se tabell 7.15. Høyeste maksimale lydnivå målt i dBA-fast skal ikke overstige grenseverdien for ekvivalentnivået med mer enn 10 dBA. I utslippstillatelsen er det også påpekt at det skal foreligge rutiner for varsling av naboer i perioder med ekstraordinær fakling.

**Tabell 7.15** Grenseverdier for ekvivalent kontinuerlig støynivå fra Kollsnes gassanlegg gitt i utslippstillatelse fra SFT.

| Hverdager<br>0600-1800 | Kveld 1800-2200<br>Søn- og helligdager<br>0600-1800 | Natt 2200-0600 |
|------------------------|---|----------------|
| 50 dBA                 | 45 dBA  | 40 dBA         |

Det ble utført kontrollmåling av lydnivå ved nabobebyggelse høsten 1996. Måleresultatene er vist i tabell 7.16, og som det fremgår av tabellen viste målingene at anlegget tilfredsstilte de støykrav som er satt.

**Tabell 7.16.** Støymålinger på Kollsnes 1996, ekvivalent lydnivå.

| Sted      | Avstand fra<br>Kollsnes<br>gassanlegg (m) | Målt ekvivalent<br>lydnivå<br>LA,eq (dBA) |
|-----------|---|---|
| Rossnes   | 1.600                                     | 28,7                                      |
| Herdlevær | 2.000                                     | 29,3                                      |
| Breivik   | 1.560                                     | 29,2                                      |
| Dale      | 1.920                                     | 22,6                                      |

Eksportkompressorene ved Kollsnes gassanlegg er i løpet av 1998 blitt oppgradert, og det er foretatt beregning av støy ved nabobebyggelse med utgangspunkt i endret utstyr og effektnivå fra støyende utstyr. Resultater fra støyberegningene

er vist i tabell 7.17. Kontrollmålinger av lydnivå ved nabobebyggelsen vil bli utført høsten 1998.

**Tabell 7.17** Støyberegninger Kollsnes 1998, beregnet ekvivalent lydnivå ved normale driftsbetingelser.

| Sted      | Avstand fra<br>Kollsnes<br>gassanlegg (m) | Målt ekvivalent<br>lydnivå<br>LA,eq (dBA) |
|-----------|---|---|
| Rossnes   | 1.600                                     | 34,1                                      |
| Herdlevær | 2.000                                     | 31,9                                      |
| Breivik   | 1.560                                     | 33,9                                      |
| Dale      | 1.920                                     | 32,3                                      |

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

Det er gjennomført nye støyberegninger knyttet til de alternative utbyggingsløsninger for ilandføring og prosessering av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør. Metodikk for støyberegningene er beskrevet i kapittel 3.4. Følgende alternativer har vært vurdert med hensyn til lydnivå i nabobebyggelsen ved drift av anlegget:

- 9G kombianlegg ekstraksjon
- 6G ekstraksjonsanlegg
- 6G duggpunktsanlegg

Beregningene har tatt utgangspunkt i et 9G kombianlegg ekstraksjon som er antatt å gi den største økningen i støynivå. Kombianlegget er i hovedsak et nytt prosesstog som er plassert parallelt med og nord for eksisterende prosesstog. I støyberegningene er det tatt utgangspunkt i lydeffektnivå tilsvarende eksisterende utstyr på Kollsnes.

Det er beregnet en total lydeffekt for et 9G kombianlegg med gassturbindrifft på 112 dBA. Lydnivået ved naboene forventes etter dette å øke med ca. 2 dB. Beregningsresultatene viser at teoretisk lydnivå ved nærmeste nabo ligger omlag 4 dB under SFT sitt krav til ekvivalent lydnivå om natten ved boligbebyggelse, se tabell 7.18.



**Tabell 7.18 Lydnivå etter utvidelse med 9G kombianlegg ekstraksjon med gassturbin-drift.**

| Anlegg                                      | Lydnivåer (LA,eq dBA) |           |        |      |
|---|-----------------------|-----------|--------|------|
|   | Rossnes               | Herdlevær | Brevik | Dale |
| Eksisterende anlegg                         | 34,1                  | 31,9      | 33,9   | 32,3 |
| 9G kombianlegg ekstraksjon gassturbin-drift | 32,9                  | 29,7      | 32,6   | 26,6 |
| Sum   | 36,6                  | 33,9      | 36,3   | 33,3 |

Lydnivå fra et 9G kombianlegg ekstraksjon med elektrisk drift er beregnet å øke det totale støynivå fra Kollsnes gassanlegg med ca. 1 dB, noe som tilsvarer et maksimalt støynivå ved det mest utsatte immisjonspunktet (Rossnes) på ca. 35 dBA. For andre utbyggingsalternativer (6 G ekstraksjonsanlegg og 6 G duggpunktsanlegg), vil de totale lydnivå i immisjonspunktene ved de nærmeste boligene fra hele gassanlegget på Kollsnes bli 0,1-0,2 dB lavere enn for 9G kombianlegg ekstraksjon. Dette gjelder både for elektriske og gassbaserte driverløsninger.

Et eventuelt gasskraftverk vil ha størst betydning i immisjonspunktene Rossnes og Dale. Lydnivå på Rossnes med eksisterende Kollsnes gassanlegg og 9G kombianlegg ekstraksjon med gassturbin-drift, er beregnet til 35 dBA forutsatt elektriske drivere. Et gasskraftverk vil da føre til at det totale lydnivået ved Rossnes øker til 39 dBA, noe som er 1 dB under kravet stilt i utslippstillatelsen fra SFT.

#### Støy i utbyggingsfasen

Det er gjort beregninger av anleggstøy knyttet til byggingen av nye anlegg på Kollsnes. Metodikk for beregningene er beskrevet i kapittel 3.4, hvor også grenseverdier for anleggstøy er oppgitt. Beregningene viser at lydnivå ved nærmeste nabo ved Brevik vil være 52 dBA (LA,eq) eller 51 dBA (Lmax). Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter. Beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ligger 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 ligger 4 dB under gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten.

Det er også gjort beregninger av anleggstøy for etablering av nye landfall på Kollsnes. Beregningene har tatt 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 viser at den løsningen som ville gitt høyest støybelastning for naboene ville være en løsning tilsvarende den eksisterende, med nedgang til tunnelene på vestsiden av Kollsnesvann. Beregninger viser at lydnivå ved nærmeste nabo ved Dale, 1.070 meter unna, ville være 57 dBA (LA,eq) og 64 dBA (Lmax). Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter. Beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ville således 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 til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten. Den alternative landfallsløsning, med nedgang til tunnelene vest for området ved væskefangerne, ville gitt ekvivalent lydnivå ved nærmeste nabo, Dale 1.650 meter unna, på 54 dBA (LA,eq) og 61 dBA (Lmax). Det er ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter. Beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ville således ligge 11 dB under gitte grenseverdier på dagtid, 6 dB under gitte krav på kveldstid og 1 dB under gitte krav om natten. Beregnet maksimalt lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ville ligge 6 dB over gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten.

#### **Konsekvensvurdering**

Dagens gassanlegg på Kollsnes har et lydnivå som ligger godt innenfor de støygrenser som er satt av SFT. Utbygging av nye anlegg vil medføre at de totale lydnivåene i immisjonspunktene ved de nærmeste naboene øker noe, avhengig av utbyggingsalternativ. Økningen vil være maksimalt 1 -2 dB. Beregnede maksimale ekvivalente lydnivå ved nabobebyggelsene etter utvidelse av gassanlegget vil således ligge 4-5 dB under SFTs lydkrav ved nærmeste bolig om natten. Det vurderes således ikke å bli spesielle støyproblemer knyttet til drift av de nye anleggene. Dersom et gasskraftverk blir bygget på Kollsnes vil imidlertid støynivåene øke, og kunne komme til å ligge nær utslippsgrensen for støy fra Kollsnes gassanlegg.

Støy knyttet til anleggsarbeid i forbindelse med tomteopparbeidelse mv. forventes ikke å medføre spesielle støyproblemer. 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 støyproblemer. For den nordlige landfallsløsningen kan det bli aktuelt å bore en sjakt. Dette arbeidet vil kunne gi et lydnivå som kan ligge over grenseverdien for anleggstøy om natten.

#### **Avbøtende tiltak**

Det vil være aktuelt å foreta lyddemping på nye anlegg 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. Det vurderes ikke å være behov for spesielle tiltak knyttet til anleggsarbeid i forbindelse med blant annet tomteopparbeidelse på Kollsnes. Eventuelle arbeider med boring av sjakt for den nordlige landfallsløsningen planlegges ikke å foregå om natten.

## **7.5 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 983 tonn avfall i 1997. Av dette utgjorde spesialavfall (vesentlig oljeholdig vann/spillolje, vandige løsninger av monoetylenglykol og metanol, samt slam fra vannrensaneanlegget) 401 tonn. Av de resterende 582 tonn ble 160 tonn resirkulert, noe som gir en resirkuleringsgrad på 27%.

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.

I driftsfasen vil de nye anleggene generere mindre mengder spesialavfall. Dette skyldes blant annet at rikgassen forventes å inneholde små mengder kvikksølv som må fjernes for å ikke gi skader på prosessutstyr laget av aluminium. Mediet som benyttes for kvikksølvfjerning må skiftes hvert 3-5. år, avhengig av utbyggingsløsning, og vil da håndteres i samsvar med det lovverk som gjelder for håndtering av spesialavfall. Mediet som skal skiftes ut vil være ca. 35 tonn brukt offerkatalysator som inneholder inntil 1,2 vektprosent kvikksølv.

Videre vil det også være behov for å skifte ut brukt molsilmasse (tørkemasse). Molsilmassen

består blant annet av aluminiumhydroksyd. Frekvensen massen skiftes ut med vil være avhengig av utbyggingsløsning. Ved bygging av et 9G kombianlegg ekstraksjon antas det å være behov for å skifte ut 120 tonn masse hvert annet år. Ved bygging av dedikerte anlegg for Kvittebjørn eller Haltenbanken Sør (6G) vil utskiftingsraten være henholdsvis 75 tonn hvert annet år og 47 tonn hvert femte år.

Ved ilandføring av gass fra Kvittebjørn kan det også være aktuelt med fjerning av H<sub>2</sub>S fra rikgassen. Det foreligger flere alternative løsninger for slik fjerning, men det vurderes at den mest sannsynlige løsningen består i installasjon av metalloksidreaktorer. Den aktive komponenten i disse reaktorene er en absorbent som består av en granulære metalloksidpartikler. Det vil trolig installeres to metalloksidreaktorer, noe som innebærer behov for utskifting av 90 m<sup>3</sup> absorbent pr. år. Avfallet kan overføres i beholdere og sendes til metallgjenvinning eller deponering.

### **Konsekvensvurdering**

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av de ulike anlegg som kan være aktuelle 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 et eventuelt utbyggingsprosjekt. 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.

I valg av katalysatorstype for kvikksølvfjerning og leverandør av denne, vil det bli lagt vekt på at det finnes et system for forsvarlig avhending av avfallet. 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.

## 7.6 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 befolkningsskonsentrasjoner 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 nye anlegg

Prosessering av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør vil kreve installasjon av nytt prosessutstyr på Kollsnes gassanlegg. Antall nye enheter vil være avhengig av utbyggingsløsning. Av strukturer vil det for alle utbyggingsalternativer være behov for en deetaniseringskolonne som vil være 27 meter høy, 9-15 vertikale separatorer som vil være 5-8 meter høye, samt en bygning for ekspansjonsturbin/rekompressor. I tillegg vil det, avhengig av utbyggingsalternativ, kunne være behov for en eller to kompressorbygninger og en

bygning for instrument og elektrisk utstyr. For alle alternativer som baserer seg på en ekstraksjonsprosess vil det måtte installeres en ny varmoljeovn med skorsteinshøyde ca. 40 meter.

Planlagt plassering av nye anlegg på Kollsnes er vist i figur 4.2.

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

De nye prosessanleggene på Kollsnes antas ikke å øke den visuelle eksponeringen av industrianlegget i vesentlig grad. Nytt utstyr vil ikke skille seg vesentlig ut fra eksisterende med tanke på størrelse og farger. Fargene som er brukt er hovedsakelig grått for utstyr, rørføringer og bygninger. Utstyr og rørføringer som er isolert har en utvendig kappe av blankt blikk. Gul plast er brukt til rekkverk på plattformer og i trapper på eksisterende anlegg. Hvorvidt det videreføres avhenger av erfaring med eksisterende rekkverk. 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.

### Avbøtende tiltak

Det anses ikke å være behov for særskilte tiltak med hensyn på landskapsestetiske konsekvenser av bygging av nye anlegg på Kollsnes, ut over at fargevalg vil søkes tilpasset eksisterende anlegg. Utsprengte masser fra eventuell ny landfallstunnel vurderes transportert til Kollsnes Næringspark for bruk på industriområdet.

# 8 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Mongstad

## 8.1 Utslipp til luft

### Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Utslipp til luft fra dagens råoljeraffineri og råoljeterminal på Mongstad omfatter i hovedsak CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC og SO<sub>2</sub>. Utslippene i 1997 er vist i tabell 8.1.

**Tabell 8.1 Utslipp til luft fra Mongstad i 1997, samt gjeldende utslippsgrenser gitt av SFT i brev datert 06.05.97.**

|                             | CO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub><br>(som NO <sub>2</sub> ) | SO <sub>2</sub> | NM<br>VOC <sup>1)</sup> |
|-----------------------------|-----------------|---|-----------------|-------------------------|
| Utslipp 1997<br>(tonn)      | 1.275.000       | 1.538                                     | 626             | 18.350                  |
| Utslippsgrense<br>(tonn/år) | -               | 2.150                                     | 2.000           | -                       |

<sup>1)</sup> Ikke inkludert metan.

I tillegg til de oppgitte utslippstall vil det fra 1999 også bli utslipp knyttet til drift av de vedtatte utbyggingsprosjektene Troll Oljerør II og Vestprosess. Energibehov knyttet drift av Vestprosess-anlegget vil bli dekket av raffineriets energioverskudd, og anlegget vil derfor ikke i seg selv medføre en utslippsøkning på Mongstad. Imidlertid vil NGL som kommer fra Kollsnes inneholde mindre mengder fygass. Bruk av denne fygassen på Mongstad vil medføre at CO<sub>2</sub>-utslippet øker med omlag 50.000 tonn pr. år, mens NO<sub>x</sub>-utslippet vil øke med 48 tonn pr. år. Totalt sett innebærer likevel etableringen av Vestprosess-anlegget en forbedring av energieffektiviteten på Mongstad. Det ventes ingen endringer i utslippene av NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og CO<sub>2</sub> knyttet til Troll Oljerør II, bortsett fra en mulig og ikke kvantifisert økning grunnet eksosutslipp fra råoljetankskip under lasting.

For Vestprosess ventes ingen økning i utslipp av VOC fra selve prosessanlegget. Det kan imidlertid bli en økning i VOC-utslipp som følge av økt skipslasting/-lossing, men størrelsen på en slik økning er ikke foreløpig kvantifisert. Det vil trolig bli en økning i VOC-utslippene på Mongstad som følge av Troll Oljerør II. Økningen vil først og fremst komme som følge av økt råoljelasting. Utslippsøkningen kan bli inntil 1.700 tonn pr. år, men dette forutsetter at all utskipning knyttet til rørledningen kommer i tillegg til eksisterende transport. Det er imidlertid forventet at det totale

antall skipsanløp knyttet til råoljelasting og -lossing på Mongstad vil være forholdsvis konstant også etter at Troll Oljerør II settes i drift. Dette skyldes at det forventes redusert omlastingsvolum for olje fra blant annet Statfjord og Gullfaks. Etter år 2002 forventes også en synkende oljeeksport relatert til Troll Oljerør I, noe som vil kunne bidra til å redusere det totale VOC-utslippet.

### Utslipp fra nye anlegg

Utvidelse av Vestprosess-anlegget vil medføre en svak økning i utslipp til luft, vesentlig av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Den totale utslippsøkningen vil være avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges og produksjonsprofil for aktuelle felt. I tabell 8.2 er det gitt en oversikt over beregnede maksimumsutslipp knyttet til de ulike utbyggingsalternativene.

**Tabell 8.2 Beregnede maksimumsutslipp til luft ved ulike utbyggingsalternativer på Mongstad.**

| Utbyggingsløsning | CO <sub>2</sub> -utslipp<br>(tonn/år) | NO <sub>x</sub> -utslipp<br>(tonn/år) |
|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 6G KB             | 12.000                                | 10                                    |
| 6G HLBS           | 19.000                                | 17                                    |
| 6+3G              | 22.000                                | 18                                    |
| 6+6G              | 31.000                                | 27                                    |

Utslipet av VOC fra utvidelsen av Vestprosess-anlegget vil bli svært lavt, og trolig ikke målbart sammenliknet med bakgrunnsnivået på raffineriet. Økt produksjonsvolum som følge av utbyggingen vil gi en økning i VOC-utslipp ved lasting av tankskip på anslagsvis 200 tonn pr. år ved det mest omfattende prosesseringsalternativet (6+6G). Dette utslippet vil komme ved at gassvolumet i skipstankene fortrenses under lasting. Ved lasting av LPG-skip vil det ikke bli VOC-avdamping, da gassen fra skipene føres til fakkell til å begynne med og tilbake til fjellager på slutten av lastingen.

Utvidelse av Vestprosess-anlegget vil ikke gi signifikant økning i utslipp av SO<sub>2</sub>. Dette skyldes at NGL som transporteres fra Kollsnes vil ha et svært lavt SO<sub>2</sub>-innhold.

### Konsekvensvurdering

#### Konsekvensvurdering CO<sub>2</sub>

En økning i utslippene av CO<sub>2</sub> på 7.400-14.800

tonn pr. år utgjør maksimalt omlag 1% av de totale årlige utslipp på Statoil Mongstad og det er således tale om en marginal utslippsøkning. De nye anleggene vil drives av damp, men det vil ikke være behov for ekstra fyring av kjelene på anlegget. Dette skyldes at et økt fyrgassuttak vil kompenseres gjennom energioptimalisering på Mongstad.

CO<sub>2</sub>-utslipp angitt i tabell 8.2 er de utslippene som vil komme på Mongstad som følge av oppgradering av Vestprosess-anlegget. I tillegg til dette lokale CO<sub>2</sub>-utslippet vil drift av et utvidet anlegg også medføre utslipp av CO<sub>2</sub> i forbindelse med produksjon av el-kraft for anleggets behov. CO<sub>2</sub>-utslipp ved produksjon av el-kraft vil komme fra det enkelte anlegg som produserer denne kraften. Strømforbruk for nye anlegg er vist i kapittel 4.7. I tabell 8.3 er det oppgitt CO<sub>2</sub>-utslipp fra produksjon av elektrisk kraft ved drift av nye anlegg. Grunnlag for beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med produksjon av elektrisk kraft er beskrevet i kapittel 3.4.

CO<sub>2</sub>-utslippet på Mongstad fra en utvidelse av Vestprosess-anlegget vil i utgangspunktet være lavt. Selv om en regner inn et CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til inndekning av kraftbehovet gjennom forsyning med 100% gasskraft (etter år 2005), vil utslippene forbundet med utvidelsen fremdeles være relativt lave.

#### Konsekvensvurdering NO<sub>x</sub>

Statoil Mongstad har konsesjonsgrense for NO<sub>x</sub>-utslipp på 2.150 tonn pr. år. NO<sub>x</sub>-utslippet fra Mongstad i 1997 var 1.538 tonn. En økning i NO<sub>x</sub>-utslippet på 6-13 tonn pr. år, avhengig av utbyggingsalternativ, vil derfor være helt marginal. Det forventes ingen problemer med å overholde dagens konsesjonsgrense etter en utvidelse av Vestprosess-anlegget. Det er dokumentert at NO<sub>2</sub>-nivået i luft omkring Mongstad er meget lavt, og det forventes derfor ingen spesielle konsekvenser av en såvidt liten utslippsøkning.

Undersøkelser gjennomført av Norsk institutt for luftforskning (NILU) i 1994/95 dokumenterte at innholdet av både NO<sub>2</sub> og SO<sub>2</sub> i luft på Mongstad er svært lavt. For NO<sub>2</sub> lå måleverdiene ved alle stasjonene langt under SFTs anbefalte grenseverdier, og konsentrasjonene var på nivå med de som ble målt i 1989/90. Ved å sammenholde måleverdiene med meteorologiske data ble det påvist at NO<sub>2</sub>-konsentrasjonene i målepunktene økte ved vind fra raffineriet mot målestasjonene. Imidlertid ble de høyeste verdier målt på en av målestasjonene når det blåste fra en trafikkert vei og mot målestasjonen. Målingene viste at også NO-nivået i Mongstad-området var meget lavt. Også måleverdiene for SO<sub>2</sub> lå langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier. SO<sub>2</sub>-konsentrasjonen ved målingene i 1994/95 var omtrent på samme nivå eller noe lavere enn ved målingen i 1989/90.

#### Konsekvensvurdering VOC

VOC-utslippet fra eksisterende anlegg på Mongstad var 18.350 tonn i 1997. VOC-utslippet i forbindelse med utvidelse av Vestprosess-anlegget vil bli svært lavt og forventes ikke å bli målbart sammenlignet med utslippet fra eksisterende anlegg.

#### **Avbøtende tiltak**

Utvidelse av nye Vestprosess-anlegget vurderes kun å gi mindre økning i utslippene til luft, og det anses derfor ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak knyttet til prosjektet. For å redusere utslipp av VOC fra de nye anlegg vil det imidlertid i størst mulig grad bli benyttet den mest moderne tetningsteknikk for ventiler og flenser.

Det pågår et kontinuerlig arbeid på Mongstad for reduksjon av VOC-utslipp fra eksisterende anlegg. Et av tiltakene som for tiden vurderes gjennomført er VOC-gjenvinning ved råoljelasting. Utslippene av VOC ved råoljelasting utgjør 30-50% av de samlede VOC-utslippene på Mongstad. Gjenvinning av VOC ved råoljelast-

**Tabell 8.3 Totale CO<sub>2</sub>-utslipp for utbyggingsalternativene på Mongstad, inkludert CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til produksjon av el-kraft.**

| Utbyggingsalternativ | Strømforbruk (GWt) | CO <sub>2</sub> -utslipp på Mongstad (tonn/år) | Totalt CO <sub>2</sub> -utslipp før år 2005. Sum av utslipp på Mongstad og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) | Totale CO <sub>2</sub> -utslipp etter år 2005. Sum av utslipp på Mongstad og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) |
|----------------------|--------------------|--|---|---|
| 6G KB                | 1,7                | 12.000   | 12.400  | 12.600  |
| 6G HLBS              | 25,2               | 19.000   | 24.700  | 28.500  |
| 6+3G                 | 26,0               | 22.000   | 27.900  | 31.800  |
| 6+6G                 | 46,2               | 31.000   | 41.500  | 72.500  |

**Tabell 8.4 Utslipp til sjø fra Mongstad-anlegget i 1997, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i brev datert 20.04.98.**

|   | Olje              | Fenol | Ammonium | Cyanid | Sulfid (H <sub>2</sub> S) |
|---|-------------------|-------|----------|--------|---------------------------|
| Målte utslipp fra vannrenseanlegget 1997 (tonn) | 2,2               | 1,5   | 28,9     | 0,77   | 1,1                       |
| Utslippstillatelse (kg/d)                       | 450 <sup>1)</sup> | 50    | 150      | 10     | 10                        |

<sup>1)</sup> Utslippstillatelsen på Mongstad gjelder for gjennomsnitt av siste 12 måneder, med unntak av olje hvor tillatelsen er basert på enkelt-døgn.

ning vil kunne redusere utslippet fra denne aktiviteten med inntil 70 %.

Likeledes arbeides det kontinuerlig på Mongstad med år redusere utslipp av NO<sub>x</sub> til luft. I den sammenheng er alle nye brennere som installeres på anlegget basert på lav-NO<sub>x</sub> teknologi.

## 8.2 Utslipp til sjø

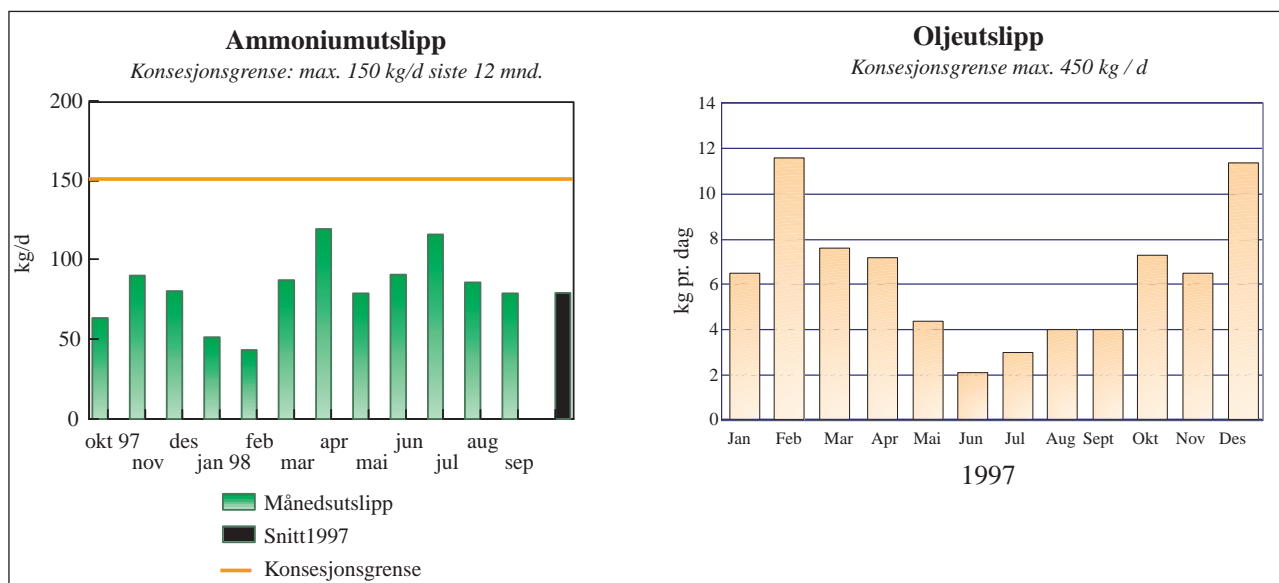
### Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Utslipp til sjø fra vannrenseanlegget på Mongstad i 1997 er vist i tabell 8.4. Vannrenseanlegget på Mongstad behandler prosessavløpsvann fra raffineriet og oljeholdig ballastvann fra tankskip som ikke har segregerte ballasttanker. Renseprosessen omfatter plateseparasjon, flotasjon, flokkulering og biologisk rensing (aktiv slambehandling). I det siste rensetrinnet i vannrenseanlegget luftes avløpsvannet i et oppholds basseng før det føres ut i Fensfjorden på 50 meter dyp via diffusor som sikrer en primærfortynning på 100-200 ganger. Utslippene fra vannrenseanlegget ligger godt innenfor konsesjonsgrensen for de ulike målepa-

rametere. Figur 8.1 viser en månedvis oversikt over utslipp av olje og ammonium fra vannrenseanlegget på Mongstad.

Drift av det nye Vestprosess-anlegget forventes ikke å gi særlig økning i utslipp fra vannrenseanlegget i forhold til dagens nivå. Dette gjelder både for prosessavløpsvann og for oljeholdig ballastvann i forbindelse med produktutskipning.

Utslipet av kjølevann på Mongstad er konsesjonsbelagt, med en konsesjonsgrense på 1.480 GJ pr. time tilført varmemengde. Resultater fra en detaljert studie i 1994 viste et gjennomsnittlig utslipp på ca. 1.100 GJ pr. time, med maksimalverdier opp til 1.200 GJ pr. time. Data fra 1996 viser at det ikke har skjedd endringer i dette bildet. Bygging av Vestprosess-anlegget vil føre til en økning i kjølevannsmengden. De totale kjølebehovene tilknyttet Vestprosess vil være i området 50 MW. Anleggene vil kjøles med vann, og temperaturmessig tilsvarer dette en temperaturstigning på sjøvannet ut fra kjøleanlegget på 1-2°C, noe som tilsvarer ca. 180 GJ pr. time.



**Figur 8.1 Månedvis oversikt over utslipp av ammonium og olje fra vannrenseanlegget på Mongstad i 1997.**

**Tabell 8.5 Forventet økning av kjølevannsutslipp på Mongstad ved alternative utbyggingsløsninger.**

| Utbyggingsløsning | Kjølevannsutslipp (m <sup>3</sup> /time) | Energiflukt (MW) | GJ/ time |
|-------------------|--|------------------|----------|
| 6G KB             | 94                                       | 2,3              | 6,9      |
| 6G HLBS           | 894                                      | 21,8             | 65,4     |
| 6+3G              | 900                                      | 22,0             | 66,0     |
| 6+6G              | 1.730                                    | 42,2             | 151,9    |

### Utslipp fra nye anlegg

Utvidelsen av Vestprosess-anlegget på Mongstad ventes ikke å medføre økning i utslippene fra vannrenseanlegget, hverken av prosessavløpsvann eller av oljeholdig ballastvann i forbindelse med produktutskipning. Det vil bli en mindre økning i utslippene av kjølevann til sjø som følge av utbyggingen. Utslippetsøkningen er vist i tabell 8.5.

### Konsekvensvurdering

På Mongstad gjennomføres årlig overvåkning av plante- og dyreliv i fjæresonen og i sjøbunnen, samt måling av oljehydrokarboner og tungmetaller i sjøbunn, blåskjell og tang. Programmet har pågått siden 1990. Også før 1990 har det vært gjort marinbiologiske undersøkelser i Fensfjorden i tilknytning til utslipp fra Mongstad-raffineriet. Ingen av de gjennomførte undersøkelsene har påvist negative miljøeffekter som følge av driften av raffineriet. I 1996 omfattet undersøkelsene innhold av tungmetaller og oljehydrokarboner i blåskjell. Undersøkelsene viste at det er liten forurensing i Fensfjorden. Kun på lokaliteter i selve kaiområdet ble det funnet spor etter forhøyet hydrokarbonnivå, noe som kan relateres til et enkeltutslipp.

De nye anleggene forventes ikke å endre dette bildet, og det antas ikke at et økt utslipp av kjølevann vil medføre miljøproblemer. En 6+6G utvidelse av Vestprosess-anlegget vil gi det største kjølevannsutslippet med energiflukt på ca. 150 GJ pr. time. For dette utbyggingsalternativet vil det kunne bli en marginal overskridelse av konsesjonsgrensen for utslipp av kjølevann. Gjennomført årlig overvåkning har imidlertid ikke påvist endret faunasammensetning i sjø som følge av driften av raffineriet, og et økt kjølevannsutslipp forventes ikke å medføre negative effekter i resipienten.

### Avbøtende tiltak

De planlagte utvidelsene av Vestprosess-anlegget vil gi en marginal økning i utslipp av kjølevann til sjø, og det anses ikke å være behov for særskilte avbøtende tiltak i forbindelse med utbyggingen.

## 8.3 Støy

### Støy fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Mongstad-anlegget har en konsesjonsgrense for støy der ekvivalent støynivå ved drift ikke skal overstige 45 dBA målt ved nærmeste boligområde. Målinger indikerer at støynivået pr. i dag ligger på konsesjonsgrensen. Det forventes ikke at aktivitet knyttet til Vestprosess eller Troll Oljerør II vil medføre vesentlige endringer i dagens støybilde.

Det er nylig gjort beregninger og målinger av eksterntstøy fra det eksisterende anlegget. Resultatene fra målingene er vist i tabell 8.6, som viser at ekvivalent lydnivå ved nabobebyggelsen ligger noe over konsesjonskravet på 45 dBA. Figur 8.2 viser hvor støymålingene er foretatt.

Det antas videre at utbygging av Vestprosess-anlegget vil kunne øke eksterntstøynivået med inntil 0,3 dBA ved alle målepunkter.

**Figur 8.2. Kart som viser hvor det er foretatt støymålinger på Mongstad.**

### Støy fra nye anlegg

#### Støy i driftsfasen

Det er gjort beregninger av støy knyttet til en utvidelse av Vestprosess-anlegget. Metodikk for støy-

beregningene er beskrevet i kapittel 3.4. For beregningene er det mest omfattende alternativet (6+6G) lagt til grunn. Det vil her være behov for installere en del nye pumper. Beregningene viser at lyd fra disse pumpene, sammen med økt lydnivå fra rørsystemer og tanker, vil øke lydnivået fra Vestprosess- anlegget med omlag 0,1 dB.

Resultater fra beregningene er vist i tabell 8.7. De tre andre utbyggingsalternativene vil alle få et noe lavere støybidrag enn 6+6G-utvidelsen, og vil dermed bidra med mindre enn 0,1 dB i immisjonspunktene, noe som betyr at det ikke vil bli merkbar forandring i støybelastning til naboer.

Det er også gjort beregninger knyttet til økt utskipningsfrekvens over kaianleggene. Ved en 6+6G utvidelse vil antallet nye båtanløp øke med 8 anløp pr. måned. Skipstrafikken vil således øke med ca 6%, noe som tilsvarer en økning i støybidraget fra kai på 0,3 dB.

#### Støy i utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen vil det kunne bli noe bygge- og anleggstøy fra området, samt støy knyttet til transport av utstyr inn til anlegget. Beregninger viser at ekvivalent lydnivå ved nærmeste nabo, Litlåsfjellet 1.150 m unna, er 49 dBA (LA,eq) og 54 dBA (Lmax). Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter. Grenseverdier for anleggsstøy er oppgitt i kapittel 3.4.

#### **Konsekvensvurdering**

Økningen i støylinvå fra en utvidelse av Vestprosess-anlegget vil være maksimalt 0,1 dB. Dette må betraktes som en svært liten økning, som isolert sett ikke vil være registrerbar ved immisjonspunktene. En økning i støylinvå knyttet

til økt skipstransport vil være omlag 0,3 dB.

Kaiområdet på Mongstad ligger imidlertid mer enn 1.500 meter fra nærmeste bosetning, og lydefektnivået antas å være så lavt at økningen i lydnivå ved immisjonspunktene ventes å være neglisjerbar.

Beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ligger 16 dB under gitte grenseverdier på dagtid, 11 dB under gitte krav på kveldstid og 6 dB under gitte krav om natten. Beregnet maksimalt lydnivå ved nærmeste nabo fra anleggsmaskiner som arbeider med stein ligger 1 dB under gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten.

#### **Avbøtende tiltak**

Det vurderes ikke å være spesielle behov for avbøtende tiltak i forbindelse med anleggsaktivitet knyttet til utbyggingen, selv ved døgnkontinuerlig aktivitet. Heller ikke økt skipstransport vurderes å medføre behov for særskilte avbøtende tiltak.

Når det gjelder økningen i støylinvå fra selve Mongstad-anlegget, vil økningen som en følge av utvidelse av Vestprosess-anlegget isolert ikke medføre behov for spesielle avbøtende tiltak. Støylinvået på Mongstad ligger imidlertid på eller over konsesjonskravet, og enhver økning i støylinvå er slik sett lite heldig. Det pågår et kontinuerlig arbeid på Mongstad for å se på mulighetene for å redusere støylinvået. Det er utarbeidet en egen plan for dette arbeidet i 1998, og mulige tiltak som er skissert her er reduksjon av støylinvå gjennom innebygging og/eller utstyrsendringer for flere av utstyrsenhetene. I tillegg vil bygging av Vestprosess-anlegget på Mongstad (ferdigstilt 1.10.99) gi et redusert fyrgassoverskudd, noe som

**Tabell 8.6 Lydnivå ved nabobebyggelse på Mongstad 1998.**

|                     | Lyngheim | På vei mot vanntank, 1000 m fra raffineriet | Hytte Litlåsfjellet | Gård på Leirvåg |
|---------------------|----------|---|---------------------|-----------------|
| Målinger april 1998 | 47 dBA   | 47 dBA                                      | 47 dBA              | 44 dBA          |

**Tabell 8.7 Forventet lydnivå etter utvidelse av Vestprosess-alternativet med en 6+6G utbyggingsløsning uten demping av eksisterende anlegg.**

| Anlegg         | Lydnivåer (LA,eq dBA) |   |                     |                 |
|----------------|-----------------------|---|---------------------|-----------------|
|                | Lyngheim              | På vei mot vanntank, 1000 m fra raffineriet | Hytte Litlåsfjellet | Gård på Leirvåg |
| Eksisterende   | 47                    | 47  | 47                  | 44              |
| Vestprosess    | 36                    | 36  | 36                  | 33              |
| 6+6G utvidelse | 26                    | 26  | 26                  | 23              |
| Sum            | 47,4                  | 47,4  | 47,4                | 44,4            |
| SFTs krav      | 45                    |   |                     |                 |



igjen vil bety både redusert faskningsbehov redusert drift av en støysterk kondensator. Støysisoleringstiltak må imidlertid ses i sammenheng med opprettholdelse av et akseptabelt sikkerhetsnivå, og at tiltakene ikke skal vanskeliggjøre drifts- og vedlikeholdsoppgaver.

## 8.4 Avfallshåndtering

### Avfallshåndtering for eksisterende anlegg

Driftsorganisasjonen på Mongstad har et veletablert system for avfallshåndtering som bygger på erfaringer både fra utbyggingsperiode og drift. Statoil Mongstad har også en avfallshåndteringsplan som gir detaljerte retningslinjer for behandlingen av spesialavfall. I 1997 ble det generert 8.300 tonn spesialavfall og 1.214 tonn vanlig avfall på Mongstad. Spesialavfallet fordeler seg med 4.500 tonn oljeholdig avfall, 2.400 tonn katalysatoravfall og 1.400 tonn annet spesialavfall. Over 99% av brukt katalysator gjenvinnes, mesteparten i form av at katalysator benyttes som råstoff i annen industri. For oljeholdig avfall resirkuleres en andel av dette i raffineriprosessen, og det pågår arbeid med å finne frem til metoder for gjenvinning/ gjenbruk av biologisk slam fra renseanlegget.

Høsten 1997 ble det innført omfattende kildesortering av vanlig avfall på Mongstad. Av den totale avfallsmengde på 1.214 tonn ble 238 tonn avfall resirkulert, noe som gir en resirkuleringsgrad på 20%. For 1998 forventes en høyere resirkuleringsgrad fordi en da vil se resultat av kildesorteringsordningen over hele året.

### Avfallshåndtering for nye anlegg

For utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad vil prosjektorganisasjonen i utbyggingsperioden utnytte erfaringene fra Mongstad 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 Mongstad, slik at kildesortering av avfall er tilpasset mulighet for mottak og gjenvinning. Det vil ikke produseres noe spesialavfall som følge av utbyggingen, uavhengig av alternativ.

### Konsekvensvurdering

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til utbygging og drift av de utvidelsene som kan være aktuelle på Mongstad. Det forventes heller ingen spesielle problemer med å håndtere avfall fra anlegget, eller med å tilpasse levering av avfallet i forhold til dagens mottaksordninger.

### Avbøtende tiltak

Det vil bli utarbeidet et eget HMS-program for utbyggingsprosjektet som blant annet vil 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 de etablerte mottaksordningene for regionen. Det vil stilles krav til leverandører om å gjennomføre kildesortering under utbyggingsperioden.

## 8.5 Landskapsestetiske konsekvenser

### Innvirkning av eksisterende anlegg på landskapsestetikk

Eksisterende raffineri og råoljeterminal på Mongstad er blant de største industrialbyggene i Norge. Det visuelle inntrykk knyttet til eksisterende anlegg består vesentlig av prosessanlegg, lagertanker og rørledninger. Plasseringen av anlegget i landskapet medfører at det vesentlig er eksponert mot nord, mens mulighetene for innsyn er svært små fra sør, øst og vest. Dominerende i synsbildet fra disse retningene er fakkelen, som er synlig på lang avstand.

### Landskapsestetiske konsekvenser av nye anlegg

Utvidelsen av Vestprosess-anlegget innebærer en modifikasjon av eksisterende anlegg. Selv den mest omfattende utbyggingsløsningen (6+6G) vil involvere svært lite nytt utstyr. De største nye utstyrsenhetene vil være tre nye tårn med en høyde på 10-28 meter. Disse enhetene vil være mindre enn de største enhetene i Vestprosess-anlegget som nå er under utbygging. Nytt utstyr vil bli plassert i kant med andre Vestprosess-enheter og vil sammen med disse inngå som en del av raffineriets utstyrsmasse. Ikke fra noen synsvinkel vil de nye enhetene fremheve seg i synsbildet. Plassering av utvidelsen av Vestprosess-anlegget på Mongstad er vist i figur 4.9.

Behovet for tomteopparbeidelse som følge av utvidelsene av Vestprosess-anlegget, og dermed behov for å deponere eller plassere overskuddsmasse, forventes å bli svært lavt.

### Konsekvensvurdering

Utvidelsen av Vestprosess-anlegget på Mongstad antas ikke å endre den visuelle eksponeringen av eksisterende anlegg i vesentlig grad, og vurderes ikke å endre landskapsbildet i området. De nye utstyrsenhetene er små, og vil plasseres mellom eksisterende prosessanlegg, lagertanker og rørledninger. Flere av de eksisterende installasjonene på

Mongstad er utseendemessig tilsvarende de nye anlegg. Nytt utstyr vil ikke skille seg vesentlig ut fra eksisterende med tanke på størrelse og farger.

#### **Avbøtende tiltak**

Det vurderes ikke å være behov for spesifikke tiltak knyttet til landskapsmessige forhold som følge av byggingen av nye prosessanlegg, ut over at fargevalg vil søkes tilpasset eksisterende anlegg.



# 9 Miljømessige konsekvenser av utbygging og drift, Kårstø

## 9.1 Utslipp til luft

### Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Utslipp til luft fra dagens prosessanlegg på Kårstø omfatter i hovedsak CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC.

Utslippene i 1997 er vist i tabell 9.1, sammen med beregnede utslipp fra Åsgard-anlegget og etananlegget (planlagt oppstart 01.10.2000). I tillegg til utslipp oppgitt i tabellen ble det i 1997 faklet 15.611 tonn hydrokarboner på Kårstøterminalen.

Et eventuelt gasskraftverk på Kårstø er beregnet å gi utslipp til luft som vist i tabell 9.2.

**Tabell 9.2 Beregnede utslipp til luft (tonn/år) fra et gasskraftverk på Kårstø.**

|         | CO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub> | CO  | VOC  |
|---------|-----------------|-----------------|-----|------|
| Utslipp | 1.050.000       | 560             | 275 | < 88 |

CO<sub>2</sub>-utslippet fra eksisterende anlegg på Kårstø er omlag 752.000 tonn (nivået i 1997). Når det nye anlegget for behandling av Åsgard-gass er kommet i drift i år 2000, vil CO<sub>2</sub>-utslippet øke med ytterligere 254.000 tonn pr. år i gjennomsnitt for en situasjon uten integrasjon med et gasskraftverk. Ved integrasjon med et eventuelt gasskraftverk vil utslippet bli 205.000 tonn pr. år i gjennomsnitt. Den årlige utslippsmengden vil variere med produksjonsvolumet, og i utslippssøknad for Åsgard-anlegget er det søkt om en utslippsgrense på 300.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år. I tillegg bidrar etananlegget med 14.000 tonn pr. år. Det har tidligere vært forventet at CO<sub>2</sub>-utslippet fra eksisterende anlegg ville gå ned fra 680.000 tonn (nivået i 1994) til omlag 600.000 tonn pr. år fram til oppstart av Åsgard, da man antok at Sleipner- og Statpipe-

**Tabell 9.1 Utslipp til luft fra Kårstø-anlegget i 1997, planlagte utslipp i tilknytning til Åsgard-anlegget og et etananlegg som oppgitt i utslippssøknad, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i brev datert 13.01.92 med endringer senest 02.11.95.**

|  | CO <sub>2</sub> | NO <sub>x</sub>    | SO <sub>2</sub>   | VOC <sup>1)</sup> prosess | VOC <sup>1)</sup> lasting |
|--|-----------------|--------------------|-------------------|---------------------------|---------------------------|
| Utslipp 1997 (tonn)                      | 752.100         | 629 <sup>2)</sup>  | 2,4               | 1.200                     | 1.143                     |
| Åsgard-anlegget (tonn/år)                | 300.000         | 225                | 2                 | 450                       | 100                       |
| Etnanlegget (tonn/år)                    | 14.000          | 3,4                | <0,1              | <10                       |                           |
| Utslippsgrense 1997 (tonn) <sup>4)</sup> | -               | 7 88 <sup>3)</sup> | 8,9 <sup>2)</sup> | 1.139                     |                           |

1) Inkludert metan.

2) Inkludert 11 tonn NO<sub>x</sub> fra fakling.

3) Utslippstillatelsen gjelder utslipp fra turbiner og kjeler. Utslipp knyttet til fakling kommer i tillegg.

4) I utslippstillatelse er utslippsgrensene gitt pr. time. For å gi et mere reelt sammenlikningsgrunnlag, er maksimum timesverdi omregnet til maksimum årsverdi (8760 timer).

produksjonen ville synke. Ny økning i produksjonen, særlig på Sleipner, innebærer at det nå forventes at CO<sub>2</sub>-utslippene knyttet til de eksisterende anleggene på Kårstø forventes å holde seg på omlag 700.000 tonn pr. år fremover til oppstart av Åsgard-anlegget. Det samlede CO<sub>2</sub>-utslippet fra Kårstø-anlegget kan derfor forventes å komme opp i omlag 1.100.000 tonn pr. år rundt årtusenskiftet. I tillegg kommer utslipp knyttet til et eventuelt gasskraftverk. Sleipner- og Statpipe-produksjonen forventes å bli redusert fra årtusenskiftet.

For NO<sub>x</sub>-utslipp har Kårstø en konsesjonsgrense på 788 tonn pr. år (eksklusive fakling). NO<sub>x</sub>-utslippet fra eksisterende anlegg var 629 tonn (inkludert 11 tonn fra fakling) i 1997. Når anlegget for behandling av Åsgard-gass og etananlegget er kommet i drift, vil NO<sub>x</sub>-utslippet øke med gjennomsnittlig 187 tonn pr. år i gjennomsnitt for en situasjon uten integrasjon med et gasskraftverk. Ved integrasjon med et eventuelt gasskraftverk vil NO<sub>x</sub>-utslippet fra Åsgard-anlegget bli 151 tonn pr. år i gjennomsnitt. Den årlige utslippsmengden vil variere med produksjonsvolumet, og i utslippssøknad for Åsgard-anlegget er det søkt om en utslippsgrense på 225 tonn pr. år for NO<sub>x</sub>. Det har tidligere vært forventet at NO<sub>x</sub>-utslippene fra eksisterende anlegg på Kårstø ville gå ned fra 575 tonn (nivået i 1994) til omlag 400-450 tonn pr. år fram til oppstart av Åsgard, da man antok at Sleipner- og Statpipe-produksjonen ville synke. Som for CO<sub>2</sub>-utslippene har det imidlertid blitt en økning i NO<sub>x</sub>-utslippene som følge av økt produksjon. De samlede utslipp av NO<sub>x</sub> fra Kårstø-anlegget kan forventes å bli inntil 925 tonn pr. år rundt årtusenskiftet. I tillegg kommer eventuelle utslipp knyttet til et gasskraftverk. Sleipner- og Statpipe-produksjonen forventes å bli redusert fra årtusenskiftet.

Utslippstillatelsen for hydrokarboner fra prosessanlegget er pr. i dag overskredet fordi de diffuse lekkasjene fra anlegget er høyere enn forutsatt. Det er etablert et måle- og vedlikeholdsprogram for diffuse lekkasjer. I forkant av, og under, siste revisjonsstans ble det foretatt et omfattende arbeid med å skifte ut pakningsmaterialer i ventiler/pakkbokser, samt skifte av ventiler. Det vil gjennomføres nye målinger over hele anlegget for å finne og tette ytterligere lekkasjepunkter.

### Utslipp fra nye anlegg

Utbyggingen av Kårstø-anlegget for behandling av gass fra Haltenbanken Sør vil medføre økte utslipp til luft som vist i tabell 9.3 og 9.4. Den totale utslippsøkningen vil være avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges, samt av hvilket drivvalg som gjøres for kompressorene. Det vil ikke bli økte utslipp til luft som følge av en eventuell oppgradering av det eksisterende Statpipe-anlegget for å håndtere økte volumer knyttet til Haltenbanken Sør.

Utslipp til luft fra eventuelle anlegg for fjerning av CO<sub>2</sub> er vist i tabell 9.5. Et eventuelt anlegg for deponering av CO<sub>2</sub> vil ikke gi økte utslipp til luft.

**Tabell 9.3 Beregnede utslipp til luft fra et 6G ekstraksjonsanlegg for behandling av gass fra Haltenbanken Sør.**

|                           | Elektrisk eksport-kompressor | Gassturbin-kompressor |
|---------------------------|------------------------------|-----------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 67.000                       | 146.000               |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 47                           | 108                   |
| VOC (tonn/år)             | 150                          | 150                   |

**Tabell 9.4 Beregnede utslipp til luft fra et 6G duggpunktsanlegg for behandling av gass fra Haltenbanken Sør.**

|                           | Elektrisk eksport-kompressor | Gassturbin-kompressor |
|---------------------------|------------------------------|-----------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 40.000                       | 137.000               |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 28                           | 101                   |
| VOC (tonn/år)             | 150                          | 150                   |

**Tabell 9.5 Beregnede utslipp til luft fra eventuelle CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg for gass fra henholdsvis Åsgard og Åsgard + HLBS.**

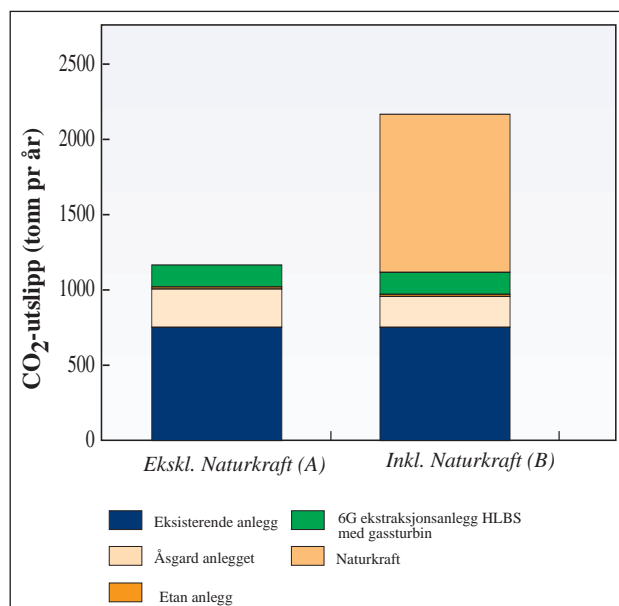
|                           | CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard | CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard+HLBS |
|---------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| CO <sub>2</sub> (tonn/år) | 56.000                           | 87.000                                |
| NO <sub>x</sub> (tonn/år) | 41                               | 63                                    |
| VOC (tonn/år)             | ~ 0                              | ~ 0                                   |

Det forventes ikke SO<sub>2</sub>-utslipp av noe omfang fra de aktuelle utbyggingsalternativene. SO<sub>2</sub>-utslippet kan bli omlag 1.5 tonn/år ved utbygging av et 6G ekstraksjonsanlegg med gassbaserte drivere og et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg for Åsgard og Haltenbanken Sør.

### Konsekvensvurdering

#### Konsekvensvurdering CO<sub>2</sub>

Behandling av gass fra Haltenbanken Sør i en oppgradering av Statpipe-anlegget vil ikke gi økte utslipp av CO<sub>2</sub>. Utslipp fra en utbygging på Kårstø for Haltenbanken Sør vil maksimalt, ved bygging av et 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drift av kompressorer, kunne bidra til å øke utslippene av CO<sub>2</sub> med inntil 10-15% på Kårstø i forhold til dagens nivå inkludert Åsgard-anlegget. Et mulig bilde av hvordan CO<sub>2</sub>-utslippet på Kårstø vil være etter år 2004 med en slik utbyggingsløsning er vist i figur 9.1. I tillegg til utslippene oppgitt i denne figuren kan det også komme utslipp fra eventuelle anlegg for fjerning av CO<sub>2</sub> fra salgsgass.



**Figur 9.1 CO<sub>2</sub>-utslipp fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg på Kårstø, uten (A) og med (B) et eventuelt gasskraftverk.**

Siden utslipp av CO<sub>2</sub> ikke har lokale og regionale miljøkonsekvenser, må en utslippsøkning sees i sammenheng med forpliktelser og tiltak iverksatt på nasjonalt nivå. Gjennom økt satsing på videreutvikling av ny teknologi og et aktivt arbeid for å redusere utslippene, har Statoil etablert et eget CO<sub>2</sub>-program som har som mål å finne ny teknologi som reduserer utslipp. Samtidig arbeides det med å identifisere nye satsingsområder innen fornybar energi som et tillegg til olje og gass, og

det arbeides parallelt med energiøkonomisering for å sikre optimal utnyttelse av ressursene. En økning av utslippene som følge av ett enkelt utbyggingsprosjekt kan således ikke sees isolert, men må betraktes i forhold til selskapets totale miljømålsettinger når det gjelder CO<sub>2</sub>. Det vises her til beskrivelsen av Statoils CO<sub>2</sub>-program i kapittel 4.5.

CO<sub>2</sub>-utslipp angitt i tabellene 9.3-9.5 er de utslippene som vil komme på Kårstø som følge av utbygging av nye anlegg for gassbehandling og fra eventuelle CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. 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 de enkelte anlegg som produserer denne kraften. Strømforbruk for nye anlegg er vist i kapittel 4.7. I tabell 9.6 er det oppgitt CO<sub>2</sub>-utslipp fra produksjon av elektrisk kraft for drift av nye anlegg. Grunnlaget for beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med produksjon av elektrisk kraft er beskrevet i kapittel 3.4.

Utslippstallene presentert i tabell 9.6 viser at de totale CO<sub>2</sub>-utslippene som følge av drift av nye anlegg på Kårstø før år 2005 vil være lavere ved bruk av elektriske drivere enn ved bruk av gass-turbin drivere. Etter år 2005 vil det totale CO<sub>2</sub>-utslippet for et ekstraksjonsanlegg være marginalt lavere ved bruk av gassturbindriver. For et duggpunktanlegg vil det totale CO<sub>2</sub>-utslippet også etter år 2005 være lavere ved bruk av elektriske drivere.

**Tabell 9.6 Totale CO<sub>2</sub>-utslipp for utbyggingsalternativer for gassbehandling og eventuell CO<sub>2</sub>-fjerning på Kårstø, inkludert CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til produksjon av elkraft.**

| Anlegg                                      | Strømforbruk (GWt) | CO <sub>2</sub> - utslipp på Kårstø (tonn/år) | Totalt CO <sub>2</sub> -utslipp før år 2005. Sum av utslipp på Kårstø og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) | Totalt CO <sub>2</sub> -utslipp etter år 2005. Sum av utslipp på Kårstø og utslipp fra el-kraftproduksjon (tonn/år) |
|---|--------------------|---|---|---|
| Statpipe-oppgradering                       | 0                  | 0   | 0   | 0   |
| 6G ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver  | 245                | 67.000  | 123.000   | 160.000   |
| 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin driver | 20                 | 146.000                                       | 151.000   | 154.000   |
| 6G duggpunktanlegg elektrisk driver         | 185                | 40.000  | 82.000  | 110.000   |
| 6G duggpunktanlegg med gassturbin driver    | 29                 | 137.000                                       | 144.000   | 148.000   |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard            | 14                 | 56.000  | 59.000  | 61.000  |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard + HLBS     | 23                 | 87.000  | 92.000  | 96.000  |
| CO <sub>2</sub> -deponering                 | 3                  | 0   | 700   | 1.100   |

## Konsekvensvurdering NO<sub>x</sub> og VOC

Luftkvaliteten på Kårstø er undersøkt av Norsk institutt for luftforskning (NILU) i flere måleprogram, sist gang i en undersøkelse som ble gjennomført i 1994/95. Undersøkelsene viser at forurensningsnivået på Kårstø er lavt og sammenliknbart med konsentrasjonsnivået på lite forurensede steder i Norge. Årsmiddelkonsentrasjonen av NO<sub>2</sub> målt på en stasjon nær anleggene var 4,6 µg/m<sup>3</sup>. Det er anslått at utslippet fra Kårstø-anlegget forårsaket ca. 2 µg/m<sup>3</sup> av dette. Den høyeste målte timesmiddelkonsentrasjonen av NO<sub>2</sub> på Sandvik nær industrianlegget var 50 µg/m<sup>3</sup> og ble målt ved vind fra terminalen mot målestasjonen. Denne belastningen skyldes både langtransportert forurensning og bidraget fra industrianlegget. Middelbelastningen på målestasjonen Bokn som er belastet med biltrafikk fra E39 ble reistret med høyere verdier enn belastningen på Sandvik. Bidraget fra Kårstø-terminalen til NO<sub>2</sub>-konsentrasjonen på Sandvik utgjør ca. 50% av totalbelastningen på målestasjonen. På Bokn utgjør imidlertid bidraget fra biltrafikken 50% av totalbelastningen på målestasjonen.

I forbindelse med konsekvensvurdering av ilandføring av Åsgard-gass ble økt våtavsetning av nitrogen som følge av økte utslipp beregnet av NILU. En kom da frem til at bidraget til våtavsetning av nitrogen fra utslipp på Kårstø når Åsgard-anlegget er kommet i drift, vil bli to promille av langtransportert avsetning. Dette vil ikke gi merkbare endringer i forurensningstilstanden i omkringliggende områder.

Norsk institutt for skogforskning (NISK) utfører i perioden 1994-1999 en overvåking av miljøtilstanden i områdene rundt Kårstø. Undersøkelsene omfatter nedbørkjemiske analyser, analyser av plantevev og jordvann, samt undersøkelser på vegetasjon. I rapporten fra målingene som ble gjort i 1997 konkluderer NISK med at den skog-økologiske tilstanden rundt Kårstø ser ut til å være god og normal, og slik som forventet ut fra de aktuelle voksestedsbetingelser. Fra undersøkelsene på vegetasjon ble det ikke gjort noen unormale funn, og det er neppe mulig å påvise skader på vegetasjon som kan tilbakeføres til utslippene fra Kårstø-anlegget. Bidraget som tilføres fra andre kilder dominerer sannsynligvis fortsatt tilførselen av svovel og nitrogen til området.

I forbindelse med utvidelse av Kårstø-anlegget for behandling av gass fra Haltenbanken Sør, har NILU vurdert konsekvensene av økte utslipp fra nye anlegg. NILU har utført spredningsberegninger og vurderinger av utslipp for tre utslippsscenarioer:

- 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drivere
- 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drivere, samt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg for Åsgard og Haltenbanken Sør
- 4G ekstraksjonsanlegg med elektriske drivere

For disse tre utslippsscenarioene har NILU beregnet maksimalt timesmiddel for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft, årsmiddelverdi for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft, bidrag til timesmiddelkonsentrasjon av ozon i luft samt total årlig nitrogenavsetning.

Maksimal timemidlet NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede omsøkte anlegg er vist i tabell 9.7. Det maksimale bidraget fra et 6G ekstraksjonsanlegg med gass-

turbin drivere vil være 15 µg/m<sup>3</sup>. Maksimalt bidrag fra et 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drivere og et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil også være 15 µg/m<sup>3</sup>. Den maksimale timesmidlele bakkekonsentrasjonen av NO<sub>x</sub> fra Kårstø-anlegget og Åsgard-anlegget er 110 µg/m<sup>3</sup>. Dette bidraget vil komme i en avstand på 500 meter fra Åsgard-terminalen og forekomsten av maksimal NO<sub>x</sub>-konsentrasjon vil altså være inne på selve industriområdet. Utbygging av et 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drivere og et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil ikke medføre økning i beregnet maksimal time-middelsverdi for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft.

Årsmiddelverdi for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede omsøkte anlegg er vist i tabell 9.8. Beregningene viser at bidraget til årsmiddelkonsentrasjon er lavt og at total årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved Kårstø vil ligge langt under SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier også etter en utvidelse av Kårstø-anlegget. Det forventes derfor ingen direkte skader på planteliv eller dyreliv på grunn av økte NO<sub>x</sub>-konsentrasjoner i luft. Figur 9.2 viser en grafisk fremstilling av årsmiddelverdier for NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i luft i området rundt Kårstø.

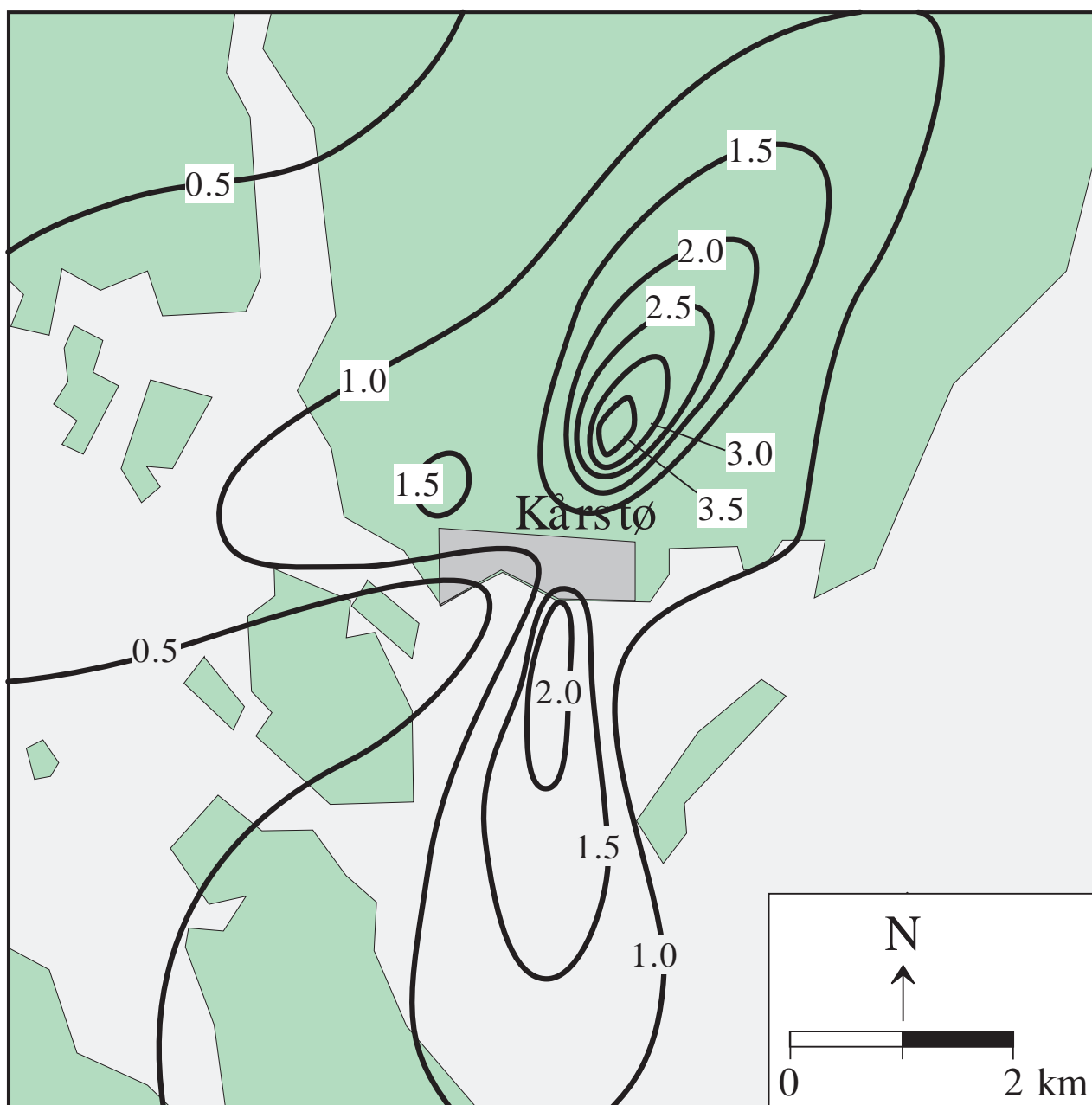
Utslipp av NO<sub>x</sub> sammen med VOC vil føre til dannelse av ozon. For å undersøke virkningen på ozonkonsentrasjon fra nye anlegg har NILU tatt utgangspunkt i tidligere beregninger utført for et gasskraftverk på Kårstø. Disse beregningene indikerer at dannelsen av ozon er sterkt avhengig av bakgrunnskonsentrasjonen. Ozonkonsentrasjonene som følge av bagrunnsnivå varierer mye fra år til år, og vil i perioder ligge over SFTs anbefalte grenseverdier over hele landet. NILUs beregningsmodell viser at nye anlegg på Kårstø maksimalt vil øke ozonkonsentrasjonen i området rundt Kårstø med 1-2 µg/m<sup>3</sup> ved bakkenivå. Det

**Tabell 9.7** Maksimal beregnet timemidlet bakkekonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Enhet: µg/m<sup>3</sup>.

| Bidrag fra  | 6 G ekstraksjons-<br>med gassturbin driver | 6G ekstraksjonsanlegg<br>med gassturbindrift<br>og et CO <sub>2</sub> -<br>fjerningsanlegg | 4G<br>ekstraksjonsanlegg<br>med elektrisk<br>driver |
|---|--|--|---|
| Nye anlegg  | 15   | 15   | 6   |
| Eksisterende anlegg   | 50   | 50   | 50  |
| Åsgard-anlegg   | 80   | 80   | 80  |
| Eventuelt gasskraftverk   | 20   | 20   | 20  |
| Bakgrunnsnivå   | 3  | 3  | 3   |
| Total   | ~110                                       | ~110   | ~110  |
| SFTs anbefalte<br>luftkvalitetskriterium for<br>timemiddelkonsentrasjon<br>av NO <sub>2</sub> | 100 µg/m <sup>3</sup>                      |  |   |

**Tabell 9.8** Årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg.  
 Enhet: µg/m<sup>3</sup>.

| Bidrag fra  | 6 G ekstraksjons-<br>med gassturbin driver | 6G ekstraksjonsanlegg<br>med gassturbindrift<br>og et CO <sub>2</sub> -<br>fjerningsanlegg | 4G<br>ekstraksjonsanlegg<br>med elektrisk<br>driver |
|---|--|--|---|
| Nye anlegg  | 0,3  | 0,3  | 0,3   |
| Eksisterende anlegg   | 2,1  | 2,1  | 2,1   |
| Åsgard-anlegg   | 1,7  | 1,7  | 1,7   |
| Eventuelt gasskraftverk   | 0,2  | 0,2  | 0,2   |
| Bakgrunnsnivå   | 2,6  | 2,6  | 2,6   |
| Total   | 6,8  | 6,8  | 6,8   |
| SFTs anbefalte<br>luftkvalitetskriterium av<br>NO <sub>2</sub> for et år<br>for vegetasjon: | 30 µg/m <sup>3</sup>                       |  |   |



**Figur 9.2** Beregnet årsmiddelkonsentrasjon av NO<sub>x</sub> for utslipp fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg på Kårstø. For nye anlegg er utslippsnivået fra et 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin drivere samt utslipp fra et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg lagt til grunn da dette er den utbyggingsløsningen som vil gi høyest NO<sub>x</sub>-utslipp. Enhet: µg/m<sup>3</sup>.



**Tabell 9.9 Estimat for total nitrogenavsetning for et år i området med maksimal belastning (ca. 20 km NNØ for Kårstø-anlegget), ved bidrag fra nye, eksisterende og allerede omsøkte anlegg. Enhet:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .**

| Bidrag fra              | 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbin driver | 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbindrift og et CO <sub>2</sub> fjerningsanlegg | 4G ekstraksjonsanlegg med elektrisk driver |
|-------------------------|---|---|--|
| Nye anlegg              | ~11   | ~18   | ~3   |
| Eksisterende anlegg     | 27  | 27  | 27   |
| Åsgard-anlegg           | 19  | 19  | 19   |
| Eventuelt gasskraftverk | 23  | 23  | 23   |
| Bakgrunnsnivå           | 1200-1600                                   | 1200-1600   | 1200-1600                                  |
| Total                   | 1280-1680                                   | 1287-1687   | 1272-1672                                  |

er ikke ventet at utslipp fra nye anlegg vil øke overskridelsene av ozonkonsentrasjonene i området, og bidraget til den såkalte "Accumulated exposure Over a Threshold of 40 ppb" (som er beregningsmetoden NILU benytter for å vurdere virkning av ozon) vil antagelig ikke være målbart.

Vikedal, som ligger ca. 35 km nordøst for Kårstø, hadde en årlig nitrogenavsetning på 1.200-1.600 mg N/m<sup>2</sup> pr år i 1994-1995. Kårstø ligger i det området av Norge som har høyest nitrogenbelastning fra langtransportert luftforurensning. Variasjonen i nitrogenavsetning skyldes for det meste variasjon i nedbørsmengde fra år til år, men også variasjon i nedbørsmengde fra sted til sted. Resultater fra målinger NISK har utført i Kårstø-området viser at nitrogenavsetningen i perioden 1994-97 varierte i området 697-1.277 mg N/m<sup>2</sup>.

Forsuringen rundt Kårstø er dominert av svovelavsetningen, men bidraget til forsuring som skyldes avsetning av nitrogen er også betydelig. Årsmiddelerdi for nitrogenavsetning fra nye anlegg, eksisterende anlegg og allerede omsøkte anlegg er vist i tabell 9.9. Som det fremgår av tabellen vil bidrag til nitrogenavsetning fra nye anlegg være lavt sammenliknet med bakgrunnsnivået.

I en undersøkelse utført i 1997 av NILU, NIVA (Norsk institutt for vannforskning) og NINA (Norsk institutt for naturforskning) i forbindelse med etablering av et eventuelt gasskraftverk på Kårstø ble det utført tålegrenseberegninger for tilførsler av syre til overflatevann i et landareal på 4.221 km<sup>2</sup>. Med dagens avsetning av svovel og nitrogen har ca. 72% av dette området i dag overskredet tålegrensen, det vil si at området mottar mer syre enn det som kan nøytraliseres i nedbørfeltene slik at overflatevannet blir forsuret. Den totale nitrogenavsetningen for det undersøkte området er på 6.134 kg pr. år for perioden 1988-1992. For årene 1992-1996 ligger avsetningen ca. 2% under dette nivået. De tidligere beregningene for det planlagte gasskraftverket viser at nitrogenutslippet fra et gasskraftverk vil bidra til å øke

området med overskridelse av tålegrensen med et areal på ca. 126 km<sup>2</sup>. Dette vil skje i et område som i dag ligger på grensen til overskridelse. Bidraget til forsuring fra gasskraftverket, og også fra de nye anleggene som er vurdert her, er svært lite og ligger innenfor usikkerheten i NILUs beregningsmetode.

Kårstø ligger i et område av landet hvor kystlyngheier er en viktig og dominerende vegetasjonstype. Lyngheiene er et resultat av generasjoners påvirkning på miljøet gjennom avskogning, brenning, vinterbeite og lyngslått. Vegetasjonen er generelt tilpasset liten tilgang på nitrogen og anses som følsom for økt nitrogentilførsel. Kystlyngheienes tålegrense for nitrogen er anslått til å være 1.500-2.000 mg N/m<sup>2</sup> pr. år. Dagens nivå på Vikedal, ca. 35 km nordøst for Kårstø er 1.200-1.600 mg N/m<sup>2</sup> pr. år. Det er usikkert i hvor stor grad en avsetning på maksimalt 87 mg N/m<sup>2</sup> pr. år (samlet avsetning fra Kårstøanlegget, Åsgard-anlegget, et eventuelt gasskraftverk samt et 6G ekstraksjonsanlegg med gassturbindrift samt et CO<sub>2</sub> fjerningsanlegg for Åsgard og Haltenbanken Sør) vil kunne påvirke endringer i artssammensetningen i kystlyngheiene.

Nedbørmyrer er avhengig av tilførsel av næringsstoffer fra nedbøren og ansees som et av de mest følsomme systemene overfor økt nitrogenbelastning. Tålegrensene for nedbørmyrer i Kårstø-området er i dag sterkt overskredet. En ytterligere økning kan føre til endringer i artssammensetning og mengde av torvmose, samt økning av mer næringskrevende planter som gress og urter. Nedbørmyrer dekker imidlertid små areal i området som blir påvirket av Kårstø industriområde. Epifyttiske lav og moser tar opp nitrogen både i tørr og våt avsetning. Moderate økninger i tilgjengelig nitrogen har ført til økt vekst av enkelte lavarter på trær. En kan ikke utelukke at dette også vil skje i skogene rundt Kårstø som følge av økt nitrogenavsetning.

Effektene av økt tilgang på nitrogen for faunaen

vil være indirekte gjennom større endringer i vegetasjonen. I slike tilfeller forventes det en økning både i kvantitet og kvalitet av biotoper for dyr som beiter gress, og arter som er knyttet til kystlyngheiene vil får dårligere konkurransebetingelser. Utslipp fra nye anlegg forventes imidlertid ikke å gi signifikante endringer i vegetasjonssammensetningen, og påvirkningen på faunaen vil derfor bli liten.

### **Avbøtende tiltak**

Foreliggende konsekvensutredning gir anbefaling om at gass fra Haltenbanken Sør ved ilandføring til Kårstø behandles i en oppgradering av det eksisterende Statpipe-anlegget. For en slik utbyggingsløsning vil det ikke bli økte utslipp til luft på Kårstø. Det anses derfor ikke å være behov for å gjennomføre særskilte avbøtende tiltak for denne utbyggingsløsningen.

Statoil gjennomfører et CO<sub>2</sub>-teknologiprogram for å utvikle teknologi som skal bidra til konsernets målsetning om reduksjon av egne CO<sub>2</sub>-utslipp. Status for dette programmet er beskrevet i kapittel 14.5. I forhold til en oppgradering av Statpipe-anlegget, som ikke vil gi økte CO<sub>2</sub>-utslipp på Kårstø, vil det ikke være hensiktsmessig å gjøre tilretteleggingstiltak for eventuell fremtidig CO<sub>2</sub>-reduserende teknologi. For en eventuell situasjon med en utbygging ekstraksjonsanlegg eller duggpunktanlegg på Kårstø, ville det, såfremt det blir aktuelt med gassturbin drift av kompressorer, være aktuelt å vurdere tilrettelegging for CO<sub>2</sub>-reduserende teknologi.

Det har vært vurdert mulige optimaliseringsgevinster som følge av en integrasjon mellom nye anlegg og Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 4.7. Vurderingene konkluderer med at integrasjonseffekten med et gasskraftverk pr. i dag synes liten fordi det ikke forventes noen økning i dampbeholdet på Kårstø ved en oppgradering av Statpipe-anlegget. En vil imidlertid på et senere tidspunkt, når et gasskraftverk eventuelt besluttes utbygget, kunne gjøre videre vurderinger av en mulig integrasjonsløsning dersom det viser seg at Kårstø-anlegget får økt behov for dampproduksjon. En slik vurdering må også ses i sammenheng med drivervalget for fremtidige kompressorer.

Det pågår et kontinuerlig arbeid på Kårstø for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene fra eksisterende anlegg. Blant annet er strømgeneratoren ombygget to ganger, første gang i 1994. En ytterligere ombygging i 1997 forventes å halvere NO<sub>x</sub>-utslippene fra strømgeneratoren (garantert for utslipp på maksimalt 15 ppm). Måleresultatene etter denne siste

ombyggingen foreligger ennå ikke, men det er antatt at det vil kunne gi en reduksjon i de årlige NO<sub>x</sub>-utslippene på i størrelsesorden 40 tonn pr. år. Samlet utslipp fra eksisterende anlegg antas derfor å bli omlag 600 tonn pr. år før oppstart av Åsgard-anlegget og etananlegget.

Det er ennå ikke utviklet noen lav-NO<sub>x</sub>-løsning for de tre eksisterende Rolls-Avon gassturbinene på Kårstø. Statoil er imidlertid i dialog med Rolls-Avon med sikte på å få utviklet teknologi og installere denne dersom det finnes en teknisk-økonomisk akseptabel løsning, og det av miljøhensyn vurderes nødvendig å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene fra eksisterende anlegg.

Det arbeides aktivt for å oppnå en energieffektiv drift på Kårstø. Som et resultat av dette drives i dag gasskompressorene slik at avgassene kjøres inn på kjelene for energigjenvinning og NO<sub>x</sub>-reduksjon. Dette har medført reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp gjennom lavere fyrgassforbruk.

Det er etablert et måle- og vedlikeholdsprogram for å redusere diffuse lekkasjer av VOC. I forkant av, og under, siste revisjonsstans ble det foretatt et omfattende arbeid med å skifte ut pakningsmaterialer i ventiler/pakkbokser, samt skifte av ventiler. Det vil gjennomføres nye målinger over hele anlegget for å finne og tette ytterligere lekkasjepunkter.

## **9.2 Utslipp til sjø fra vannrenseanlegget**

### **Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg**

Utslippene fra dagens prosessanlegg på Kårstø i 1997 er vist i tabell 9.10, sammen med beregnede utslipp fra Åsgard-anlegget og etananlegget.

I vannrenseanlegget på Kårstø blir vannet behandlet ved kjemisk rensing ved flokkulering, og ved mekanisk skimming av oljekomponenter. Vann fra Sleipner-anlegget inneholder vannløselige komponenter som overskrider utslippstillatelsen dersom disse ledes til renseanlegget. Størstedelen av dette vannet går pr. i dag til en lagertank for senere behandling.

Avløpsvann fra Åsgard-anlegget og etananlegget vil bli behandlet i det eksisterende vannrenseanlegget på Kårstø. Økningen i utslipp fra vannrenseanlegget som følge av driftsstart for Åsgard-anlegget og etananlegget vil ligge innenfor eksisterende tillatte maksimumsverdier for utslipps-

**Tabell 9.10** Utslipp til sjø fra Kårstø-anlegget i 1997, beregnede utslipp i tilknytning til Åsgard-anlegget og et etananlegg som oppgitt i utslippssøknad, samt eksisterende utslippsgrenser gitt av SFT i brev datert 13.01.92 med endringer senest 02.11.95.

|  | Vann                  | Oljeinnhold | Totalt organisk karbon (TOC) | Fenol         |
|--|-----------------------|-------------|------------------------------|---------------|
| Målte utslipp fra vannrenseanlegget 1997 | 44 m <sup>3</sup> /t  | 6,1 kg/uke  | 310 kg/uke                   | < 0,1 mg/l    |
| Omsøkte utslipp Åsgard- og etananlegg    | 33 m <sup>3</sup> /t  | 5-10 kg/uke | 6-800 kg/uke                 | < 0,1 mg/l    |
| Utslippstillatelse                       | 115 m <sup>3</sup> /t | 75 kg/uke   | 1.400 kg/uke                 | maks 0,5 mg/l |

mengder pr. uke. Det vurderes imidlertid å være behov for å øke utslippstillatelsen for total vannmengde gjennom renseanlegget og for konsentrasjon av TOC. Dette vil være nødvendig for å håndtere perioder med ekstremt mye nedbør eller uforutsatt høye konsentrasjoner av TOC.

Eventuell utbygging av et gasskraftverk vil også medføre utslipp til sjø. Alt forurenset vann 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 9.11 viser typiske verdier for kontinuerlige utslipp som oppgitt i utslippssøknad fra Naturkraft AS.

#### Utslipp fra nye anlegg

Utslipp til sjø fra nye anlegg på Kårstø for

**Tabell 9.11** Forventede årlige utslipp til sjø fra et eventuelt gasskraftverk på Kårstø.

| Vann mengde             | 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 |

**Tabell 9.12** Forventede utslipp til sjø via vannrenseanlegget på Kårstø ved utbygging av et 6G ekstraksjons- eller duggpunktsanlegg.

| Utbyggingsløsning  | Drensvann fra nye prosessområder (m <sup>3</sup> /år) | Prosessavløpsvann (m <sup>3</sup> /år) |
|--|---|--|
| 6G ekstraksjonsanlegg, elektrisk eller gassbasert driver | 15.000  | 3.000                                  |
| 6G duggpunktsanlegg, elektriske eller gassbasert driver  | 15.000  | 3.000                                  |

**Tabell 9.13** Forventede utslipp til sjø via vannrenseanlegget på Kårstø ved utbygging av eventuelle CO<sub>2</sub>-fjernings- og deponeringsanlegg.

| Utbyggingsløsning                       | Drensvann fra nye prosessområder (m <sup>3</sup> /år) | Prosessavløpsvann (m <sup>3</sup> /år) |
|---|---|--|
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard        | 25.000  | 100                                    |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard + HLBS | 25.000  | 100                                    |
| CO <sub>2</sub> -deponering             | 25.000  | 70                                     |

behandling av gass fra Haltenbanken Sør er vist i tabell 9.12. Utslipp til sjø fra eventuelle anlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning og -deponering er vist i tabell 9.13. Oppgradering av Statpipe-anlegget for behandling av gass fra Haltenbanken Sør vil ikke gi økte utslipp til sjø fra vannrenseanlegget.

Potensielt forurenset drensvann og prosessvann fra nye anlegg vil ledes inn i det eksisterende kjemiske renseanlegget på Kårstø. Innholdet av komponenter i drensvann og prosessavløpsvann forventes å være identiske med de som allerede i dag blir håndtert på Kårstø.

#### Konsekvensvurdering

I perioden 1981-1997 er det gjennomført omfattende biologiske undersøkelser i resipienten utenfor anleggene på Kårstø. Det er ikke påvist negative effekter i økosystemet som kan tilskrives drift av anleggene. En marginal økning i utslippene til sjø fra drensvann og prosessvann ventes ikke å medføre konsekvenser for det marine miljøet. Undersøkelser utført i 1997 har påvist reproduksjonsskader på purpursnegl på lokaliteter i Kårstøområdet. Skadene kan skyldes TBT (tributyltinn) fra skipstrafikken. Konsentrasjonen av TBT ( tributyltinn) i snegl var på nivå med det

**Tabell 9.14 Kjølevannsutslipp fra Kårstø-anlegget i 1997, planlagte utslipp i tilknytning til Åsgard- anlegget og et etananlegg som oppgitt i utslippssøknad, samt gjeldende utslippsgrenser gitt av SFT i brev datert 13.01.92 med endringer senest 02.11.95.**

| Energiparameter  | Gjennomsnittsverdi for 1997 | Omsøkte utslipp Åsgard- og etananlegg | Utslippsgrense           |
|------------------|-----------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Energifluks      | 274 MW                      | 200 MW                                | 291 MW                   |
| Temperaturøkning | 11,75°C                     | 15°C                                  | 15°C                     |
| Kjølevannsmengde | 21.700 m <sup>3</sup> /t    | 14.000 m <sup>3</sup> /t              | 27.000 m <sup>3</sup> /t |

som tidligere er målt i tilsvarende områder mange steder i Norge. Tidligere undersøkelser har indikert at slike skader er utbredt i områder med skipstrafikk.

#### **Avbøtende tiltak**

Det anses ikke for å være behov for særskilte avbøtende tiltak i forbindelse med utbyggingen.

En kan ikke utelukke at eventuell økt skipstrafikk til/fra Kårstø kan gi et økt omfang når det gjelder skader på purpurnegl i havneområdet. Bruk av TBT i skipstrafikk er foreløpig ikke bestemt utfaset av myndighetene. På Kårstø-terminalen vil skader på purpurnegl bli fulgt opp ved fremtidige undersøkelser.

### **9.3 Kjølevannsutslipp til sjø**

#### **Utslipp fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg**

Siden aktivitetene ble startet opp på Kårstø, har kjølevannsmengden økt i flere trinn, fra 10.000 m<sup>3</sup>/time i 1986 til nåværende mengde (gjennomsnittlig ca. 22.000 m<sup>3</sup>/time i 1997). Typisk temperaturøkning på kjølevannet er 8-12°C. Eksisterende utslippsgrenser på Kårstø er knyttet til energifluks ut i resipienten. Utslippene fra dagens prosessanlegg på Kårstø i 1997 er vist i tabell 9.14, sammen med beregnede utslipp fra Åsgard-anlegget og etananlegget.

Maksimalt kjølebehov for Åsgardanlegget, inklusiv etananlegget, vil tilsvare en energifluks på 190-200 MW, noe som vil øke kjølevannsmengdene med 14.000 m<sup>3</sup> pr. time. Maksimal temperaturøkning på kjølevannet er beregnet til 14,5°C. Total kjølevannsmengde ut fra anleggene vil etter dette bli maksimalt 41.000 m<sup>3</sup> pr. time, med en gjennomsnittlig temperaturøkning på rundt 13°C. I forbindelse med utbyggingen av Åsgard- anleggene legges kjølevannsforsyningen på Kårstø om ved at det lages en ny kjølevannstunnel til Haugsneset. Denne tunnelen vil også eksisterende og eventuelle nye anlegg kobles til. Grunnet lavere temperatur i inntaksvannet vil maksimaltemperaturen på innkommende kjølevann reduse-

res fra dagens nivå på ca. 14°C til ca. 11°C, noe som igjen vil gi forbedret energieffektivitet og resultere i lavere temperatur på kjølevann som slippes ut til sjø.

Kjølevannsutslipp fra et eventuelt gasskraftverk er oppgitt i tabell 9.15.

**Tabell 9.15 Kjølevannsutslipp fra et eventuelt gasskraftverk på Kårstø, som omsøkt i søknad om utslippstillatelse til SFT.**

|                               | Kjølevannsmengde            | Temperaturøkning | Energifluks |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------|-------------|
| Omsøkte utslipp gasskraftverk | 28.000 m <sup>3</sup> /time | + 7-10°C         | 250 MW      |

#### **Utslipp fra nye anlegg**

Kjølevannsutslipp knyttet til utbygging av nye anlegg på Kårstø for behandling av gass fra Haltenbanken Sør er vist i tabell 9.16. Det vil ikke bli økte kjølevannsutslipp ved en eventuell oppgradering av eksisterende Statpipe-anlegg. Kjølevannsutslipp fra eventuelle CO<sub>2</sub>- fjernings- og deponeringsanlegg er vist i tabell 9.17.

**Tabell 9.16 Kjølevannsutslipp på Kårstø ved utbygging av et 6G ekstraksjons- eller duggpunktanlegg.**

| Utbyggingsløsning  | Kjølevannsmengde (m <sup>3</sup> /time) | Energifluks (MW) |
|--|---|------------------|
| 6G ekstraksjonsanlegg, elektrisk eller gassbasert driver | 1.600                                   | 29,9             |
| 6G duggpunktanlegg, elektrisk eller gassbasert driver    | 0                                       | 0                |

**Tabell 9.17 Kjølevannsutslipp på Kårstø ved utbygging av eventuelle CO<sub>2</sub>-fjernings- og deponeringsanlegg.**

| Utbyggingsløsning                       | Kjølevannsmengde (m <sup>3</sup> /time) | Energiflukt (MW) |
|---|---|------------------|
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard        | 3.100                                   | 31,8             |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard + HLBS | 4.800                                   | 49,6             |
| CO <sub>2</sub> -deponering             | 1.700                                   | 17,5             |

### Konsekvensvurdering

I perioden 1981-1997 er det gjennomført omfattende biologiske undersøkelser i resipienten utenfor anleggene på Kårstø. I tillegg ble det gjennomført en større undersøkelse av spredning, innlagring og utbredelse av kjølevann i resipienten i 1993-1994. Det er også gjennomført et større forskningsprosjekt der man har vurdert effekter av overtemperatur på representative flora- og faunabiotoper. Prosjektet har konkludert med at selv med en overtemperatur på 3 °C i resipienten, noe som ga både positiv og negativ virkning, var den totale samfunnsstruktur både på hard- og bløtbunn i liten grad påvirket.

I de tidligere undersøkelsene fra Kårstø er hovedkonklusjonene at resipienten utenfor Kårstø har store og hurtige naturlige forandringer i temperatur. Ingen effekt av betydning er påvist i økosystemet. Undersøkelsene utført i 1995/96 antydte at en mulig effekt på samfunnsstrukturen ikke kunne utelukkes for to målestasjoner. Undersøkelsene i 1997 viser imidlertid at de variasjonene som ble observert i 1995/96 skyldtes naturgitte svingninger i temperaturforhold. Areal (og volum) som er utsatt for overtemperatur er betydelig mindre enn det som er beregnet i forbindelse med tidligere konsekvensutredninger (+ 1 °C i avstand 180 meter fra utslippspunktet og + 0,7 °C i avstand 250 meter).

I forbindelse med bygging av behandlingsanlegg for Åsgard gass og mulig bygging av gasskraftverk er det utført beregninger av spredning og fortynning for et økt kjølevannsutslipp. Beregningene viser at området med konstant overtemperatur dekker et areal som er i størrelsesorden 0,003 km<sup>2</sup>. Basert på disse beregningene og på tidligere marine miljøundersøkelser i området, er det i løpet av 1998 gjennomført en vurdering av hvilke følger en økning av kjølevannsutslipp på Kårstø vil gi. Vurderingen er gjort for en økning i kjølevannsutslipp fra 18.000-27.000m<sup>3</sup>/time (dagens utslippsgrense, energiflukt på 291 MW) til 60.000-

100.000 m<sup>3</sup>/time (energiflukt på 1.140 MW), der kjølevann hentes inn fra 60-80 meter dyp i Hervikfjorden og blir sluppet ut i en ny ledning ca. 100 meter øst for dagens utslipp. Temperaturøkningen for kjølevannet er i beregningene satt til 10 °C.

Influensområdet for kjølevannet vil bare i liten grad bli utvidet som følge av en slik utslippsokning, og det konkluderes med at økte kjølevannsutslipp neppe vil medføre nevneverdige negative konsekvenser for det marine miljøet utenfor dagens influensområde. Innenfor influensområdet vil hyppigere tilfeller av vannmasser med overtemperatur kunne føre til forsterkning av de svake effekter som er indikert på hardbunn på grunt vann i nærsonen av utslippet i dag.

Med bakgrunn i resultatene fra aktuelle undersøkelser, er det liten grunn til å vente negative effekter på økosystemene i resipienten utenfor Kårstø som følge av økt kjølevannsmengde.

Spredningsberegninger og miljøvurderinger er basert på en økning i energiflukt på 850 MW. Dette dekker både utvidelser knyttet til Åsgard-utbyggingen og et eventuelt gasskraftverk (total energiflukt ca. 750 MW) og de utbyggingsløsninger som presenteres i foreliggende konsekvensutredning. Selv det utbyggingsalternativ som vil medføre størst økning i kjølevannsutslipp (6G ekstraksjonsanlegg, CO<sub>2</sub>-fjerning Åsgard + Haltenbanken Sør, samt et eventuelt CO<sub>2</sub>-deponeringsanlegg) vil samlet ha en energiflukt på under 100 MW. Konklusjonene fra de utførte spredningsstudier og miljøvurderinger vil således også dekke en slik utbygging. Basert på dette forventes ikke spesielle negative konsekvenser for naturmiljø som følge av en økt tilførsel av kjølevann i den størrelsesorden som kan være aktuell.

### Avbøtende tiltak

Det anses ikke behov for særskilte avbøtende tiltak i forbindelse med utbyggingen. Med nytt kjølevannsinntak vil behovet for klorering av kjølevannet falle bort, og fra 1999 vil kloreringen i eksisterende anlegg opphøre da disse også vil bli tilknyttet ny inntakstunell. Det vil ikke bli installert kloreringsanlegg på eventuelle nye anlegg.

En høy energiflukt i kjølevannet innebærer at mye energi som er dannet i prosessanleggene på Kårstø ikke blir fullstendig utnyttet. I regi av Tysvær kommune er det på Kårstø igangsatt et pilotprosjekt som skal unytte kjølevann som undervarme i jord for tidligproduksjon av grønnsaker. Kjølevannet hentes i dette tilfellet fra overtrykkskammeret tilknyttet kjølesystemet for trykkøkingskompressorene. Pilotprosjektet vil ha mindre betydning for

overtemperatur og energiflukt i den totale kjølevannsmengde, men erfaringene gjennom prosjektet vil evalueres med tanke på fremtidig bruk av energireservene i kjølevann fra Kårstø.

## 9.4 Støy

### Støy fra eksisterende og allerede omsøkte anlegg

Grenseverdiene for støynivå fra Kårstø anlegget i henhold til utslippstillatelsen fra SFT datert 13.01.92 med endringer senest 02.11.95 er gjengitt i tabell 9.18. Støykravene varierer gjennom døgnet, og de strengest støykravene er satt til støy ved nærmeste boligområde om natten. Dette kravet vil normalt være dimensjonerende for industribygg i døgkontinuerlig drift. Det høyeste støynivå skal ikke overstige ekvivalentverdier med mer enn 10 dB.

**Tabell 9.18 Grenseverdier for ekvivalent kontinuerlig støynivå (dBA) fra Kårstø-anlegget, gitt i utslippstillatelse fra SFT.**

| Hverdager<br>0600-1800 | Kveld 1800-2200<br>Søn- og helligdager<br>0600-1800 | Natt<br>2200-0600 |
|------------------------|---|-------------------|
| 50                     | 45  | 40-42             |

Det er for eksisterende Kårstø anlegg foretatt målinger i nabobebyggelsen i tidsrommet 1981-1991 og en oppfølgende måling etter Sleipnerutvidelsen høsten 1994. Resultatene fra målinger utført i 1994 er gjengitt i tabell 9.19. Disse viser både ekvivalent lydnivå A og det lydnivå A som er overskredet 95% av måletiden (L95). Det er tatt utgangspunkt i målingene for de tre antatt mest støyutsatte boliger nær industriområdet. Figur 9.4 viser hvor støymålingene på Kårstø er foretatt.

Etablering av Åsgard-anlegget vil medføre en økning av støynivået på Kårstø, mens etableringen av etananlegget ikke vil medføre noen økning i det samlede støynivå. Åsgard-anlegget vil bli plassert i østre ende av eksisterende prosessanlegg og hjelpeområde på Kårstø. Utbyggingen vil medføre at det kommer flere støykilder innen industriområdet. De viktigste nye støykildene vil være roterende maskineri (turbiner, vifter og pumper) samt strømningsrelatert støy fra ventiler og rør. Et hovedprinsipp for utvikling av støyskjermingen av Åsgard-anleggene har vært at immisjonsbidraget fra de nye anleggene skulle være tilnærmet lik null ettersom de eksisterende anleggene sender ut støy oppunder grenseverdien. Imidlertid må støytiltakene vurderes mot og ikke komme i konflikt med andre dimensjonerende hensyn som risiko- og sikkerhetsforhold, samt drifts- og vedlikeholdsvenn-



**Figur 9.4 Kart som viser hvor det er foretatt støymålinger på Kårstø.**

**Tabell 9.19 Målt ekvivalent lydnivå A i 1994 ved de nærmeste boliger til eksisterende Kårstø-anlegg.**

| Aktuelle boliger | Lydnivå i dB(A) | Lydnivå i dB(A) i 95% av tiden |
|------------------|-----------------|--------------------------------|
| Kleiva (nord)    | 41,7 +/- 0,7    | 36,6 +/- 0,6                   |
| Løvland          | 42,2 +/- 0,5    | 36,8 +/- 0,4                   |
| Bustø            | 38,2 +/- 1,1    | 34,0 +/- 1,2                   |

lighet av anleggene. For Åsgard-anlegget har det vært vanskelig å oppnå støyisolering av gassførende utstyr som rør, ventiler, pumper og kompressorer uten at dette fører til et uakseptabelt sikkerhetsnivå og vanskeliggjør drifts- og vedlikeholdsoppgaver. Med bakgrunn i dette er det i utslippssøknad fra Åsgard-anleggene søkt om tillatelse til å øke det totale støy immisjonsnivået fra 42 dBA til 45 dBA for Kårstø-anlegget.

En eventuell utbygging av et gasskraftverk på Kårstø vil også medføre etablering av en ny lyd-kilde i Kårstø-området. Støy vil komme fra de roterende maskinene i maskinhallen, samt fra inntaksanlegget for luft. Det har ikke vært foretatt detaljstudier når det gjelder støy fra gasskraftverket, men beregninger indikerer at støy fra kraftverket alene ikke vil overstige 40 dBA.

### Støy fra nye anlegg

#### Støy i driftstasen

Det er gjennomført støyberegninger knyttet til alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. Metodikk for støyberegningene er beskrevet i kapittel 3.4. Følgende alternative utbyggingsløs-

ninger har vært vurdert:

- 6G ekstraksjonsanlegg
- 6G duggpunktsanlegg
- Oppgradering av Statpipe-anlegget fra 22 MSm<sup>3</sup>/d til 28 MSm<sup>3</sup>/d
- CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg

Det er regnet med total lydeffekt fra et 6G ekstraksjonsanlegg på 110 dBA. Dette gjelder for et anlegg med gassbaserte drivere. Et anlegg med elektriske drivere gir et totalt lydnivå på 105 dBA, og vil gi liten eller ingen merkbar økning av lydnivået. Ved et anlegg med gassbaserte drivere kommer lydeffekt fra avgasskanalen i tillegg, noe som normalt vil være 113 dBA. Det er dette avgassutslippet som vil være avgjørende for lydnivået i nabobebyggelsen, da resten av anlegget vil ligge delvis skjermet bak det eksisterende anlegget. Det stilles et krav til lydeffekt fra eksosutslipp på maksimalt 109 dBA for at anlegget ikke skal bidra mer enn Åsgard-anlegget når det gjelder lydnivå i nabobebyggelsen. Tabell 9.20 viser den forventede støysituasjon ved utbygging av et 6 G ekstraksjonsanlegg med gassbaserte drivere.

For et 6G duggpunktsanlegg med gassbaserte drivere vil en få økt lydnivået med ca 0,5 dB til 43,7 dBA hos nærmeste nabo. Med elektrisk drift av kompressorene, og med disse innebygget i hus av tilsvarende standard som benyttet for Åsgard-anlegget, vil et 6G duggpunktsanlegg gi liten eller ingen merkbar økning av lydnivået.

En oppgradering av Statpipe-anlegget vil kun innebære mindre endringer av dagens prosessutstyr. Det er regnet med en lydeffekt på 93 dBA, som gir et ekvivalent lydtryknivå på 20 dBA ved Kleiva. Dette vil ikke føre til merkbar økning av det totale støynivået i immisjonspunktene. Hovedstøykildene fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg er et stort antall pumper, i tillegg til reinjeksjonskompressoren som forutsettes bygget inn i et hus. Beregnet total lydeffekt fra dette anlegget er 106 dBA, noe som gir et ekvivalent lydtryknivå på 29 dBA ved Kleiva. Det er i denne vurderingen tatt hensyn til at de største sjøvannspum-

pene ligger skjermet i forhold til immisjonspunktene. Det er både terrengskjerming og skjerming fra eksisterende anlegg.

Tabell 9.21 illustrerer støybidraget i forhold til det eksisterende anlegget. Vurderingen er foretatt med et delvis støydempet ekstraksjonsanlegg. Det viser at lydnivået i immisjonspunktet Kleiva blir 44,3 dBA uten tiltak på eksisterende anlegg. CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget vil gi en økning i lydnivå i immisjonspunktene på ca. 0,2 dB, noe som tilsier at CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget ikke har noen betydelig påvirkning på det totale lydnivået i nabobebyggelsen.

**Tabell 9.21 Lydnivåer ved Kleiva ved bygging av et 6G ekstraksjonsanlegg og et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg.**

| Anlegg                           | Lydnivåer (LA,eq dBA)<br>Uten ekstra demping av eksisterende anlegg |
|----------------------------------|---|
| Eksisterende                     | 42  |
| Åsgard                           | 37  |
| Ekstraksjonsanlegg               | 37  |
| CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg | 29  |
| Sum                              | 44,3  |
| SFTs krav                        | 40-42   |

#### Støy i utbyggingsfasen

I utbyggingsfasen vil det kunne bli noe bygge- og anleggstøy fra området, samt støy knyttet til transport av utstyr inn til anlegget. Beregninger viser at ekvivalent lydnivå ved nærmeste nabo, Kleiva 870 m, er 57 dBA (LA,eq) og 56 dBA (L<sub>max</sub>). Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle naturlige skjermingseffekter. Grenseverdier for anleggsstøy er oppgitt i kapittel 3.4.

#### Konsekvensvurdering

Total lydeffekt fra et 6G ekstraksjonsanlegg, som regnes som det mest støyende prosesseringsalternativet, vil medføre at eksisterende utslippsgrense for støy på Kårstø vil overskrides. Det er utslippet fra avgasskanalen som vil være avgjørende for lydnivået i nabobebyggelsen, da resten av anlegget vil ligge noe skjermet bak det eksisterende anlegget.

**Tabell 9.20 Lydnivå ved Kleiva etter utvidelse med 6G ekstraksjonsanlegg med gassbaserte drivere.**

| Anlegg             | Lydnivåer (LA,eq dBA) |  |   |
|--------------------|-----------------------|--|---|
|                    | Før utvidelse         | Alternativ 1: Uten ekstra demping på avgasskanalen | Alternativ 2: Med ekstra demping på avgasskanalen |
| Eksisterende       | 42                    | 42   | 42  |
| Åsgard             | 37                    | 37   | 37  |
| Ekstraksjonsanlegg |                       | 41   | 37  |
| Sum                | 43,2                  | 45,4   | 44,1  |
| SFTs krav          |                       | 40-42  |   |

Støyimmisjonskravet på Kårstø er i forbindelse med utslippssøknad for Åsgard-anlegget søkt hevet til 45 dBA. Til tross for dette må en allikevel vurdere demping av avgasskanalen dersom en ikke skal overstige også denne grenseverdien. Dersom en foretar en demping av avgasskanalen på et nytt 6G ekstraksjonsanlegg vil en også kunne installere et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget uten at et eventuelt fremtidig støykrav på 45 dBA overstiges.

For et 6G duggpunktsanlegg med gassbaserte drivere vil en få økt lydnivået med ca 0,5 dB til 43,7 dBA hos nærmeste nabo. Med elektrisk drift av kompressorene, og med disse innebygget i hus av tilsvarende standard som benyttet for Åsgard-anlegget, vil et 6G duggpunktsanlegg gi liten eller ingen merkbar økning av lydnivået. En oppgradering av Statpipe-anlegget vil ikke føre til merkbar økning av det totale lydtryknivået i immisjonspunktene.

CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget vil gi en økning i lydnivå i immisjonspunktene på ca. 0,2 dB, noe som tilsier at CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegget ikke har noen betydelig påvirkning på det totale lydnivået i nabobebyggelsen.

Beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ligger 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 ved nærmeste nabo fra anleggsmaskiner som arbeider med stein ligger 1 dB over gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten.

### **Avbøtende tiltak**

Det vil være aktuelt å foreta lyd demping på de nye anleggene tilsvarende den standard som foreligger på det eksisterende anlegget. Dette vil være tiltak som valg av design, teknologi og utstyr slik at økningen i støynivå minimaliseres. Det pågår et kontinuerlig arbeid på Kårstø med å vurdere mulighetene til å redusere støynivået. Støyisolerings tiltak må imidlertid ses i sammenheng med opprettholdelse av et akseptabelt sikkerhetsnivå og at tiltak ikke må vanskeliggjøre drifts- og vedlikeholdsoppgaver. For oppfølging av det reelle støynivået fra Kårstø-anleggene skal det monteres stasjonært utstyr for kontinuerlig måling av immisjonsstøy. Dersom disse målingene skulle vise at støynivået for nærmeste boligområde ligger over grenseverdiene, vil nødvendige tiltak bli avklart i samarbeid med myndighetene. Dersom det blir behov for tiltak, vil dette bli vurdert både i eksisterende anlegg og hos berørte naboer.

For anleggsarbeider, som kan gi støyimmisjon

med verdier opptil 1 dB over gitte grenseverdier om natten, vil mulige avbøtende tiltak vurderes nærmere. Det kan være aktuelt at anleggsarbeidene vesentlig utføres på dag- og kveldstid.

## **9.5 Avfallshåndtering**

### **Avfallshåndtering for eksisterende anlegg**

Driftsorganisasjonen på Kårstø har et veletablert system for avfallshåndtering som bygger på erfaringer fra utbyggingsperiode og drift, samt på en avfallsplan fra 1992. Det er senere laget en egen avfallsplan for Kårstø Utbyggingsprosjekt, og denne brukes pr. i dag som avfallsplan for Kårstø-anlegget. En er for tiden i ferd med å etablere miljøstasjoner på Kårstø, og pr. i dag kildesorteres papir/papp, matavfall, glass, trevirke, metall, spesialavfall og restavfall. Det er også under etablering kildesortering av plast, isopor, betong og asfaltavfall. Totalt ble det på Kårstø produsert 300 tonn oljeholdig avfall (vann) og 380 tonn annet spesialavfall i 1997. 98 tonn avfall ble resirkulert og 54 tonn glykol ble gjenbrukt, noe som gir en resirkuleringsgrad på 31%. Det avfall som ble deponert, totalt 750 tonn, bestod vesentlig av usortert restavfall.

### **Avfallshåndtering for nye anlegg**

Utbyggingsprosjektet vil utnytte erfaringene fra Kårstø 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 på Kårstø, slik at kildesortering av avfall er tilpasset mulighet for mottak og gjenvinning.

I driftsfasen vil virksomheten generere mindre mengder spesialavfall. Dette skyldes at gassen som skal behandles i Åsgard-anlegget kan inneholde små mengder kvikksølv som må fjernes for å ikke gi skader på prosessutstyr laget av aluminium. Mediet som benyttes for kvikksølvfjerning må skiftes hvert 5. år, og vil da håndteres i samsvar med det lovverk som gjelder for håndtering av spesialavfall. Mediet som skal skiftes ut vil være 35,5 tonn brukt offerkatalysator som inneholder inntil ca. 1,2 vektprosent kvikksølv, det vil si inntil 426 kg kvikksølv pr. utskifting. Utstyrsløsele- randøren av katalysatoren har en tilbakeleveringsavtale med et kanadisk firma, som er spesielt sertifisert for avhending av denne type avfall. Ved en eventuell oppgradering av Statpipe-anlegget for å ta i mot gass fra Haltenbanken Sør vil det ikke dannes slikt kvikksølvholdig spesialavfall, siden Statpipe-anlegget ikke har varmevekslere laget av aluminium.

Videre vil det også være behov for å skifte ut



brukt molsilmasse (tørkemasse). Molsilmassen består blant annet av aluminiumhydroksyd. Denne blir pr. i dag deponert på kommunal avfallsplass. Det har vært forsøkt å gjenvinne denne massen, men dette har foreløpig ikke vært mulig. Utskiftingsraten for molsilmasse ved bygging av et 6 G anlegg for prosessering av gass fra Haltenbanken Sør vil være ca. 47 tonn hvert femte år. Dersom Haltenbanken Sør-gass skal behandles i et oppgradert Statpipe-anlegg vil tørkeenheter tilpasses økte gassmengder, men dette vil imidlertid ikke gi økt utskiftingsrate for molsilmasse.

Det forventes ikke spesielle avfallsproblemer eller spesialavfall knyttet til et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg på Kårstø. Det vil imidlertid være nødvendig å tilsette amin, og behovet er estimert til inntil 15-20 tonn/år. Det vil ikke bli utslipp av amin ved normal drift. Et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil designes slik at eventuelleaminsøl i forbindelse med driftsproblemer eller vedlikehold skal kunne samles opp. Dette skal forhindre utilsiktede utslipp av aminer til grunn eller til sjø via dreneringssystemer.

Utskilt CO<sub>2</sub> fra et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil kunne håndteres enten ved deponering i Utsira-formasjonen, ved salg av CO<sub>2</sub> som produkt til næringsmiddelindustrien eller ved utslipp av CO<sub>2</sub> til luft på Kårstø. Maksimal årlig mengde CO<sub>2</sub> fra et fjerningsanlegg vil være 560.000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år. Dette tilsvarer 0,91 MSm<sup>3</sup>/d (millioner standard kubikkmeter) med en renhet på 99 mol% CO<sub>2</sub>. Beslutning om etablering av mulige anlegg for fjerning og eventuelt deponering av CO<sub>2</sub> på Kårstø vil vurderes i årene fremover. Vurderingene vil bli basert på hvilken situasjon Kårstø-anlegget befinner seg i med hensyn til CO<sub>2</sub>-innhold i gass fra ulike felt, samt på mulighetene som til enhver tid finnes for utblanding av gass fra ulike felt for overholdelse av salgsgassspesifikasjonene. Først når en beslutning om bygging foreligger vil det bli tatt endelig stilling til avhendingsmåte for utskilt CO<sub>2</sub>.

### **Konsekvensvurdering**

Det forventes ingen spesielle avfallsproblemer knyttet til bygging og drift av de ulike anlegg som kan være aktuelle på Kårstø. 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 et eventuelt utbyggingsprosjekt. 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 de etablerte 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.

## **9.6 Landskapsestetiske konsekvenser**

### **Innvirkning av eksisterende anlegg på landskapsestetikk**

Landskapet i Kårstø-området er karakterisert av et samspill mellom småskalavirkninger i trange fjorder og sund, og storskalavirkninger der fjordene vider seg ut og åpner for utsyn mot høye fjell i horisonten. Det eksisterende Kårstø-anlegget er plassert slik at det er et svært begrenset innsyn til anlegget fra nord og øst. Fra vest er det et visst innsyn fra enkelte partier på E 39 som passerer relativt nær anlegget. Anlegget er mest dominerende visuelt ved innsyn fra sør, men dette krever at man beveger seg i båt på Boknafjorden.

### **Landskapsestetiske konsekvenser av nye anlegg**

Prosessering av gass fra Haltenbanken Sør, sammen med eventuelle CO<sub>2</sub>-fjernings- og -deponeringsanlegg vil kreve installasjon av nytt utstyr på Kårstø-anlegget. Omfanget av nye prosessenheter vil være avhengig av utbyggingsløsning.

Ved bygging av en 6G prosessløsning vil det være behov for å installere følgende komponenter over 10 meter høyde: kvikksølvfjerningsanlegg (10 meter høyde), varmseparator (10 meter), kaldseparator (10 meter), etan refluksbeholder (10 meter), vaskekolonne (20 meter), etankolonne (35 meter), skorsteiner (à 30 meter) og et nytt kompressorhus (10 meter). Det kan også være behov for installere en ny fakkell med høyde ca. 50 meter.

Utstørsbehovet for CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil være knyttet til fire eller fem kolonner med 15-35 meter høyde, en tank på 15 meter høyde samt en del filtre, en varmeveksler og to tanker med høyde innenfor 10 meter. For et CO<sub>2</sub>-deponeringsanlegg vil de største utstyrenhetene være et tårn med

høyde 10 meter og et kompressorhus med høyde omtrent 10 meter.

Innplassering av de ulike anlegg er vist i figur 4.11.

Byggingen av nye prosessanlegg på Kårstø antas ikke å øke den visuelle eksponeringen i vesentlig grad. Nytt utstyr vil ikke skille seg vesentlig ut fra eksisterende med tanke på størrelse og farger, og vil også følge eksisterende byggeskikk. Fargene som er brukt er hovedsakelig grått for prosessutstyr. Ellers vil hus og beholdere være blå. Det benyttes ulike fargekoder på Kårstø, og de nye anleggene er ikke malt, men har sølvgrå isolasjon. Utstyr og rørføringer som er isolert har en utvendig kappe av blankt blikk. Fremtredende farger

(rød/oransje etc.) blir kun benyttet for mindre utstyr (brannvann og lignende). Det vil trolig være mest aktuelt å plassere en eventuell ny fakkell i nærheten av de to eksisterende prosessfaklene, mot sjøen. Totalt sett antas ikke de aktuelle endringer å representere en endring av betydning i den visuelle opplevelse av anlegget.

#### **Avbøtende tiltak**

Det vurderes ikke å være behov for spesifikke tiltak knyttet til landskapsmessige forhold som følge av byggingen av nye prosessanlegg, ut over at fargevalg vil søkes tilpasset eksisterende anlegg.



# 10 Konsekvenser for naturressurser, fiskeri og akvakultur

Ved ilandføring av gass fra Kvitebjørn og/eller Haltenbanken Sør til Kollsnes vil det være nødvendig å etablere nye landfall for rørledningene på Kollsnes. Konsekvensene av anleggsarbeid i forbindelse med etablering av landfall for naturressurser, fiskeri og akvakultur i Kollsnes-området er vurdert nedenfor.

## 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, brosme, 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 de planlagte tunnelutløpene, 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 sammenhengen 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 skytevirkningen. 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 skjermet bak holmer og skjær.

Etablering av nye 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. 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.



# 11 Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Kollsnes

## 11.1 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 ECU, ca. 3,6 millioner kroner, og alle bygge- og anleggskontrakter over 5 mill ECU, ca. 45 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.

I prosjektplanleggingen er prosjektet flerdelt, og igjen videre delt opp i leveransepakker, som etter hvert skal settes ut på internasjonalt anbud. Noe prosjekteringsarbeid er allerede utført. For utbyggingene legges det opp til å benytte en såkalt EPC-kontrakt, det vil si at det tas sikte på å velge en hovedentreprenør som får ansvar både for prosjektering og bygging.

## 11.2 Kostnader til utbygging og drift

Investeringsestimater pr. 01.10.98 for alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes er vist i tabell 11.1. For kombianlegget på Kollsnes har beregningen av samfunnsøkonomiske konsekvenser tatt utgangspunkt i oppstart for Haltenbanken Sør i 2003. Dette er i henhold til de planer som forelå da inngangsdata for analysen ble fastlagt. I ettertid er imidlertid planlagt oppstartsår for Haltenbanken endret til 2004.

**Tabell 11.1** Investeringsprofil pr. 01.10.98 for alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes, MNOK -98.

|                            | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | Sum  |
|----------------------------|------|------|------|------|------|
| 6G duggpunktsanlegg        | 315  | 840  | 630  | 315  | 2100 |
| 6G ekstraksjonsanlegg      | 3,90 | 1040 | 780  | 390  | 2600 |
| 9G kombianlegg ekstraksjon | 615  | 1640 | 1230 | 615  | 4100 |

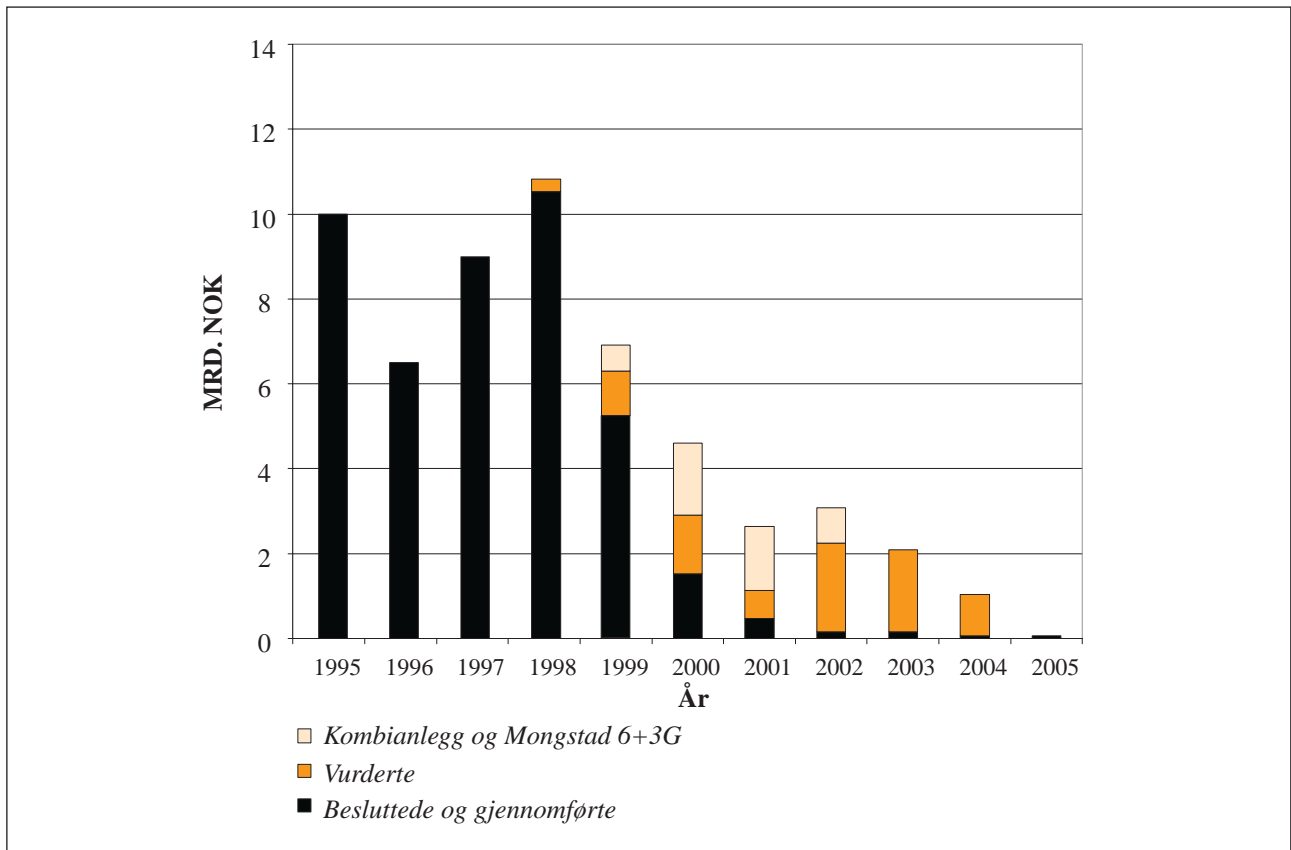
De årlige driftskostnadene pr. 01.10.98 er vist i tabell 11.2. Driftskostnadene varierer fra 104 MNOK til 210 MNOK, avhengig av valg av utbyggingsløsning. Kostnadene inkluderer energikostnader basert på elektrisk drift av kompressoranlegg. Det kan alternativt være aktuelt med gassturbin drift av kompressoranlegg, og det vil medføre økte investeringer og reduserte driftskostnader.

**Tabell 11.2** Driftskostnader pr. 01.10.98 for alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes, MNOK-98.

| MNOK -98                       | 6G duggpunktsanlegg | 6G ekstraksjonsanlegg | 9G kombianlegg ekstraksjon |
|--------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------|
| Årlige faste driftskostnader   | 50                  | 55                    | 65                         |
| Årlige forbruk elektrisk kraft | 54                  | 87                    | 145                        |
| Sum                            | 104                 | 142                   | 210                        |

Driftskostnadene vil påløpe fra 01.10.2002 ved utbygging for Kvitebjørn og trolig fra år 2005-07 ved utbygging for Haltenbanken Sør.

Eventuell ilandføring av Kvitebjørn gass vil kreve installasjon av en rørledning fra Kvitebjørnfeltet til Kollsnes. Likeledes vil ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes kreve installasjon av en avgreningsrørledning fra Åsgard transport til Kollsnes. Landfall for disse rørledningene vil inngå i et eventuelt utbyggingsprosjekt for Kollsnes utvidelser. For etablering av nye landfall er investeringskostnadene for Kvitebjørn-landfall pr. 01.10.98 beregnet til 470 millioner kroner-98, mens investeringskostnadene for Haltenbanken Sør-landfall pr. 01.10.98 er estimert til 370 millioner kroner-98. Ved eventuell bruk av eksisterende landfall for Kvitebjørn vil investeringskostnadene bli ca. 200 millioner kroner. Etablering av landfall på Kollsnes forventes å ha høy norsk andel. Samfunnsøkonomiske konsekvenser av eventuelle landfall er mer fullstendig behandlet i konsekvens-



**Figur 11.1 Anslag for investeringer i rør og landanlegg (petroleum).**

utredningen for Kvitebjørn felt og rørledning, samt i konsekvensutredningen for Haltenbanken Sør gasstransport.

### 11.3 Innvirkning på norsk økonomi

Det mest omfattende utbyggingsalternativet på Kollsnes vil være etablering av et 9G kombianlegg med tilhørende 6G Kvitebjørn og 3G Haltenbanken Sør utvidelse på Mongstad. Eventuelle investeringer for disse anleggene vil til sammen bli på 4.600 MNOK fordelt på utbyggingsperioden. I figur 11.1 er disse investeringene lagt inn sammen med anslag for samlede investeringer i rør og landanlegg (besluttete og under vurdering). Under utbygging er blant annet rørledningene Europipe II, Norfra, Åsgard Transport og landanlegget Åsgard Terminal på Kårstø.

Det er imidlertid flere prosjekter under planlegging som ikke er inkludert i "vurdert". Disse vil bidra til at nedgangen blir mindre enn vist i figur 11.1. Av figuren fremgår det at de samlede investeringer i rør og landanlegg ventes å synke betraktelig ettersom de pågående byggeprosjektene avsluttes. Eventuelle investeringer i kombianlegg på Kollsnes og NGL-fraksjonering på Mongstad vil i årene 2000-2002 kunne utgjøre en betydelig del av de ventede investeringer i rør og landanlegg. Disse investeringene kan komme i en peri-

ode da samlet investeringsnivå (rør og landanlegg) er forventet å synke til rundt 30% av dagens nivå. Investeringene på Kollsnes vil således bidra til å opprettholde investeringsnivået i rør og landanlegg. De vurderte investeringene på Kollsnes og Mongstad vil i 2001 utgjøre rundt 60% av anslag for øvrige investeringer i landanlegg og rør. I tillegg vil investeringer i landanlegg ha betydelig større konsekvenser for norsk industri enn rørprosjekter, da leveranser til rørprosjekter har en meget høy utenlandsk andel.

De reelle investeringer på Kollsnes/ Mongstad kan imidlertid bli betydelig lavere enn vist i figur 11.1. Ved bygging av duggpunktsanlegg eller ekstraksjonsanlegg vil totale investeringer, inkludert utvidelse på Mongstad, være henholdsvis 2.400 MNOK eller 3.100 MNOK.

De samlede årlige investeringene i petroleumsektoren vil utgjøre nesten 70 milliarder kroner i 1998 (kilde Statoil, sept-98). Disse forventes å synke til rundt 50 milliarder kroner rundt rundt arhundreskiftet. På lenger sikt vil investeringene i petroleumsvirksomheten trolig avta, selv om investeringene vil være betydelige også inn i neste århundre. Sett i forhold til de samlede investeringer i petroleumsvirksomheten bidrar landanleggene på Kollsnes og Mongstad med en beskjeden økning i årene fra 2000 til 2003.

Investeringene vil komme i en periode da de samlede investeringer i petroleumsvirksomheten forventes å synke betraktelig.

## 11.4 Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv

Investeringene i de planlagte landanleggsutvidelsene vil medføre betydelige leveranser og sysselsettingsvirkninger på nasjonalt og regionalt nivå. For å kunne beregne virkningene for næringslivet anslås forventet nasjonalt og regionalt innhold og andeler av vare- og tjenesteleveransene. De ulike komponentene som inngår i anleggene er vurdert med hensyn til hvor mulige leverandører er lokalisert. Vurderingene er gjort på grunnlag av erfaringer fra tidligere prosjekter av lignende art. Det er også lagt vekt på kunnskap om leverandører og rammeavtaler som anskaffelsesavdelingen i Statoil har.

### *Utstyrslleveranser*

Utstyrslleveransene omfatter prosessutstyr som kompressorer, pumper, separatorer, varmevekslere m.v. Det meste av dette vil bli produsert i utlandet selv om det finnes norske forhandlere. Den norske andelen vil trolig ikke overskride 15%. Det er liten sannsynlighet for at det oppnås regional leveranseandel av betydning.

### *Leveranser av bulk*

Bulk er standardkomponenter som i stor grad kjøpes inn fra grossister (bl.a. rør, ventiler, kabler, o.l.). Mye av dette kjøpes inn i henhold til langsiktige rammeavtaler. Kablene vil trolig være norske, mens rør og rørdeler, ventiler, m.v. vil komme fra utlandet. Norsk andel omfatter i hovedsak forhandlerens påslag på utenlandsk produserte komponenter og anslås til 10%. Flere forhandlere er lokalisert i Stavanger- og Bergensregionen, og det regnes derfor med en regional andel på 65% av nasjonale leveranser.

### *Fabrikasjon av moduler*

Norsk innhold i oppdrag innen fabrikasjon av moduler til landanleggene vil i stor grad avhenge av kapasitet og konkurranseevne. Det finnes flere norske verft som vil kunne utføre fabrikkasjonsarbeider, men det er fortiden begrenset kapasitet, og oppdrag kan derfor gå ut av landet. Dersom et norsk verksted får leveransen kan den norske andelen komme opp mot 80%, en del materiell som f.eks. stål kan komme fra utlandet. Dersom det høye presset i næringen fortsetter kan leveransekontraktene i sin helhet gå til utenlandske selskaper. Det er imidlertid ventet en nedgang i petroleumsrettede investeringer i den aktuelle perioden og dermed større kapasitet. Norsk andel anslås derfor til 80%, det ventes ingen regional andel.

### *Anleggsarbeider*

Anleggsarbeidene omfatter både bygg og anlegg samt oppkobling og mekaniske arbeider. Det meste av dette ventes å bli utført av norske selskaper med en betydelig regional andel. Norsk innhold anslås til 90% og den regionale andelen settes til 70% for lokalisering på Kårstø og 60% for lokalisering på Kollsnes. Det ventes noe høyere regional andel på Kårstø da potensielle leverandører er lokalisert i denne regionen.

### *Midlertidige anlegg*

På anleggsstedene vil det bli opprettet brakkebyer og installert annet midlertidig utstyr. Dette vil trolig komme fra norske leverandører (f.eks. Malthus eller Moelven). Norsk andel settes til 100%, og regional andel for Kårstø-alternativet på 50% (Malthus lokalisert i Sandnes). Det ventes ikke noen regional andel for anleggene på Kollsnes.

### *Transport av moduler*

Modulene må transporteres fra produksjonssted til Kollsnes, Mongstad eller Kårstø. Det finnes ingen norske rederier som kan transportere så store moduler, slik at oppdragene vil gå til utlandet.

### *Leverandørrepresentasjon*

Dette omfatter utstyrslleverandørenes oppfølging under installasjon og testing. En betydelig del av utstyret forventes å komme fra utenlandske leverandører. Den norske andelen anslås til rundt 15%, det vil si lik norsk andel som forventes for utstyrslleveransene. Det forventes ikke noen regional andel.

### *Byggeledelse, innkjøp og ingeniørtjenester (EPCS og studier)*

Byggeledelse, innkjøp og ingeniørtjenester har tradisjonelt blitt satt ut som totalkontrakter til internasjonale selskap innen prosjektering. Norske selskaper som bl.a. Aker og Kværner har imidlertid forsøkt å komme i posisjon. Norske selskaper kan også opptre som underleverandør til internasjonale selskaper. Norsk andel anslås derfor til 25%. Det forventes ikke noen regional andel.

### *Prosjektledelse*

Statoil vil ha ansvaret for prosjektledelse, med nær 100% norsk innhold. En betydelig del av prosjektledelsen vil foregå på de aktuelle utbyggingsstedene. Det forventes at nær halvparten av Statoils prosjektledelse vil midlertidig være bosatt nær anleggene. Den regionale andelen anslås til 50%.

### *Klargjøring og testing*

Klargjøring og testing av anleggene antas i hovedsak å bli utført av norske bedrifter. Norsk andel anslås til 90%, hvorav rundt 20% kan leveres fra regionen.



Anslagene for norske og regionale andeler er direkte inndata i beregninger av de nasjonale og regionale leveranse- og sysselsettingsvirkningene. Det understrekes imidlertid at det er relativt stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene og til anslagene for leveranseandeler

Samlet vil de planlagte utvidelsene kunne gi næringslivet nasjonalt og regionalt betydelige leveransekontrakter. Leveransene vil igjen medføre sysselsettingsvirkninger. Leveranse- og sysselsettingsvirkningene omtales i kapitlene som følger.

## 11.5 Nasjonale og regionale leveranser

### Utbyggingsfasen

Investeringene på Kollsnes varierer fra 2,1 milliarder kroner for duggpunktanlegget til 4,1 milliarder kroner for kombianlegget. Den norske andelen av investeringsleveransene til anleggsutvidelsene på Kollsnes er beregnet til i gjennomsnitt 57%. Regionale leveranser er beregnet til 40% (i gjennomsnitt for alternative anlegg) av de samlede norske leveransene, se tabell 11.3.

De nasjonale leveransene til anlegg på Kollsnes er for 6G duggpunktanlegget 1,2 milliarder kroner, for 6G ekstraksjonsanlegget 1,5 milliarder kroner og 2,3 milliarder kroner for kombianlegget, hvorav de regionale leveransene vil være fra 470 til 910 MNOK. Tabell 11.4 viser de nasjonale og regionale leveranser til landanleggene på Kollsnes.

### Driftsfasen

De faste driftskostnadene varierer fra 50 til 65 millioner NOK pr.år. Leveransene i driftsfasen vil i all hovedsak være norske. Rundt 70% av kostna-

dene i driftsfasen vil være kostnader forbundet med bruk av tjenester fra Statoils eksisterende driftsmiljø, samt innkjøp av materiell. Det meste av leveransene i driftsfasen forventes å komme fra regionalt næringsliv.

**Tabell 11.4 Nasjonale og regionale leveranser til landanlegg på Kollsnes, MNOK-98.**

| Alternativer               | Nasjonale leveranser | Regionale leveranser |
|----------------------------|----------------------|----------------------|
| 6G duggpunktanlegg         | 1200                 | 470                  |
| 6G ekstraksjonsanlegg      | 1470                 | 590                  |
| 9G kombianlegg ekstraksjon | 2280                 | 910                  |

## 11.6 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

På grunnlag av anslag for norsk andel for hver av komponentene som inngår i utbyggingsprosjektene er de nasjonale vare- og tjenesteleveranser beregnet. Disse gir igjen grunnlag for beregning av de nasjonale sysselsettingsvirkninger.

Figur 11.2 viser nasjonale produksjonsvirkninger for tre alternative landanleggsutvidelser på Kollsnes fordelt på næring.

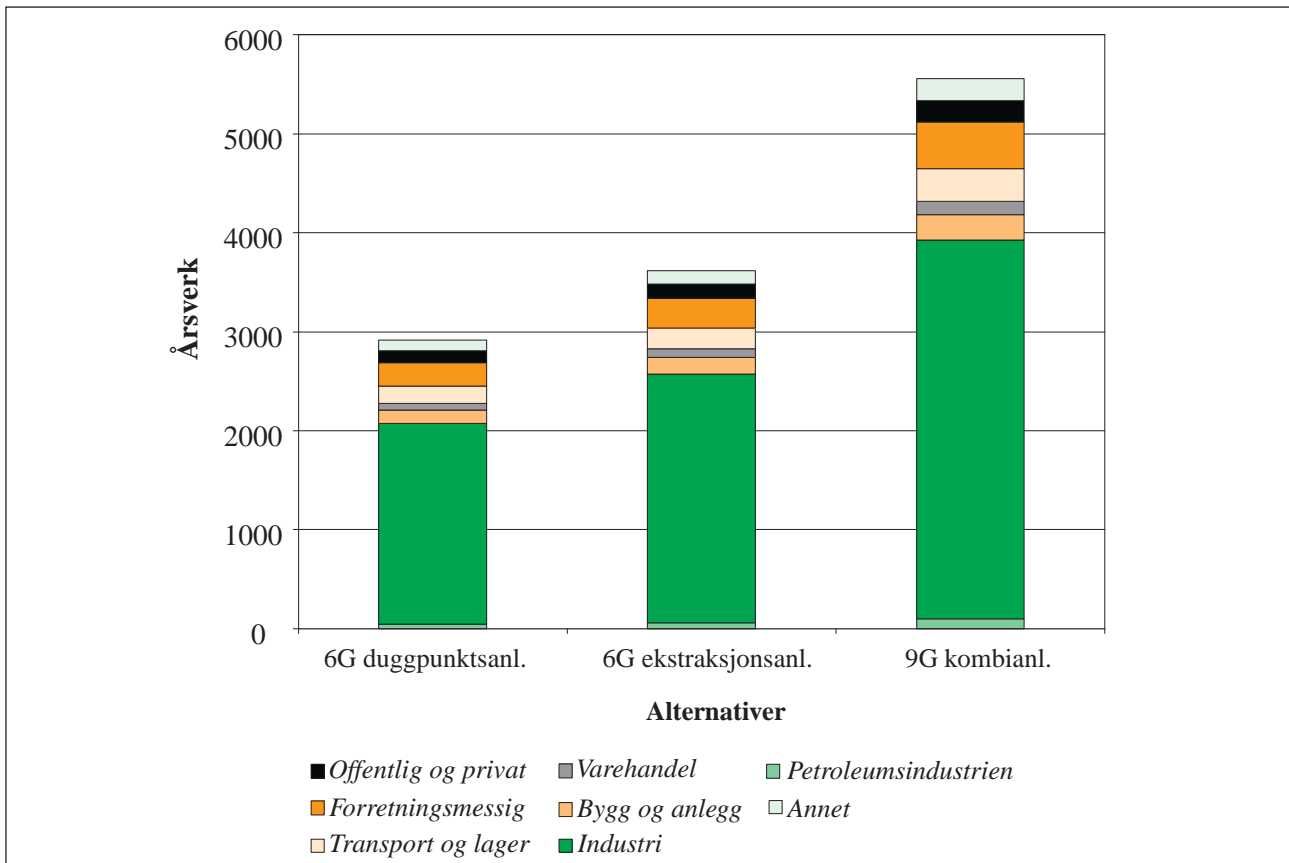
De samlede nasjonale produksjonsvirkninger som kommer som følge av direkte og indirekte leveranser til prosjektene, er beregnet til 2.900 årsverk for duggpunktanlegg, 3.600 årsverk for ekstraksjonsanlegg og 5.600 årsverk for kombianlegg.

De største produksjonsvirkningene på nasjonalt nivå ventes å komme i 2000 og 2001, se figur 11.3.

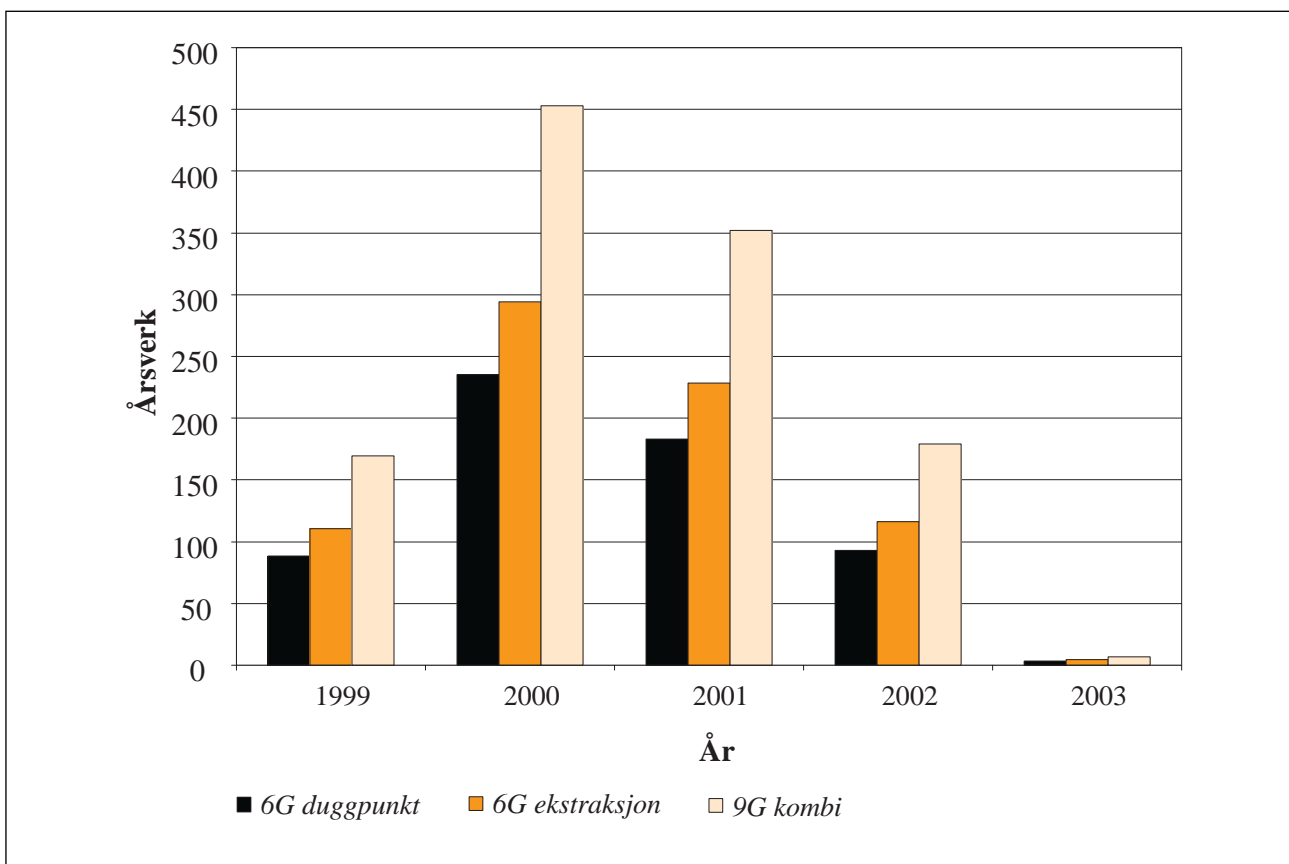
Virkningene vil i hovedsak komme innen industri som følge av fabrikkoppdrag og mekaniske

**Tabell 11.3 Kostnader, samt nasjonale og regionale leveranseandeler til et gassbehandlingsanlegg på Kollsnes, MNOK -98.**

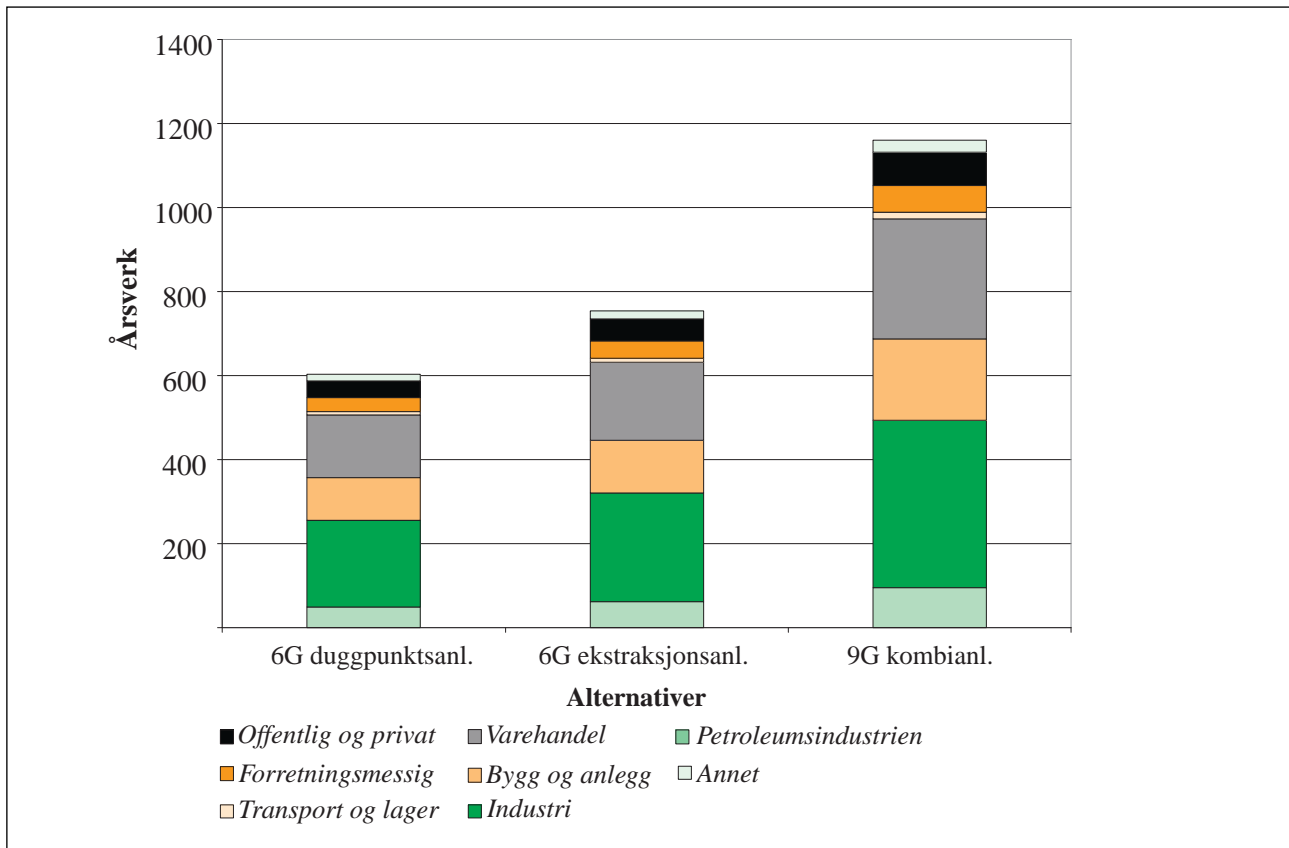
| Komponenter                   | Duggpunktanlegg | Ekstraksjonsanlegg | Kombianlegg ekstraksjon | Norsk andel % | Regional andel % |
|-------------------------------|-----------------|--------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Utstyr                        | 323             | 382                | 666                     | 15            | 0                |
| Bulk                          | 262             | 370                | 556                     | 10            | 65               |
| Fabrikasjon moduler           | 262             | 345                | 433                     | 80            | 0                |
| Anleggsarbeider               | 605             | 742                | 1 120                   | 90            | 60               |
| Midlertidige anlegg           | 97              | 115                | 200                     | 100           | 0                |
| Transport moduler             | 42              | 50                 | 87                      | 0             | 0                |
| Leverandørrepresentasjon      | 5               | 6                  | 11                      | 15            | 0                |
| EPCS og studier               | 271             | 320                | 558                     | 25            | 0                |
| Prosjektledelse og forsikring | 137             | 162                | 283                     | 100           | 50               |
| Reservedeler                  | 19              | 18                 | 27                      | 15            | 0                |
| Klargjøring og testing        | 77              | 91                 | 159                     | 90            | 20               |
| Total                         | 2 100           | 2 600              | 4 100                   | 57 %          | 40 %             |



**Figur 11.2** Nasjonale produksjonsvirkninger (ikke konsum) av alternative anlegg på Kollsnes. Årsverk fordelt på næring.



**Figur 11.3** Nasjonale produksjonsvirkninger fra utbygging av ulike anlegg på Kollsnes. Årsverk fordelt på år i utbyggingsperioden.



**Figur 11.4 Regionale sysselsettingsvirkninger (inklusive konsumvirkninger) for alternative utbyggingsløsninger på Kollsnes. Årsverk fordelt på næring.**

arbeider. Investeringene vil også kunne gi viktige leveranseoppdrag innen forretningsmessig tjenesteyting som følge av leveranser av tjenester innen byggeledelse, innkjøp og ingeniørtjenester. I tillegg kommer konsumvirkninger, som følge av høyere inntekt for husholdningene og private konsumenter, dels gjennom økt sysselsetting og dels gjennom høyere lønnsvekst. De samlede sysselsettingsvirkninger nasjonalt inkl. konsumvirkninger er beregnet til 3.900 årsverk for duggpunktsanlegg, 4.900 årsverk for ekstraksjonsanlegg og 7.500 årsverk for kombianlegg.

### 11.7 Regionale sysselsettingsvirkninger

De regionale vare- og tjenesteleveranser er grunnlag for beregning av de regionale sysselsettingsvirkninger. Figur 11.4 viser samlede regionale sysselsettingsvirkninger (produksjons- og konsumvirkninger) for de tre alternative landanlegg på Kollsnes fordelt på næring.

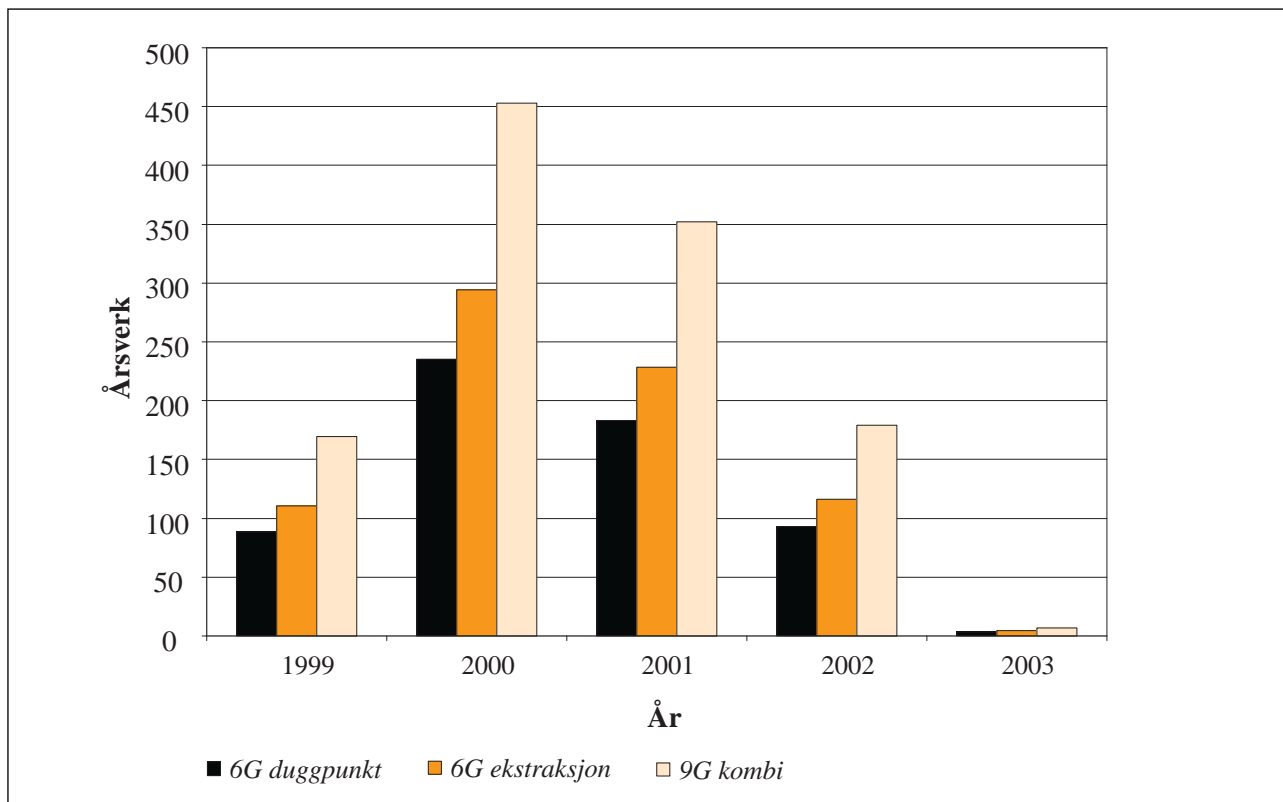
De samlede regionale sysselsettingsvirkningene er beregnet til 600 årsverk for duggpunktsanlegget, rundt 800 årsverk for ekstraksjonsanlegget og rundt 1.200 årsverk for kombianlegget. De største regionale sysselsettingsvirkningene vil kunne komme innen industri som følge av regionale leve-

ranser av mekaniske arbeider i anleggsperioden, installasjon og oppkopling. Leveranser av bulk som til en stor grad blir produsert i utlandet vil kunne gi grunnlag for økt sysselsetting innen varehandel i regionen.

De største regionale sysselsettingsvirkningene ventes å komme i 2000 og 2001, se figur 11.5.

### 11.8 Sysselsetting i driftsfasen

Utvidelsene på Kollsnes vil medføre sysselsettingsvirkninger også i driftsfasen. Sysselsettingsvirkningene vil i all hovedsak være regionale, og vil bestå av sysselsetting direkte i Statoils driftsorganisasjon, virkninger av vare- og tjenesteleveranser samt konsumvirkninger. Driftsfasen vil for alle anleggene kunne gi rundt 70-80 årsverk inklusiv alle direkte og indirekte virkninger (produksjon og konsumgenererte). De nye anleggene på Kollsnes vil kreve en direkte bemanningsøkning på 15-20 årsverk. Disse anslagene forutsetter full integrering med og utnyttelse av eksisterende infrastruktur. Det forventes imidlertid at senere effektiviserings- og samordnings tiltak kan medføre at den reelle bemanningsøkningen blir mindre enn dette.



**Figur 11.5 Regionale sysselsettingsvirkninger, inklusive konsumvirkninger ved utbygging av alternative anlegg på Kollsnes. Årsverk fordelt pr år i utbyggingsperioden.**

## 11.9 Eiendomsskatt til Øygarden kommune

Landanleggsutvidelsene på Kollsnes vil medføre økte kommunale inntekter gjennom eiendomsskatt. Eiendomsskatten blir beregnet på grunnlag av investeringskostnadene for prosjektet. Skattetaksten vil bli bestemt av egen nemd og den vil være fra 60-75% av investeringene.

Zimmer-utvalget (NOU 1996:20) anbefaler at den maksimale eiendomsskattesatsen reduseres fra 0,7% til 0,3%. Tabell 11.5 viser derfor beregning av eiendomsskatt utfra dagens sats på 0,7% og den anbefalte satsen på 0,3% fra Zimmer-utvalget.

**Tabell 11.5 Eiendomsskatt til Øygarden kommune**

| Anlegg                 | Kostnad mrd.kr | 60% skatte-takst | 0,7% pr. år      |                  |
|------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|
|                        |                |                  | 0,7% pr. år MNOK | 0,3% pr. år MNOK |
| 6G duggpunkts-anlegg   | 2,1            | 1,26             | 8,8              | 3,8              |
| 6G ekstraksjons-anlegg | 2,6            | 1,56             | 10,9             | 4,7              |
| 9G kombianlegg         | 4,1            | 2,46             | 17,2             | 7,4              |

Avhengig av utbyggingsløsning kan investeringer på Kollsnes medføre fra 8 til 17 MNOK i økt eiendomsskatt til Øygarden kommune, forutsatt gjeldende regler for utregning av eiendomsskatt.

## 11.10 Sosiale og helsemessige konsekvenser

### Bemanning i anleggsperioden

Bemanning i anleggsperioden for utvidelsene på Kollsnes er vist i tabell 11.6. Det forventes ikke at bemanningsøkningen det her er snakk om vil gi spesielle konsekvenser for lokalmiljøet på Kollsnes, hverken 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 11.6. Bemanning under anleggsperioden for utbygginger på Kollsnes.**

| Anlegg               | År   |      |      |      |      |      |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|
|                      | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| Totalt Kollsnes      | 5    | 400  | 600  | 300  |      |      |
| -Landfall, Kollsnes  | 5    | 50   | 130  |      |      |      |
| -Landanlegg Kollsnes |      | 350  | 470  | 300  |      |      |

### Helsemessige konsekvenser

Eventuelle konsekvenser av betydning for helsemessige forhold vil være knyttet til økninger i utslippene til luft, samt til støymessige forhold.

NLUs beregninger av NO<sub>x</sub> konsentrasjon i luft ved utbygging av nye anlegg er omtalt i kapittel 7.1.

Resultatene fra beregningene viser at timesmiddel konsentrasjon av  $\text{NO}_x$  vil være maksimalt  $47 \mu\text{g}/\text{m}^3$  som er under halvparten av gjeldende luftkvalitetskriterium fra SFT. Bakgrunnsverdier, hovedsakelig fra veitrafikk ved vind fra befolket område fra øst, har gitt timemiddelkonsentrasjon av  $\text{NO}_2$  på  $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$  og over, opptil  $69,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , 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.

Den totale økningen i årsmiddelkonsentrasjonen av  $\text{NO}_x$  forårsaket av gassanlegget, et eventuelt gasskraftverk og et 9 G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrif er beregnet til maksimalt å bidra med årsmiddelkonsentrasjoner på inntil  $2,0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Den totale middelkonsentrasjonen for ett år, medregnet bakgrunnskonsentrasjonen, vil da forventes å bli ca.  $6,4-8,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , ved utbygging av et 9 G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrif. Dette er betydelig lavere enn SFTs grenseverdier på  $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , og vurderes således ikke medføre helsemessige konsekvenser.

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. Beregningene viser at et eventuelt gasskraftverket og et 9 G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrif vil 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.

#### *Støy*

Beregnet maksimalt ekvivalent lydnivå i driftsfasen etter utvidelse av gassanlegget, selv ved utbygging av det mest støyende alternativet, et 9 G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrif, vil ligge omlag 4 dB under SFT sitt krav til ekvivalent lydnivå ved bolig om natten. Støy i driftsfasen vurderes således ikke å medføre spesielle helsemessige konsekvenser.

I anleggsfasen vil beregnet ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ligge 6-11 dB under SFTs grenseverdier, og er dermed vurdert som helsemessig akseptabelt. Maksimalt lydnivå vil ved nærmeste nabo overskride gjeldende grenseverdier for anleggsarbeid om natten. Det vurderes bruk av mer støysvakt utstyr, se kapittel 6.x, slik at støynivå fra eventuelt anleggsarbeid om natten vil ligge innenfor eksisterende grenseverdier.

# 12 Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Mongstad

## 12.1 Statoils kontraktsfilosofi

Statoils kontraktsfilosofi er presentert i kapittel 11.1.

## 12.2 Kostnader til utbygging og drift

Investeringskostnader pr. 01.10.98 for alternative utvidelser på Mongstad er vist i tabell 12.1. Dersom det blir besluttet å bygge duggpunktsanlegg på Kollsnes blir de reelle kostnadene på Mongstad betydelig lavere. For utvidelser på Mongstad i forbindelse med ilandføring av Haltenbanken Sør til Kollsnes har beregningene av samfunnsøkonomiske konsekvenser tatt utgangspunkt i oppstart for Haltenbanken Sør i 2003. Dette er i henhold til de planer som forelå da inngangsdata for analysen ble fastlagt. I ettertid er imidlertid planlagt oppstartsår for Haltenbanken Sør endret til 2004.

De årlige driftskostnadene pr. 01.11.98 er vist i tabell 12.2. Driftskostnadene vil variere fra 14

**Tabell 12.1 Investeringsprofil pr. 01.10.98 for alternative anlegg på Mongstad, MNOK -98**

| Alternativer på Mongstad        | 2000 | 2001 | 2002 | Sum |
|---------------------------------|------|------|------|-----|
| 6G Kvitebjørn utvidelse         | 30   | 152  | 122  | 304 |
| 6G HLBS utvidelse               | 49   | 243  | 194  | 486 |
| 6G Kvitebjørn+3G HLBS utvidelse | 54   | 272  | 218  | 544 |
| 6G+6G                           | 76   | 379  | 303  | 757 |

**Tabell 12.2 Årlige driftskostnader pr. 01.11.98 for alternative utbyggingsløsninger på Mongstad. Kostnadene består av faste driftskostnader og el-kraftkostnader**

| MNOK -98 | 6G Kvitebjørn | 6G HLBS | 6G Kvitebjørn+3G HLBS | 6G+6G |
|----------|---------------|---------|-----------------------|-------|
| Sum      | 14            | 16      | 18                    | 22    |

**Tabell 12.3 Kostnader, samt nasjonale og regionale leveranseandeler for alternative utbyggingsløsninger på Mongstad, MNOK-98**

| Komponenter                   | 6G KVB | 6G HLBS | 6G KVB+3G HLBS | 6G+6G | Norsk andel % | Regional andel % |
|-------------------------------|--------|---------|----------------|-------|---------------|------------------|
| Utstyr                        | 65     | 108     | 121            | 168   | 15            | 0                |
| Bulk                          | 27     | 52      | 58             | 80    | 10            | 65               |
| Konstruksjon og installasjon  | 88     | 139     | 156            | 217   | 90            | 60               |
| Stilas                        | 4      | 6       | 7              | 10    | 100           | 70               |
| Engineering                   | 62     | 88      | 99             | 138   | 25            | 0                |
| Prosjektledelse og forsikring | 58     | 93      | 104            | 144   | 100           | 50               |
| Total                         | 304    | 486     | 544            | 757   | 52            | 60               |

MNOK til 22 MNOK avhengig av hvilket alternativ som velges. Kostnadene inkluderer forbruk av elektrisk kraft, og vil påløpe fra 01.10.2002 for Kvitebjørn og trolig fra år 2005-07 for Haltenbanken Sør.

## 12.3 Innvirkning på norsk økonomi

Analyse av utbyggingens innvirkning på investeringer innen norsk petroleumsssektor er oppsummert i kapittel 11.3.

## 12.4 Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv

Forutsetningene for beregningene av nasjonale og regionale leveranser av varer og tjenester er beskrevet i kapittel 11.4.

## 12.5 Nasjonale og regionale leveranser

### Utbyggingsfasen

Den norske andelen av investeringsleveransene til alternative utvidelser på Mongstad kan komme opp mot 52%. Regionale leveranser vil i gjennomsnitt, kunne komme opp mot 60% av de samlede norske leveransene. I tabell 12.3 det vist investeringer samt nasjonale og regionale andeler for alternative utvidelser av NGL-anlegg på Mongstad.

Utvidelse av Vestprosess på Mongstad kan medføre norske leveranser i utbyggingsfasen på 170-410 MNOK avhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges. De regionale leveransene vil kunne bli på 80-270 MNOK. Tabell 12.4 viser nasjonale og regionale leveranser for alternative utbygginger på Mongstad.

**Tabell 12.4 Nasjonale og regionale leveranser til alternative utbyggingsløsninger på Mongstad, MNOK-98**

| Alternativer          | Nasjonale leveranser | Regionale leveranser |
|-----------------------|----------------------|----------------------|
| 6G Kvitebjørn         | 170                  | 80                   |
| 6G HLBS               | 260                  | 170                  |
| 6G Kvitebjørn+3G HLBS | 300                  | 190                  |
| 6G +6G                | 410                  | 270                  |

### Driftsfasen

De faste årlige driftskostnadene vil variere fra 8,4 til 9,4 MNOK avhengig av utbyggingsløsning. Leveransene i driftsfasen vil i all hovedsak være norske. Rundt 40% av kostnadene i driftsfasen vil være kostnader forbundet med bruk av tjenester fra Statoils driftsmiljø, samt innkjøp av materiell. Det meste av leveransene i driftsfasen forventes å komme fra regionalt næringsliv. De øvrige driftskostnadene vil være knyttet til forbruk av elektrisk kraft.

## 12.6 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

De samlede nasjonale produksjonsvirkninger som kommer som følge av direkte og indirekte leve-

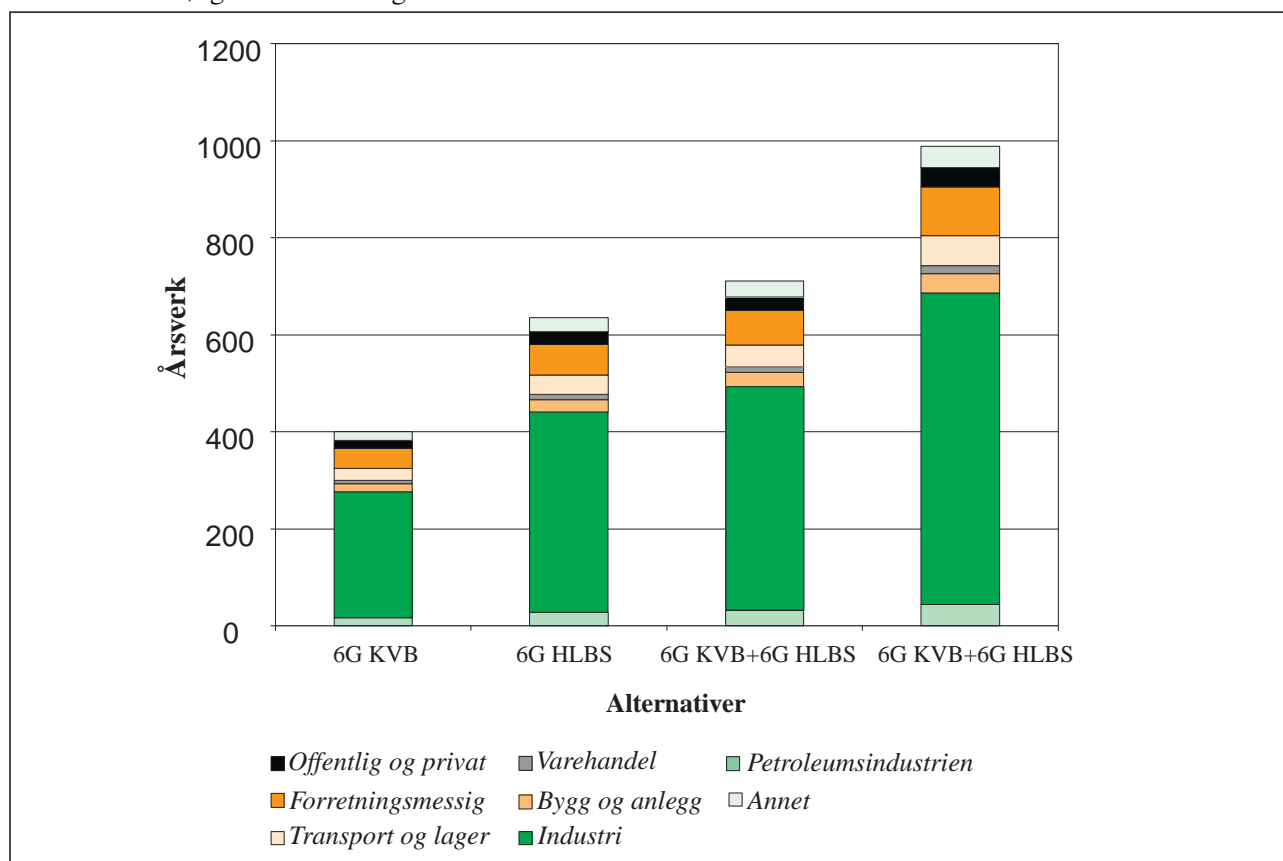
ranser til prosjektene er beregnet til rundt 400 årsverk for 6G Kvitebjørn, 630 årsverk for 6G Haltenbanken Sør, 710 årsverk for 6G Kvitebjørn og 3G Haltenbanken Sør og 990 årsverk for 6G Kvitebjørn og 6G Haltenbanken Sør. De største produksjonsvirkningene av landanleggsutvidelsene på Mongstad ventes å komme innen industri som følge av fabrikkasjonsoppdrag og mekaniske arbeider. Se figur 12.1.

Produksjonsvirkningene vil i hovedsak komme i 2001 og 2002 som det fremgår av figur 12.2.

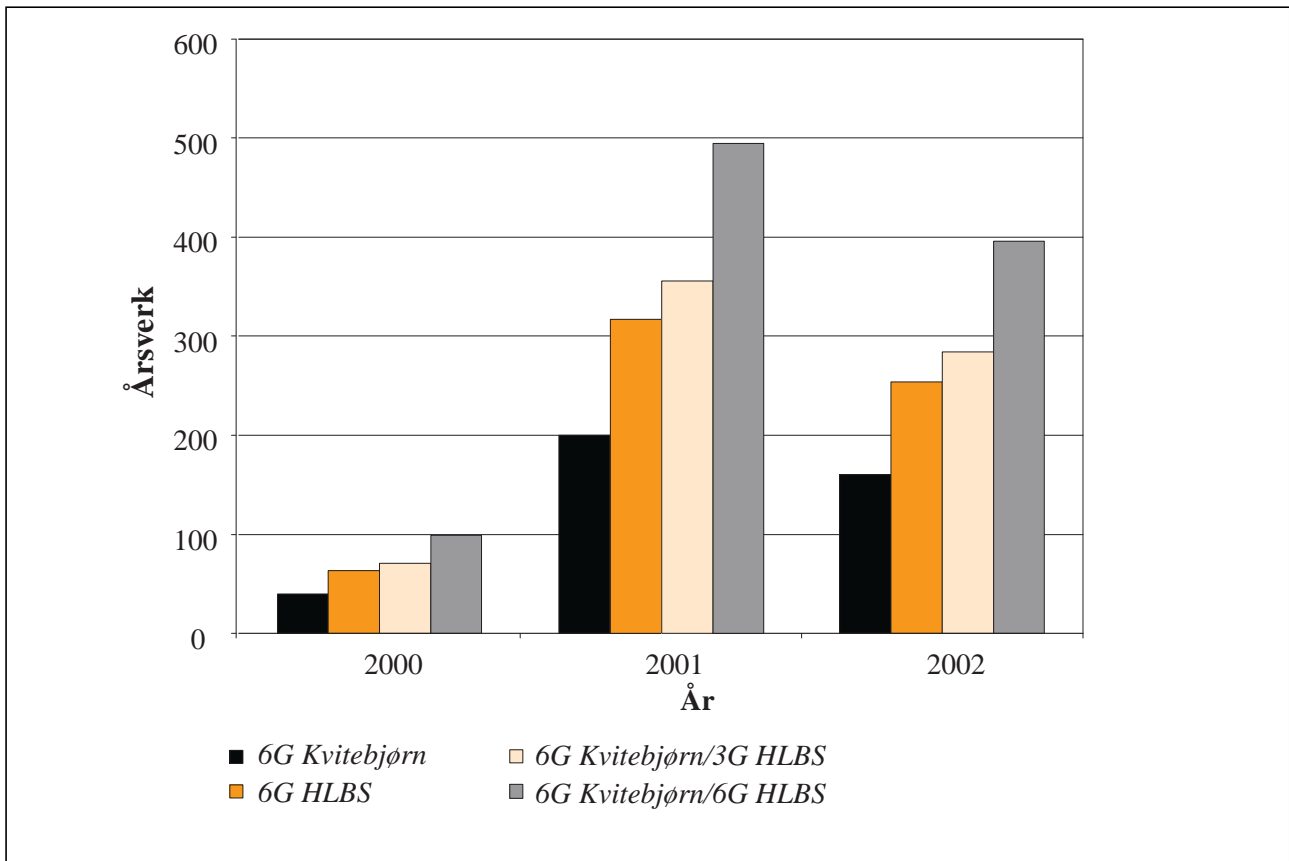
De samlede sysselsettingsvirkninger nasjonalt inkl. konsumvirkninger er beregnet til 540 årsverk for 6G Kvitebjørn, 860 årsverk for 6G Haltenbanken Sør, 960 årsverk for 6G Kvitebjørn og 3G Haltenbanken Sør og 1.340 årsverk for 6G Kvitebjørn og 6G Haltenbanken Sør.

## 12.7 Regionale sysselsettingsvirkninger

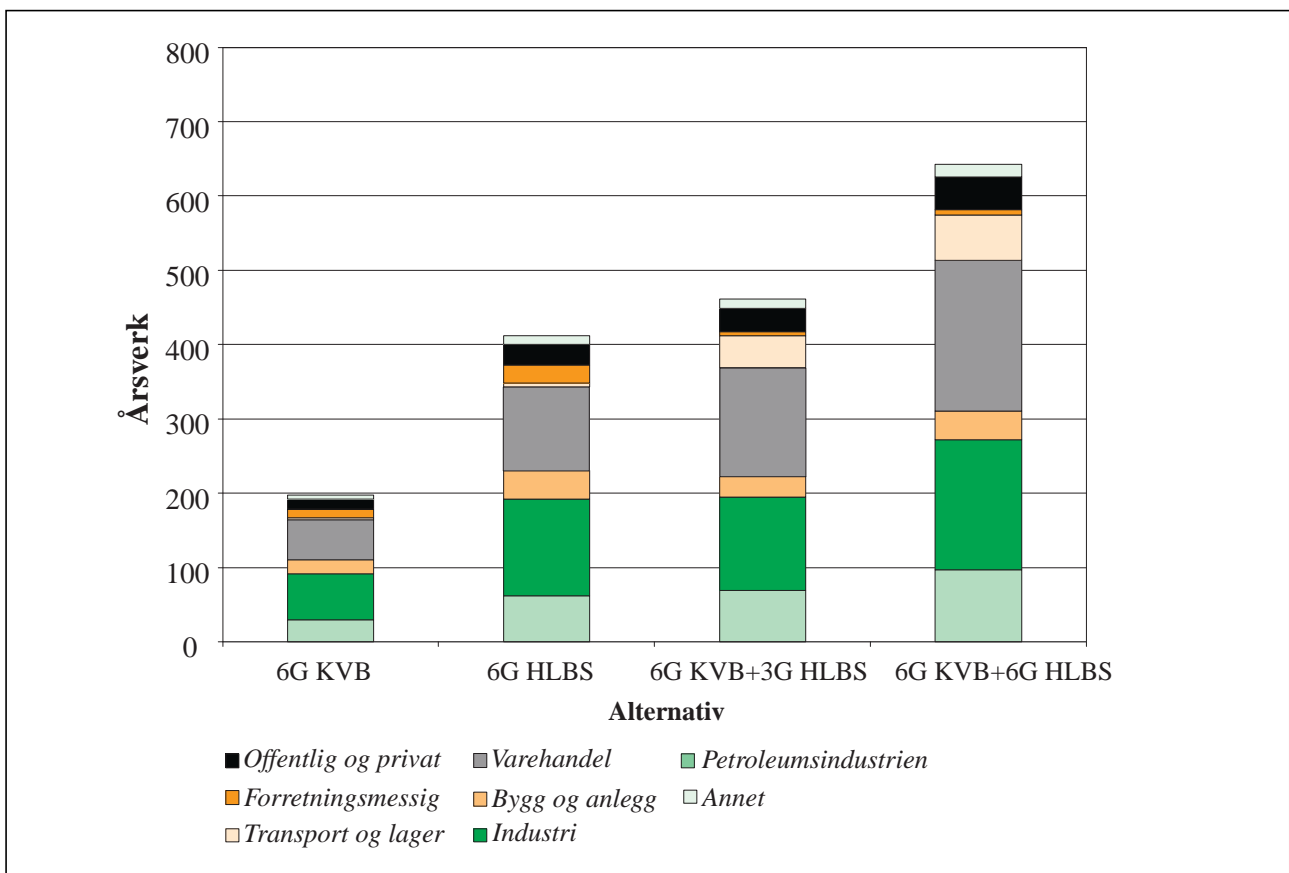
De samlede regionale sysselsettingsvirkningene inkludert konsumvirkninger er beregnet til 200 årsverk for 6G Kvitebjørn, rundt 410 årsverk for 6G Haltenbanken Sør, rundt 460 årsverk for 6G Kvitebjørn og 3G Haltenbanken Sør og rundt 640 årsverk for 6G Kvitebjørn og 6G Haltenbanken Sør.



**Figur 12.1 Nasjonale produksjonsvirkninger (ikke konsum) for alternative utbyggingsløsninger på Mongstad. Årsverk fordelt på næring.**

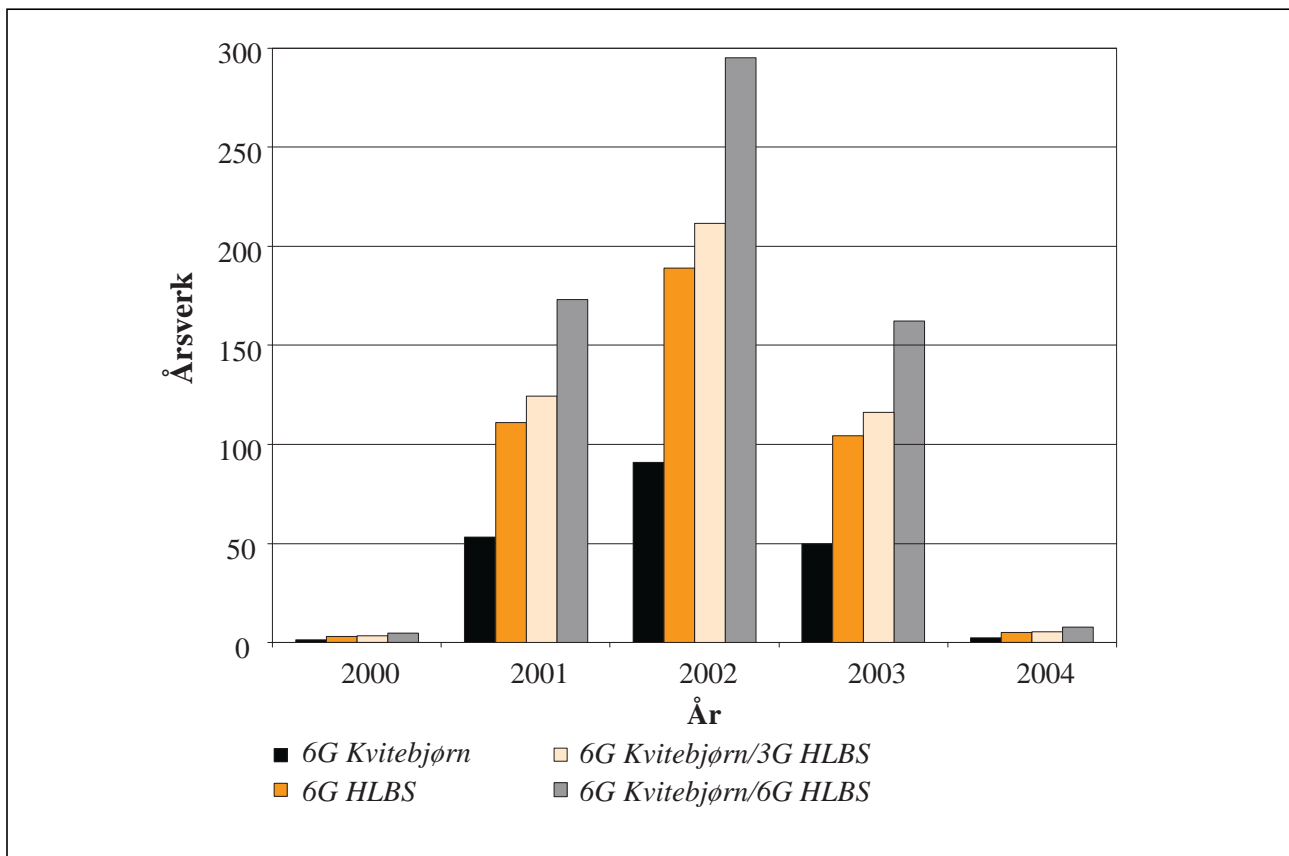


**Figur 12.2** Nasjonale produksjonsvirkninger for ulike utbyggingsløsninger på Mongstad. Årsverk fordelt på år i utbyggingsperioden.



**Figur 12.3** Regionale sysselsetningsvirkninger (inkludert konsum) for alternative utbyggingsløsninger på Mongstad. Årsverk fordelt på næring.





**Figur 12.4 Regionale sysselsettingsvirkninger (inkludert konsum) for alternative utbyggingsløsninger på Mongstad. Årsverk fordelt på år i utbyggingsperioden.**

De største regionale sysselsettingsvirkningene vil kunne komme innen industri som følge av regionale leveranser av mekaniske arbeidere i anleggsperioden, installasjon og oppkobling. Leveranser av bulk som til en stor grad blir produsert i utlandet vil kunne gi grunnlag for økt sysselsetting innen varehandel i regionen. Regionale sysselsettingsvirkninger for alternative utvidelser på Mongstad er vist i figur 12.3.

De største regionale sysselsettingsvirkningene ventes for alle alternative landanleggsutvidelsene å komme i 2002 slik som det fremgår i figur 12.4.

## 12.8 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen vil i all hovedsak være regionale, og vil bestå av sysselsetting direkte i Statoils driftsorganisasjon, virkninger av vare og tjenesteleveranser samt konsumvirkninger. Driftsfasen vil for alle alternativene kunne gi rundt 15 årsverk årlig inklusiv direkte og indirekte virkninger (produksjon og konsumgenerte). Antall årsverk som her er oppgitt er basert på foreløpige estimater. I den videre prosjektutviklingen kan anslagene bli redusert. Den direkte driftsbemanningen på Mongstad som følge av utbyggingen antas å kunne dekkes inn av eksisterende bemanning på raffineriet.

## 12.9 Eiendomsskatt til Lindås og Austrheim kommuner

Landanleggsutvidelsene på Mongstad vil medføre økte kommunale inntekter gjennom eiendomsskatt. Eiendomsskatten blir beregnet på grunnlag av investeringskostnadene for prosjektet.

Kommunegrensen mellom Lindås og Austrheim går inne på industriområdet på Mongstad, derfor vil fordelingen mellom de to kommunene være avhengig av hvor på området anleggene plasseres. Tabell 12.5 viser eiendomsskatt for utvidelsene på Mongstad. Dersom Zimmer-utvalgets anbefaling tas til følge kan eiendomsskatten bli redusert til 0,3% av skattetakst.

**Tabell 12.5 Eiendomsskatt til Austrheim og Lindås kommune.**

| Anlegg                | Kostnad mrd.kr | 60% skattetakst | 0,7% pr. år MNOK | 0,3% pr. år MNOK |
|-----------------------|----------------|-----------------|------------------|------------------|
| 6G Kvitebjørn         | 0,304          | 182             | 1,3              | 0,5              |
| 6G HLBS               | 0,486          | 292             | 2,0              | 0,9              |
| 6G Kvitebjørn+3G HLBS | 0,544          | 326             | 2,3              | 1,0              |
| 6G+6G                 | 0,757          | 454             | 3,2              | 1,4              |

Avhengig av utbyggingsløsning kan investeringer på Mongstad medføre fra 1,3 til 3,2 MNOK i økt

eiendomsskatt til Lindås/ Austrheim kommune, forutsatt gjeldende regler for utregning av eiendomsskatt.

## 12.10 Sosiale og helsemessige konsekvenser

### Bemanning i anleggsperioden

Bemanning i anleggsperioden for utvidelsene på Mongstad er vist i tabell 12.6. Det forventes ikke at den bemanningsøkningen det her er snakk om vil gi spesielle konsekvenser for lokalmiljøet på Mongstad, hverken for befolkning, arbeidsmarked eller boligbehov. Nødvendig behov for midlertidige boliger i anleggsperioden forventes å dekkes av anleggsleiren på Mongstad, eventuelt ved utvidelse av denne.

**Tabell 12.6 Bemanning under anleggsperioden ved utvidelse av Vestprosess-anlegget på Mongstad.**

|                                   | År   |      |      |      |      |      |
|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|
|                                   | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| Utvidelse av Vestprosess-anlegget |      | 50   | 100  | 40   |      |      |

### Helsemessige konsekvenser

Utvidelsen av anleggene på Mongstad vil ikke gi noen økning av utslippene til luft.

Når det gjelder støynivå i områdene rundt Mongstad, vil utvidelse av Vestprosess-anlegget gi et økt bidrag på 0,1 dB til ekvivalent lydnivå hos nærmeste nabo. Dette er et støynivå som knapt vil være merkbart, og som således ikke vil ha helsemessige konsekvenser. Ekvivalent lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo vil ligge 3-8 dB under gitte grenseverdier, og vil således ikke medføre helsemessige konsekvenser. Beregnet maksimalt lydnivå ved nærmeste nabo fra anleggsmaskiner som arbeider med stein ligger 1 dB under gitte grenseverdier til maksimalt lydnivå ved anleggsarbeid om natten, og vil altså heller ikke gi spesielle helsemessige konsekvenser.



# 13 Samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift, Kårstø

## 13.1 Statoils kontraktsfilosofi

Statoils kontraktsfilosofi er presentert i kapittel 11.1.

## 13.2 Kostnader til utbygging og drift

Investeringskostnader pr. 01.10.98 for alternative utbyggingsløsninger på Kårstø er vist i tabell 13.1. I tabell 13.2 er investeringskostnader pr. 01.10.98 for eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub> oppgitt. For utbyggingen av Kårstø har beregningene av samfunnsøkonomiske konsekvenser tatt utgangspunkt i oppstart for Haltenbanken Sør i 2003. Dette er i henhold til de planer som forelå da inngangsdata for analysen ble fastlagt. I ettertid er imidlertid planlagt oppstartsår for Haltenbanken Sør endret til 2004.

Tabell 13.3 viser årlige driftskostnader pr. 01.10.98 fordelt på faste kostnader og energikostnader. Energifkostnadene baseres på gassturbindrift. Med eventuelt elektrisk drift av kompressoranleggene vil energikostnadene være vesentlig høyere.

Driftskostnadene vil påløpe fra 01.10.2004 for Statpipe oppgradering og trolig fra år 2005-07 for de øvrige anleggene.

## 13.3 Innvirkning på norsk økonomi

Det mest omfattende utbyggingsalternativet på Kårstø vil være etablering av ekstraksjonsanlegg og et CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. Eventuelle investeringer for disse anleggene vil til sammen komme på rundt 4,2 milliarder NOK fordelt på utbyggingsperioden. I figur 13.1 er disse investeringene lagt inn sammen med anslag for samlede investeringer i rør og landanlegg (besluttede og under vurdering).

Av figuren fremgår det at de samlede investeringer i rør og landanlegg (petroleum) ventes å synke betraktelig ettersom de pågående byggeprosjektene avsluttes.

Det er imidlertid flere prosjekter under planlegging som ikke er inkludert i "vurderte". Disse vil

**Tabell 13.1 Investeringsprofil pr. 01.10.98 for alternative utbyggingsløsninger på Kårstø, MNOK-98**

| Alternativer på Kårstø | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | Sum  |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| 6G duggpunktsanlegg    | 0    | 0    | 300  | 800  | 600  | 300  | 2000 |
| 6G ekstraksjonsanlegg  | 0    | 0    | 420  | 1120 | 840  | 420  | 2800 |
| Statpipe oppgradering  | 66   | 176  | 132  | 66   | 0    | 0    | 440  |

**Tabell 13.2 Investeringsprofil pr. 01.10.98 for eventuelle anlegg for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub>, MNOK-98**

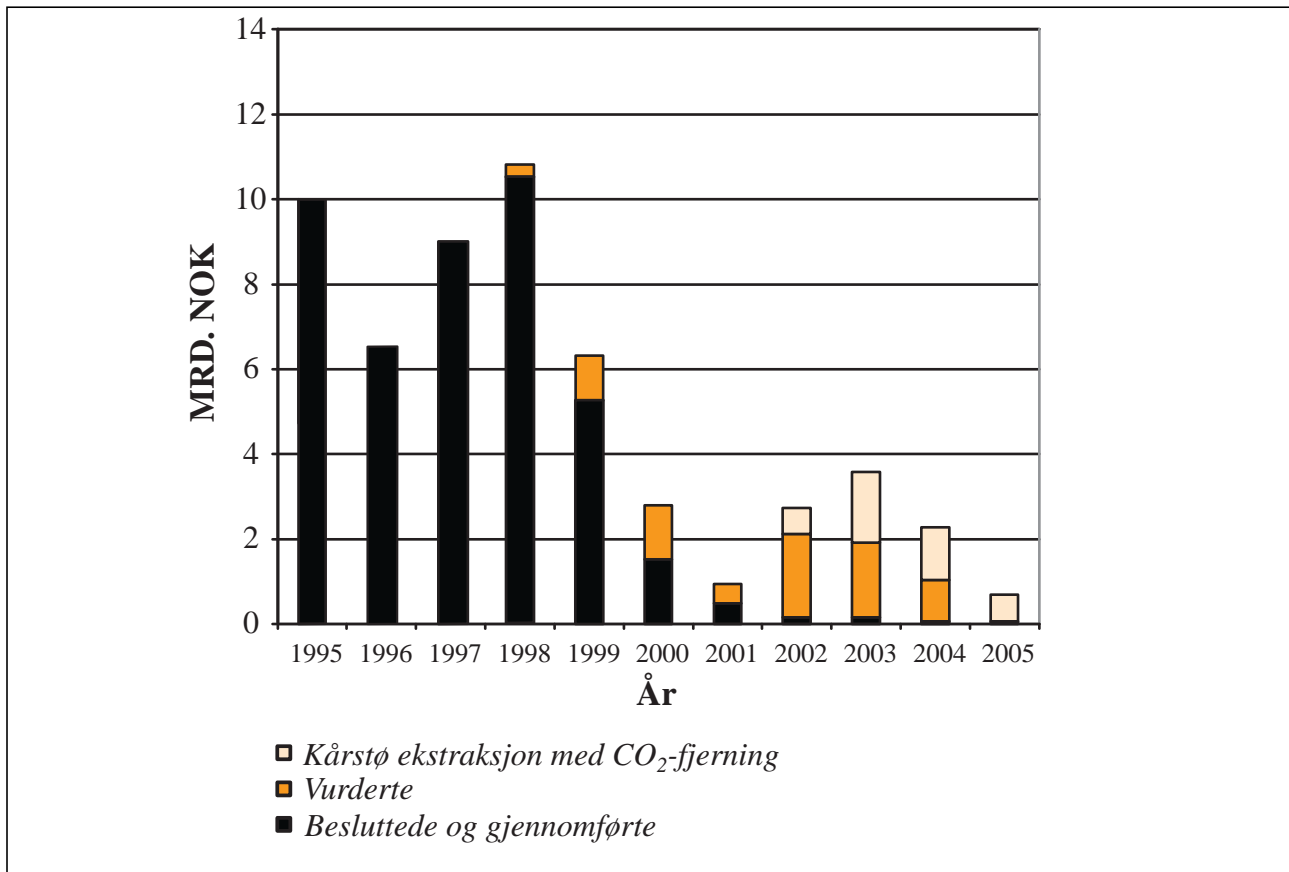
|                                       | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | Sum  |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard      | 0    | 0    | 127  | 337  | 253  | 127  | 844  |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard/HLBS | 0    | 0    | 204  | 544  | 408  | 204  | 1360 |
| CO <sub>2</sub> -deponering           | 0    | 0    | 219  | 584  | 438  | 219  | 1459 |

**Tabell 13.3 Årlige driftskostnader pr. 01.10.98 for alternative utbygginger på Kårstø, MNOK-98**

|                              | Duggpunkts-anlegg | Ekstraksjons-anlegg | Statpipe oppgrad. | CO <sub>2</sub> fjerning Åsgard | CO <sub>2</sub> fjerning Åsg./HLBS | CO <sub>2</sub> deponering |
|------------------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| Årlige faste driftskostnader | 55                | 57                  | 7                 | 14                              | 20                                 | 9 <sup>1)</sup>            |
| Årlige energikost.           | 41                | 16                  | 9                 | 6                               | 10                                 | 0,5 <sup>2)</sup>          |
| Sum                          | 96                | 73                  | 16                | 20                              | 30                                 | 9,5                        |

1) Kostnader for transport av CO<sub>2</sub> i rørledning til Utsira kommer i tillegg.

2) Basert på dampdrevet injeksjonskompressor.



**Figur 13.1 Anslag for investeringer rør og landanlegg.**

bidra til at nedgangen kan bli mindre enn vist i figur 13.1.

Eventuelle investeringer i 6G ekstraksjonsanlegg og CO<sub>2</sub>-fjerning Åsgard/Haltenbanken Sør på Kårstø vil i årene 2002-2005 kunne utgjøre en betydelig del av de ventede investeringer i rør og landanlegg. Disse investeringene kan komme i en periode da samlet investeringsnivå er forventet å synke til rundt 20% av dagens nivå.

Investeringene på Kårstø vil således bidra til å opprettholde investeringsnivået i rør og landanlegg. I 2003 vil disse investeringene på Kårstø kunne utgjøre rundt 40% av anslag for øvrige investeringer i rør og landanlegg. I tillegg vil investeringer i landanlegg ha betydelig større konsekvenser for norsk industri enn rørprosjekter, da leveranser til rørprosjekter har en meget høy utenlandsk andel.

De reelle investeringene på Kårstø kan imidlertid bli betydelig lavere enn vist i figur 13.1. Ved bygging av ekstraksjonsanlegg og duggpunktsanlegg uten anlegg for CO<sub>2</sub> fjerning vil de samlede investeringene bli på henholdsvis 2 og 2,8 milliarder kroner.

De samlede årlige investeringene i petroleumsektoren vil utgjøre nesten 70 milliarder kroner i 1998 (kilde Statoil, sept-98). Disse forventes å synke til

rundt 50 milliarder kroner rundt rundt arhundreskiftet. På lenger sikt vil investeringene i petroleumsvirksomheten trolig avta, selv om investeringene vil være betydelige også inn i neste århundre. Sett i forhold til de samlede investeringer i petroleumsvirksomheten vil et ekstraksjonsanlegg på Kårstø bidra med en beskjeden økning i årene fra 2000 til 2003. Investeringene vil komme i en periode da de samlede investeringer i petroleumsvirksomheten forventes å synke betraktelig.

### 13.4 Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv

Norske og regionale leveransemuligheter er drøftet i behandlet i kapittel 11.4. I tillegg kommer leveranser til brønnboring, injeksjonsramme og transportsystem for et eventuelt CO<sub>2</sub> deponeringsanlegg.

#### Brønnboring

Eventuell deponering av CO<sub>2</sub> fra Kårstø-anlegget i Utsira-formasjonen vil medføre boring av en ny brønn. Det finnes borefirma som kan utføre dette i Norge og norsk innhold anslås til 90%. Det ventes ingen regional andel.

#### Injeksjonsramme m/kontrollkabel og tilkopling

Leveranser i forbindelse med fabrikasjon av injeksjonsramme og tilkopling (tie-in) vil trolig gå til et

norsk verksted. Norsk andel kan da komme opp imot 90%. Det ventes ikke noen regional andel.

#### Transportsystem

I forbindelse med eventuell CO<sub>2</sub> deponering skal det legges rørledning fra Kårstø til Sleipner-området. Norske selskaper vil trolig få installasjonsarbeidene, mens rørleveransene vil komme fra utlandet. Norsk innhold anslås til 50%, hvorav 50% av de norske leveransene antas å være regionale.

Samlet vil de planlagte landanleggsutvidelsene, eventuell CO<sub>2</sub> fjerning og deponering på Kårstø, kunne gi næringslivet nasjonalt og regionalt betydelige leveransekontrakter. Leveransene vil igjen medføre sysselsettingsvirkninger.

### 13.5 Nasjonale og regionale leveranser

#### Utbyggingsfasen

Tabell 13.4 viser de totale investeringer fordelt på kostnadskomponenter for alternative gassbehand-

**Tabell 13.4 Kostnader og nasjonale og regionale leveranseandeler til alternative utbygginger for gassbehandling på Kårstø, MNOK-98.**

| Komponenter                   | Duggpunktsanlegg | Ekstraksjonsanlegg | Statpipe oppgrad. | Norsk andel % | Regional andel % |
|-------------------------------|------------------|--------------------|-------------------|---------------|------------------|
| Utstyr                        | 326              | 457                | 72                | 15            | 0                |
| Bulk                          | 264              | 369                | 58                | 10            | 65               |
| Fabrikasjon moduler           | 212              | 297                | 47                | 80            | 0                |
| Anleggsarbeider               | 549              | 769                | 121               | 90            | 70               |
| Midlertidige anlegg           | 98               | 137                | 22                | 100           | 50               |
| Transport moduler             | 42               | 59                 | 9                 | 0             | 0                |
| Leverandørrepresentasjon      | 5                | 7                  | 1                 | 15            | 0                |
| EPCS og studier               | 274              | 383                | 60                | 25            | 0                |
| Prosjektledelse og forsikring | 139              | 194                | 31                | 100           | 50               |
| Reservedeler                  | 12               | 17                 | 3                 | 15            | 0                |
| Klargjøring og testing        | 78               | 109                | 17                | 90            | 20               |
| Total                         | 2 000            | 2 800              | 440               | 56            | 44               |

**Tabell 13.5 Kostnader og nasjonale og regionale leveranseandeler for eventuelle CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg på Kårstø, MNOK-98.**

| Komponenter                   | CO <sub>2</sub> fjerning Åsgard | CO <sub>2</sub> fjerning Åsgard/HLBS | Norsk Andel % | Regional andel % |
|-------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|---------------|------------------|
| Utstyr                        | 139                             | 226                                  | 15            | 0                |
| Bulk                          | 123                             | 199                                  | 10            | 65               |
| Fabrikasjon moduler           | 377                             | 604                                  | 60            | 60               |
| Anleggsarbeider               |                                 |                                      |               |                  |
| Midlertidige anlegg           |                                 |                                      |               |                  |
| Transport moduler             |                                 |                                      |               |                  |
| Prosjektledelse og forsikring | 170                             | 276                                  | 100           | 50               |
| Reservedeler                  |                                 | 55                                   | 15            | 0                |
| Klargjøring og testing        | 34                              |                                      | 90            | 20               |
| Total                         | 844                             | 1 360                                | 52            | 47               |

lingsanlegg på Kårstø. I tabellen fremgår også de norske og regionale andelene av vare og tjenesteleveransene for anleggene. Den norske andelen av vare- og tjenesteleveransene i utbyggingsfasen er i gjennomsnitt beregnet til 56% av de samlede investeringene. Den regionale andelen av de norske leveransene er beregnet til 44% (gjennomsnitt for alternativene).

Tabell 13.5 viser de totale investeringer fordelt på kostnadskomponenter for eventuelle CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg. I tabellen fremgår også de norske og regionale andelene av vare og tjenesteleveransene for anleggene. Den norske andelen av investeringsleveransene er i gjennomsnitt beregnet til 52%. Den regionale andelen av de norske leveransene er beregnet til 47 % (gjennomsnitt for de to alternativene).

Tabell 13.6 viser kostnader og andeler for nasjonale og regionale leveranser for et eventuelt CO<sub>2</sub>-deponeringsanlegg. Den norske andelen av investeringsleveransene er beregnet til 63%. Rundt

**Tabell 13.6 Kostnader og nasjonale og regionale leveranseandeler for et eventuelt CO<sub>2</sub>-deponeringsanlegg på Kårstø, MNOK-98.**

| Komponenter                               | CO <sub>2</sub> -deponering | Norsk andel % | Regional andel % |
|---|-----------------------------|---------------|------------------|
| Brønn og boring                           | 57                          | 90            | 0                |
| Injeksjonsramme m/kontrollkabel og tie-in | 167                         | 90            | 0                |
| Transportsystem- rørledninger og landfall | 735                         | 50            | 50               |
| Terminal for deponeringsfasiliteter       | 500                         | 70            | 60               |
| Total                                     | 1459                        | 63            | 43               |

43% av de nasjonale leveransene ventes å komme fra regionalt næringsliv.

Tabell 13.7 viser samlede nasjonale og regionale leveranser for alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. I tabell 13.8 er samlede nasjonale og regionale leveranser for eventuelle anlegg for CO<sub>2</sub>-fjerning og -deponering vist.

**Tabell 13.7 Nasjonale og regionale leveranser til alternative utbygginger på Kårstø, MNOK-98**

| Anlegg                | Nasjonale leveranser | Regionale leveranser |
|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Duggpunktsanlegg      | 1110                 | 490                  |
| Ekstraksjonsanlegg    | 1560                 | 680                  |
| Statpipe oppgradering | 250                  | 190                  |

**Tabell 13.8 Nasjonale og regionale leveranser til alternative utbygginger på Kårstø, MNOK-98**

| Anlegg                                | Nasjonale leveranser | Regionale leveranser |
|---------------------------------------|----------------------|----------------------|
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard      | 450                  | 210                  |
| CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard+HLBS | 690                  | 340                  |
| CO <sub>2</sub> -deponering           | 920                  | 390                  |

Utvidelse av Kårstø-anlegget kan medføre nasjonale leveranser fra 250 til 1.560 MNOK avhengig hvilket alternativ som velges. De regionale leveransene kan bli fra 190 til 680 MNOK fordelt over byggeperioden. Eventuelt fjerningsanlegg for CO<sub>2</sub> vil medføre en økning av vare- og tjenesteleveransene med 690 MNOK nasjonalt og 340 MNOK regionalt.

### Driftsfasen

De faste driftskostnadene for gassbehandlingsanleggene varierer fra 7 til 55 MNOK avhengig av utbyggingsløsning. Leveransene i driftsfasen vil i all hovedsak være norske. For alle anleggene vil

rundt 70% av kostnadene i driftsfasen være kostnader forbundet med bruk av tjenester fra Statoils driftsmiljø, samt innkjøp av materiell. Det meste av leveransene i driftsfasen forventes å komme fra regionalt næringsliv.

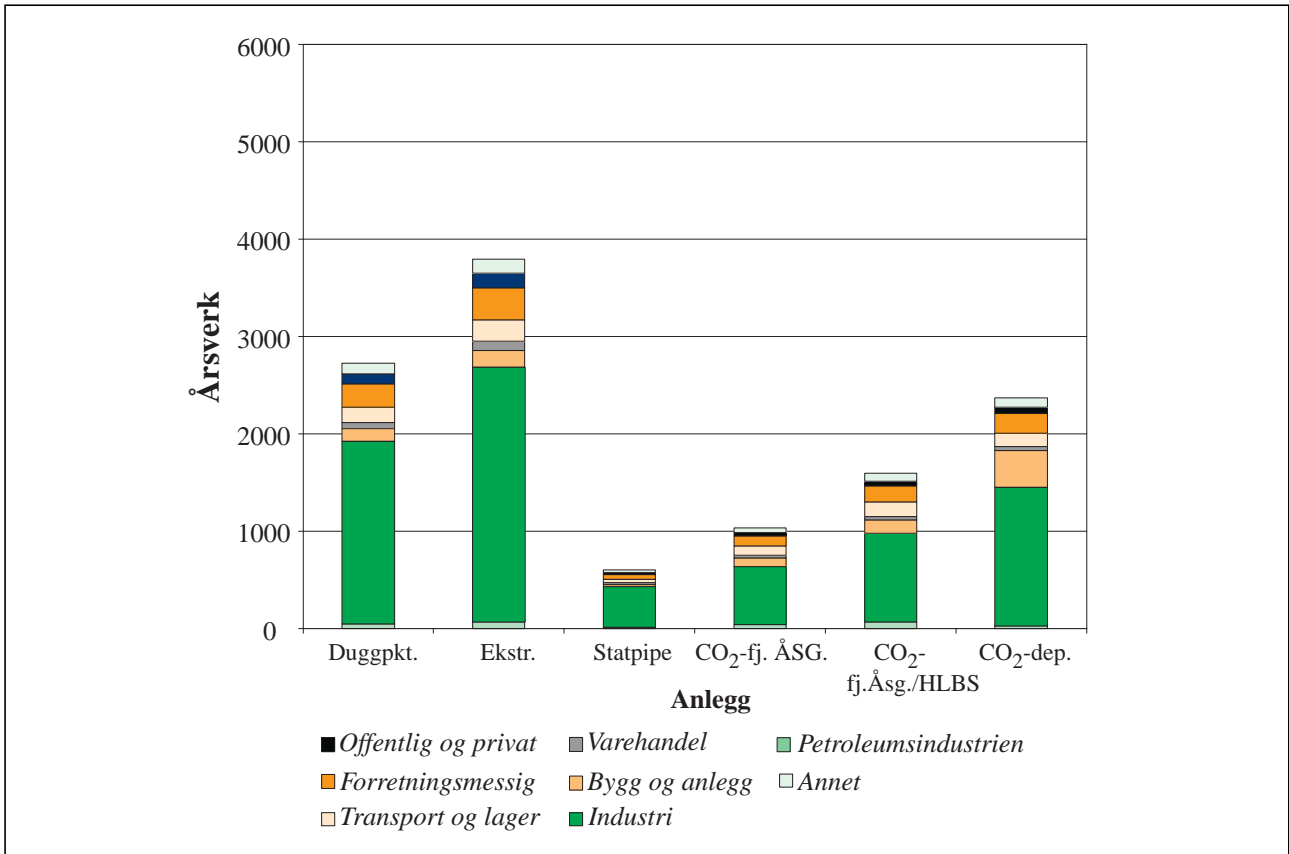
## 13.6 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Figur 13.2 viser de nasjonale produksjonsvirkninger av alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. De samlede nasjonale produksjonsvirkninger som kommer som følge av direkte og indirekte leveranser til prosjektene er beregnet til 2.700 årsverk for duggpunktsanlegg, 3.800 årsverk for ekstraksjonsanlegg og 600 årsverk for Statpipe oppgradering.

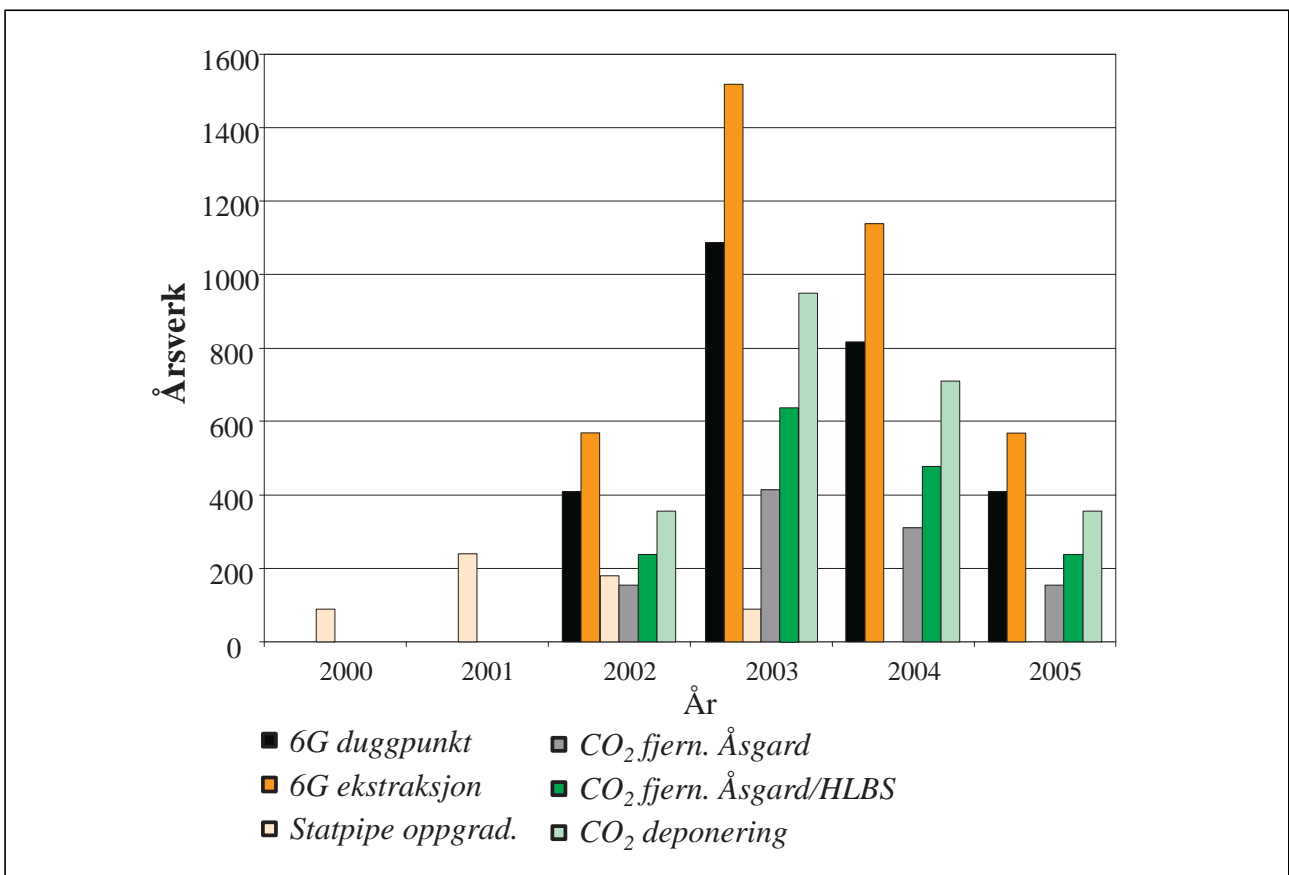
De samlede sysselsettingsvirkninger nasjonalt inkludert konsumvirkninger er beregnet til 3.700 årsverk for duggpunktsanlegg, 5.100 årsverk for ekstraksjonsanlegg og 800 årsverk for Statpipe oppgradering.

Et eventuelt CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg vil kunne medføre produksjonsvirkninger på rundt 1.000 årsverk dersom Haltenbanken Sør ilandføres på Kollsnes (CO<sub>2</sub>-fjerning Åsgard) og rundt 1.600 årsverk dersom Haltenbanken Sør ilandføres på Kårstø (CO<sub>2</sub>-fjerning Åsgard/HLBS). Et eventuelt anlegg for CO<sub>2</sub>-deponering kan medføre rundt 2.400 årsverk. De samlede sysselsettingsvirkningene inkludert konsumvirkninger vil kunne medføre for CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg Åsgard rundt 1.400 årsverk, og for CO<sub>2</sub>-fjerning Åsgard/Haltenbanken Sør rundt 2.100 årsverk. Eventuell CO<sub>2</sub>-deponering vil kunne medføre rundt 3.200 årsverk inkludert konsumvirkninger.

De største produksjonsvirkningene på nasjonalt nivå ventes å komme innen industri som følge av fabrikkasjonsoppdrag og mekaniske arbeider. Bygging av et ekstraksjonsanlegg vil kunne gi til sammen 2.600 årsverk innen nasjonale industriedrifter. Nasjonale leveranser av tjenester innen byggeledelse, innkjøp og prosjektering vil kunne gi grunnlag for økt sysselsetting innen forretningsmessig tjenesteyting. Bygging av et eventuelt CO<sub>2</sub>-



**Figur 13.2** Nasjonale produksjonsvirkninger (ikke konsum) av alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. Årsverk fordelt på næring.



**Figur 13.3** Nasjonale produksjonsvirkninger (ikke konsum) av alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. Årsverk fordelt på år i utbyggingsperioden.



deponeringsanlegg på Kårstø vil kunne medføre rundt 1.400 årsverk innen nasjonal industri fordelt på utbyggingsperioden

Som illustrert i figur 13.3 vil de nasjonale sysselsettingsvirkninger av vare- og tjenesteleveranser (produksjonsvirkninger) komme i perioden 2000-2003 for Statpipe oppgradering. For de øvrige anleggene vil produksjonsvirkninger komme i perioden 2002-2005.

### 13.7 Regionale sysselsettingsvirkninger

Som vist i figur 13.4 er de samlede regionale sysselsettingsvirkningene inkludert konsumvirkninger er beregnet til 800 årsverk for duggpunkt-anlegg, rundt 1100 årsverk for ekstraksjonsanlegg og rundt 330 årsverk for Statpipe oppgradering. Eventuell bygging av CO<sub>2</sub> fjerningsanlegg Åsgard vil kunne medføre rundt 300 årsverk. Eventuell CO<sub>2</sub> fjerning Åsgard/Haltenbanken Sør vil kunne medføre rundt 400 årsverk. Eventuell CO<sub>2</sub> deponering vil kunne medføre rundt 900 årsverk.

De største regionale sysselsettingsvirkningene vil for landanleggsutvidelsene kunne komme innen industri som følge av regionale leveranser av mekaniske arbeider i anleggsperioden, installasjon

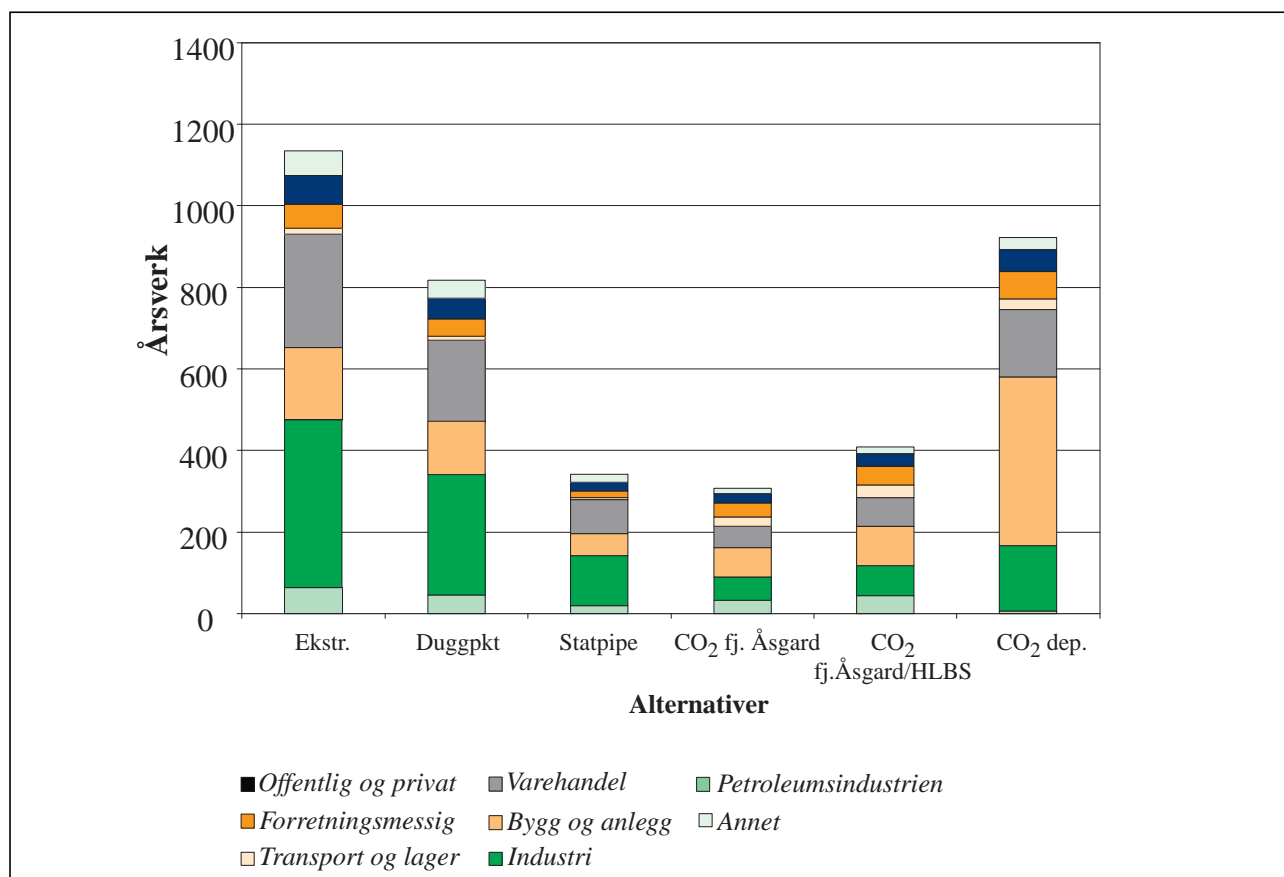
og oppkobling. Byggingen av ekstraksjonsanlegget vil kunne medføre rundt 400 årsverk innen industrinæringen i regionen. Alle de vurderte byggeprosjektene på Kårstø vil kunne gi viktige leveranseoppdrag for bygg og anleggssektoren i regionen. Byggingen av et eventuelt CO<sub>2</sub> deponeringsanlegg på Kårstø vil kunne gi grunnlag for rundt 400 årsverk innen bygg- og anleggsnæringen.

Figur 13.5 viser at utvidelse av Kårstø-anlegget vil gi størst regional sysselsettingsvirkning i 2003 og 2004.

### 13.8 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen vil i all hovedsak være regionale, og vil bestå av sysselsetting direkte i Statoils driftsorganisasjon, virkninger av vare og tjenesteleveranser samt konsumvirkninger. Tabell 13.9 viser virkninger for anleggene på Kårstø. Den direkte driftsbemanningen på Kårstø som følge av duggpunkt- eller ekstraksjonsanlegg anslås å kunne bli inntil 10-20 årsverk.

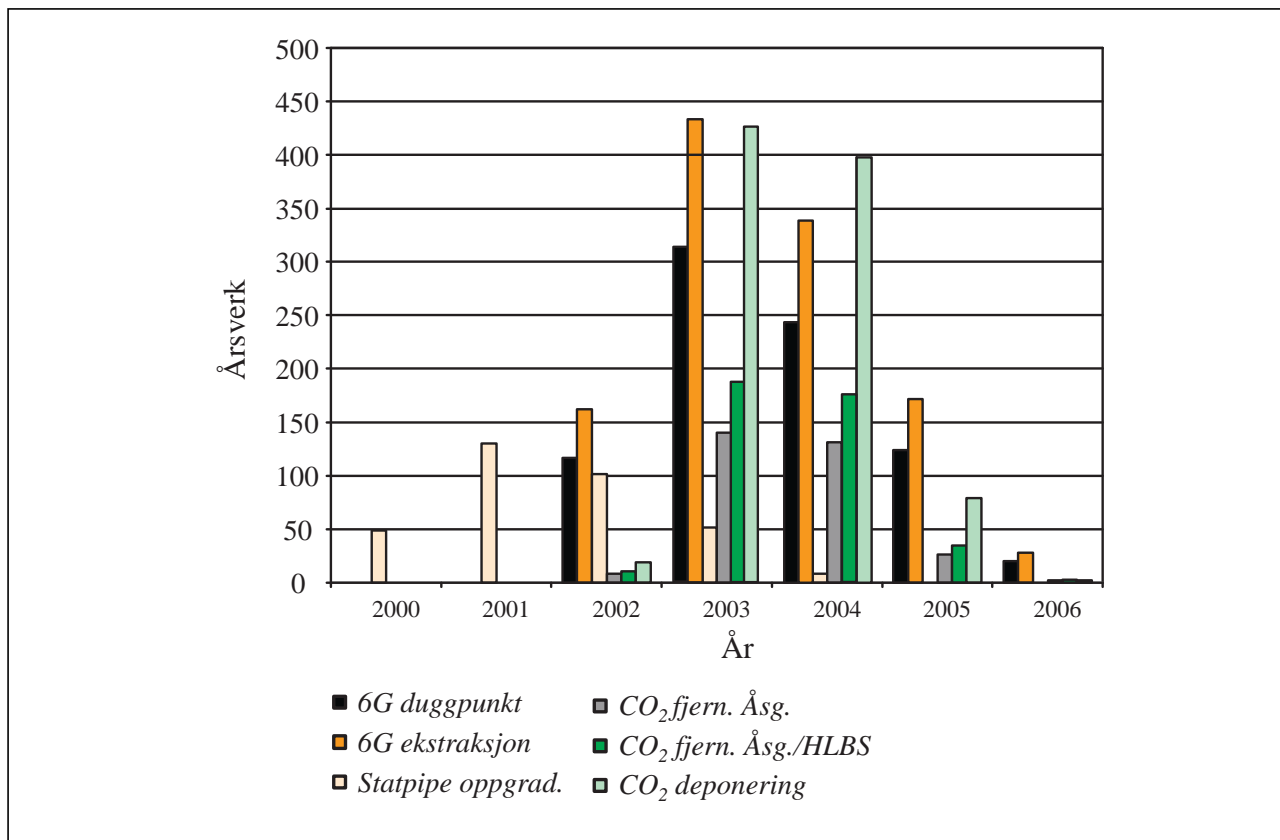
Antall årsverk som her er oppgitt er basert på



Figur 13.4 Regionale sysselsettingsvirkninger (inkludert konsum) for alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. Årsverk fordelt på næring.

**Tabell 13.9 Sysselsettingsvirkninger pr. år i driftsfasen (inkludert konsumvirkninger), årsverk.**

| Sysselsetting drift | Duggpunktsanlegg | Ekstraksjonsanlegg | Statpipe oppgradering | CO <sub>2</sub> -fjerning Åsgard | CO <sub>2</sub> -fjerning Åsg./HLBS | CO <sub>2</sub> -deponering |
|---------------------|------------------|--------------------|-----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| Årsverk             | 60-70            | 60-70              | 8-10                  | 15-20                            | 20-25                               | 5-10                        |



**Figur 13.5 Regionale sysselsettingsvirkninger (inkludert konsum) av alternative utbyggingsløsninger på Kårstø. Årsverk fordelt på år i utbyggingsperioden.**

foreløpige estimater. I den videre prosjektutviklingen kan anslagene bli redusert.

### 13.9 Eiendomsskatt til Tysvær kommune

Landanleggsutvidelsene på Kårstø vil medføre økte kommunale inntekter gjennom eiendoms-

skatt. Eiendomsskatten blir beregnet på grunnlag av investeringskostnadene for prosjektet. Utvidelsene på Kårstø kan medføre økt eiendomsskatt på 1,8-11,8 MNOK forutsatt gjeldende regler for utregning av eiendomsskatt. Dersom Zimmer-utvalgets anbefaling tas til følge kan inntektene bli vesentlig lavere. Beregnet eiendomsskatt til Tysvær kommune er vist i tabell 13.10.

**Tabell 13.10 Eiendomsskatt til Tysvær kommune**

| Anlegg                               | Kostnad mrd. kr | 60% Skattetakst | 0,7% pr. år MNOK | 0,3% pr. år MNOK |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| Duggpunktsanlegg                     | 2,000           | 1,200           | 8,4              | 3,6              |
| Ekstraksjonsanlegg                   | 2,800           | 1,680           | 11,8             | 5,0              |
| Statpipe                             | 0,440           | 0,264           | 1,8              | 0,8              |
| CO <sub>2</sub> fjerning Åsgard      | 0,840           | 0,506           | 3,5              | 1,5              |
| CO <sub>2</sub> fjerning Åsgard/HLBS | 1,360           | 0,816           | 5,7              | 2,4              |
| CO <sub>2</sub> deponering           | 0,625           | 0,375           | 2,6              | 1,1              |

## 13.10 Sosiale og helsemessige konsekvenser

### Bemanning i anleggsperioden

Bemanning i anleggsperioden for utvidelsene på Kårstø er vist i tabell 13.11. Det forventes ikke at den bemanningsøkningen det her er snakk om vil gi spesielle konsekvenser for lokalmiljøet på Kårstø, hverken for befolkning, arbeidsmarked eller boligbehov. Nødvendig behov for midlertidige boliger i anleggsperioden forventes å dekkes av anleggsleiren på Kårstø, eventuelt ved utvidelse av denne.

**Tabell 13.11 Bemanning under anleggsperioden for utbygginger på Kårstø.**

|                                    | År   |      |      |      |      |      |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
|                                    | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| Statpipe oppgradering              |      | 50   | 100  | 40   |      |      |
| Ekstrasjonsanlegg/duggpunktsanlegg |      |      |      |      | 350  | 470  |

### Helsemessige konsekvenser

Eventuelle konsekvenser av betydning for helsemessige forhold vil være knyttet til økninger i utslippene til luft, samt til støymessige forhold.

#### Økte utslipp av NO<sub>x</sub>

Årsmiddelkonsentrasjonen av NO<sub>x</sub> (som NO<sub>2</sub>) på bakkenivå for eksisterende anlegg, Åsgard-anlegget, et eventuelt gasskraftverk og et 6G kombianlegg ekstraksjon med gassturbindrift er beregnet til å utgjøre 7,8% av myndighetenes anbefalte luftkvalitetskriterier for helse. Andre alternativer gir et lavere bidrag til årsmiddelkonsentrasjonen. Det vurderes således ikke å være spesielle helseproblemer forbundet med en økning i utslippene. Et samlet bidrag fra eksisterende og planlagte kilder vil representere en maksimal timemiddelkonsentrasjon på NO<sub>x</sub> på bakkenivå på rundt 100 µg/m<sup>3</sup>, som er SFTs anbefalte grenseverdi for NO<sub>2</sub>. Denne verdien er beregnet til å forekomme innenfor industriområdet, og vil bli fortennet i området rundt slik at befolkningen i området eksponeres for verdier under grenseverdiene.

#### Støy

Ved en utbygging av et 6 G ekstraksjonsanlegg med gassturbindrift og et CO<sub>2</sub>- fjerningsanlegg i tillegg til de andre planlagte utbygginger på Kårstø, vil støynivået ved nærmeste nabo kunne bli 44-45 dBA om natten. Dette vil være over de krav SFT har satt til støy nær Kårstø-anlegget. Det er søkt om tillatelse til å heve støyimmissjonskravet til 45 dBA på Kårstø. Det foreligger ingen entydig dokumentasjon på at et støynivå rundt 44-45 dBA, noe som vil tilsvare gjeldende støykrav for Mongstad, gir helseskadelige virkninger for befolkning påvirket fra industristøy. Det er imidlertid lite ønskelig å øke støynivået fra anlegget, både i forhold til naboer og til personell som jobber inne på anlegget. Det vil være aktuelt å foreta lydredding på de nye anleggene tilsvarende den standard som foreligger på det eksisterende anlegget. Tiltak som valg av design, teknologi og utstyr vil vurderes slik at økningen i støynivå minimaliseres. Støyisolerings tiltak må imidlertid ses i sammenheng med opprettholdelse av et akseptabelt sikkerhetsnivå og at tiltak ikke må vanskeliggjøre drifts- og vedlikeholdsoppgaver.

For oppfølging av det reelle støynivået fra Kårstøanleggene skal det monteres stasjonært utstyr for kontinuerlig måling av immisjonsstøy. Dersom disse målingene skulle vise at støynivået for nærmeste boligområde ligger over grenseverdiene, vil nødvendige tiltak bli avklart i samarbeid med myndighetene. Dersom det blir behov for tiltak, vil dette bli vurdert både i eksisterende anlegg og hos berørte naboer.

Beregnet lydnivå fra anleggsarbeidene ved nærmeste nabo ligger 3-8 dB under gitte grenseverdier. Maksimalt lydnivå ved nærmeste nabo er beregnet til å ligge 1 dB over grenseverdi om natten, men ligger innenfor grenseverdiene for dag- og kveldsarbeid. For anleggsarbeidene vil mulige avbøtende tiltak vurderes nærmere. Det kan være aktuelt at disse vesentlig utføres på dag- og kveldstid.

## 14 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

### 14.1 Oppfølging av tiltak i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen vil danne basis for det videre miljøarbeidet i prosjektet. 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 og vil inngå som en del av prosjektets HMS-program.

### 14.2 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 bl.a. 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 i uregelmessige intervaller 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 vil i løpet av 1998/1999 vurderes 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 for å være dekkende også i forhold til etableringen av eventuelle nye prosessanlegg på Kollsnes.

### 14.3 Miljøovervåking på Mongstad

Fensfjorden utenfor Mongstad har vært gjenstand for marinbiologiske undersøkelser siden begynnelsen av 1970-tallet. De siste årene er det Universitetet i Bergen som har foretatt undersøkelsene. Omfanget av undersøkelsene har variert fra år til år. I 1997 ble det gjennomført en større undersøkelse som omfattet både tradisjonelle marinbiologiske og kjemiske overvåkinger. I tillegg ble det for første gang gjennomført måling av biomarkører. Overvåkingene i 1997 bekrefter resultatene fra tidligere undersøkelser. Bløtbunnsfaunaen er artsrik og tilsvarende SFTs beste

miljøtilstandsklasse. Fjæresonen har en stabil arts sammensetning, og det er et lavt innhold av hydrokarboner og tungmetaller i sediment og blåskjell. Ingen vesentlige endringer i dyre- og plantelivet i Fensfjorden ved raffineriet kan således tilskrives driften av anlegget.

I 1997 ble det også gjennomført en studie av avløpsvannets biologiske effekter ved hjelp av biomarkører. Undersøkelsen viste at konsentrert avløpsvann ga østrogenhermende virkning i laksesmolt. Virkningene inntrådte ved konsentrasjonsnivåer mellom 5% og 20% avløpsvann, avhengig av hvilket protein som ble undersøkt. Det er likevel ikke sannsynlig at disse effektene sees hos de naturlige tilstedeværende fiskeartene i Fensfjorden da avløpsvann har en primærfortynning på 100-200 ganger. Resultatene er i samsvar med tilsvarende undersøkelser fra andre raffinerier.

I juni 1998 startet et større prosjekt som skal bidra til økt forståelse av segregert ballastvann som kilde for spredning av uønskede organismer. Prøvetaking vil pågå utover høsten og ca. 20 skip vil bli omfattet av undersøkelsen.

I 1994-95 gjennomførte Norsk institutt for luftforskning en undersøkelse av luftkvaliteten i området rundt Mongstad. Undersøkelsen viste at luftkvaliteten på Mongstad er god, og at konsentrasjonene av NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, svevestøv og sot i luft er meget lave i forhold til anbefalte luftkvalitetskriterier.

Det er i konsekvensutredningen ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen ved Mongstad. Allerede eksisterende overvåkningssystemer anses derfor for å være dekkende også i forhold til etableringen av eventuelle nye prosessanlegg på Mongstad.

### 14.4 Miljøovervåking på Kårstø

Det har vært gjennomført flere miljøovervåkingssystemer på Kårstø-terminalen, både når det gjelder utslipp til luft og sjø, samt overvåking av vegetasjon. I perioden 1994-99 blir det utført en overvåking av miljøtilstanden i områdene rundt Kårstø. Undersøkelsene omfatter nedbørkjemiske analyser, analyser av plantevev og jordvann, samt undersøkelser av vegetasjon. Luftkvaliteten i Kårstø-området har også vært undersøkt i flere måleprogram, sist i 1994/95. Det er i perioden 1981-1997 gjennomført omfattende biologiske undersøkelser i resipienten utenfor anleggene på Kårstø. Blant annet er det utført undersøkelser på

purpursnegl for å måle påvirkning fra TBT (tributyltinn), samt effektene av kjølevannsutslipp fra anlegget.

For overvåking av støynivået fra Kårstø-anleggene vil det bli montert et stasjonært støymonitorings-system. Støynivået i nærmeste boligområde skal registreres for å kontrollere at støynivået ligger innenfor Kårstøs konsesjonsgrense.

Det er i konsekvensutredningen ikke identifisert nye problemstillinger eller konsekvenser som vesentlig vil endre miljøsituasjonen ved Kårstø. Allerede eksisterende overvåkningssystemer anses derfor for å være dekkende også i forhold til etableringen av eventuelle nye prosessanlegg på Kårstø.

## 14.5 Statoils CO<sub>2</sub>-teknologiprogram

Statoils overordnede mål er å redusere egne utslipp av klimagasser med 30% innenfor en periode på 10 år i forhold til nivået uten tiltak. I den sammenheng har Statoil satt i gang et CO<sub>2</sub>-teknologiprogram med sikte på å utvikle teknologi for å bidra til å realisere denne målsetningen.

Programmet består av fem hovedområder:

- CO<sub>2</sub>-reduksjoner ved kilden
- separasjon og deponering av CO<sub>2</sub> fra avgass
- "Air bottom cycle" (ABC) storskala utvikling/test
- forskning og utvikling, nye tiltak for CO<sub>2</sub>-reduksjon
- industriell utnyttelse av CO<sub>2</sub>

Følgende utredninger foregår i CO<sub>2</sub>-teknologiprogrammet:

- Alle plattformer er gjennomgått med sikte på CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak, og en sammenfatningsrapport over mulige tiltak og kostnader er nå under utarbeidelse. Det foreligger studier for henholdsvis Gullfaks, Statfjord, Sleipner, Heidrun og Norne. En samlet rapport med resultater, teknologi og økonomi er under ferdigstilling. Det er identifisert tiltak som vil kunne gi 15-20% reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp, til tiltakskostnader tilsvarende CO<sub>2</sub>-avgiften.
- Det skal utvikles et konsept for separasjon og deponering av CO<sub>2</sub> fra turbinekssogass på Kårstø.
- Alle tidligfaseprosjekter skal dokumentere tiltak tilsvarende 30% reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp. I det vesentligste er dette vurdert i forbindelse med kraftforsyning og bruk av gassturbiner

eller elektriske drivere. Det vurderes også tiltak på mottakssteder for å redusere utslipp (f.eks. Kvitbjørn i forbindelse med olje/kondensat-delen).

I det følgende gis en nærmere utdyping av enkelte av tiltakene:

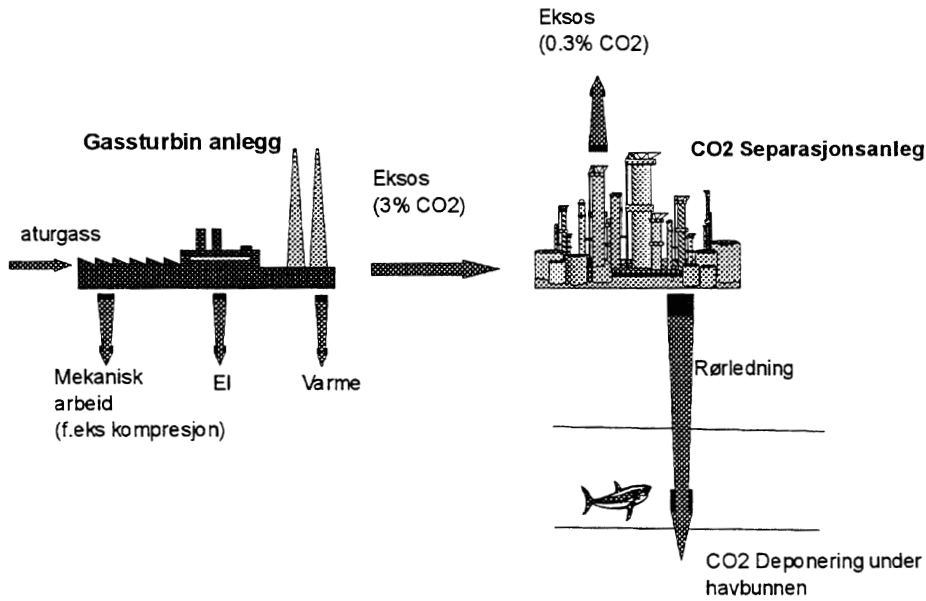
### CO<sub>2</sub>-separasjon og -deponering

All forbrenning av kull, olje og gass gir CO<sub>2</sub> som sluttprodukt. Dagens teknologi for å skille CO<sub>2</sub> fra eksosgass er svært kostbar og energikrevende. Statoil skal i samarbeid med leverandørindustrien og forskningsmiljøene arbeide for å forbedre denne teknologien. Målet er innen år 2000 å utvikle beslutningsgrunnlag for et landbasert gass-turbinanlegg med integrert CO<sub>2</sub>-separasjon og -deponering, der energiforbruk og investeringer er redusert med 40% i forhold til dagens teknologi. Prinsippskisse for CO<sub>2</sub>-separasjon og deponering er vist i figur 14.1. Det vil bli gjennomført ett eller flere testprogram (pilotprosjekt) på Kårstø for å teste ut ny og forbedret teknologi for CO<sub>2</sub>-separasjonsprosesser for avgass. Det legges allerede nå til rette for, og er satt av arealer, for plassering av et eventuelt CO<sub>2</sub>-separasjonsanlegg i tilknytning til Åsgard-anlegget på Kårstø. Det er videre utført mulighetsstudier både når det gjelder deponering av CO<sub>2</sub> fra Kårstø utskilt fra Haltenbanken Sør salgsgass og energiøkonomisering/CO<sub>2</sub>-reduksjoner knyttet til eksisterende prosessanlegg på Kårstø. Det er også gjort en rekke studier når det gjelder CO<sub>2</sub>-separasjon, og vedrørende CO<sub>2</sub>-reduksjoner i transportnettverket.

### Tiltak offshore anlegg

Utslipp av CO<sub>2</sub> fra plattformer og produksjonsskip er ett av områdene Statoil satser på for å redusere utslippene ved kilden. Det skal utarbeides en handlingsplan for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp, i samarbeid med de enkelte anleggene. Ti fabrikanlegg offshore vil bli gjennomgått. Mange av disse har allerede satt i gang reducerende og kostnadseffektive tiltak, og disse skal innarbeides i handlingsplanen. På Åsgard har Statoil allerede iverksatt omfattende tiltak. Det er gjennom bruk av mellomkjøling, mer effektiv separasjonsteknologi og bruk av varmt kjølevann oppnådd reduksjon på 25-30% i CO<sub>2</sub>-utslippene. Tilsvarende teknologi vil bli vurdert på eksisterende anlegg, sammen med nye løsninger som Kværner ABC. Et av tiltakene er å samordne kraftforsyningene til offshoreanlegg i samarbeid med leverandørindustrien. CO<sub>2</sub>-programmet skal arbeide videre med noen av de mest interessante teknologiske løsningene. Foreløpige resultater viser at det sannsynligvis er mulig å oppnå en CO<sub>2</sub>-reduksjon på ca 10-15 % for tiltakskostnader opp til CO<sub>2</sub>-avgiften.

## CO2 Separasjon og deponering



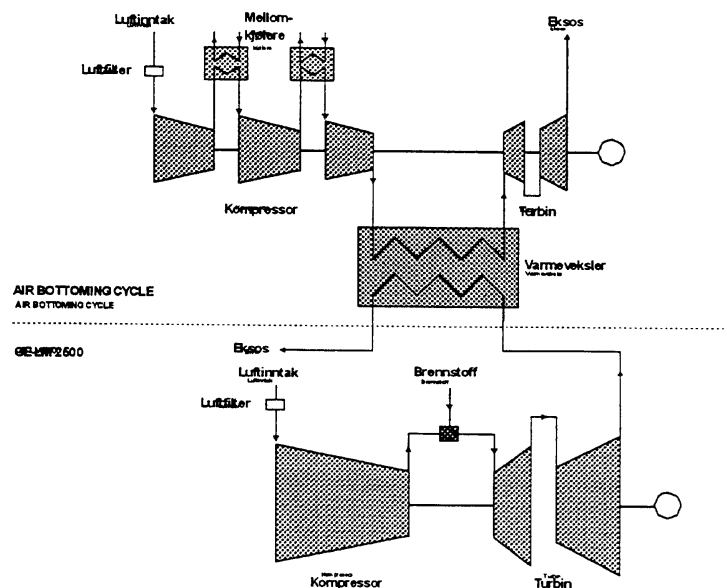
Figur 14.1 Prinsippkisse for CO2-separasjon og deponering.

For tiltakskostnader av størrelse en til en og halv ganger CO<sub>2</sub>-avgiften vil det kunne oppnås reduksjoner på opp til 20 %. Det mest vesentlige bidrag til reduksjoner i CO<sub>2</sub>-utslipp ser ut til å være utnyttelse av varme fra eksosen i turbinene til å drive en dampturbin.

### Kværner ABC

Air Bottoming Cycle (ABC) utvinner energi fra turbineeksos. Luft komprimeres og varmes opp ved hjelp av turbineeksosen. Den varme luften ekspanderes i en egen turbin som driver kompressoren. Man kan oppnå 25 prosent mer energi ved bruk av denne metoden. Kværner har utviklet et konsept som kan testes ut på Kårstø. Prinsippkisse for Kværners konsept er vist i figur 14.2.

### Kværner Air Bottoming Cycle



Figur 14.2 Prinsippkisse for Kværner Air Bottoming Cycle (ABC)-konsept.

### Industriell utnyttelse av CO<sub>2</sub>

Ved CO<sub>2</sub>-separasjon fremstilles store mengder ren CO<sub>2</sub>. Denne kan brukes til kommersielle og industrielle formål. Renset CO<sub>2</sub> benyttes blant annet i matvareproduksjon og forskjellige industrielle prosesser. Kostnadsestimat for renfremstilling og transport er etablert.

### Ny teknologi

Forskningvirksomheten rundt CO<sub>2</sub>-tiltak er omfattende på verdensbasis. Statoil vil blant annet fokusere på:

- Teknologi for CO<sub>2</sub>-separasjon
- Mer effektiv turbinteknologi
- Utnyttelse av CO<sub>2</sub> ved oljeutvinning
- Deponering av CO<sub>2</sub>

En rekke aktiviteter pågår innenfor disse områdene. Blant annet pågår det testing av separasjon av CO<sub>2</sub> fra røykgass ved hjelp av membranteknologi, og det er utarbeidet en rapport vedrørende bruk av statiske mikserer for separasjon av CO<sub>2</sub> fra røykgass. Videre er det innledet et samarbeid mel-

lom Statoil og BP for å se på separasjon og deponering av CO<sub>2</sub> fra turbineksosgass.

Det er utarbeidet en rapport vedrørende redusert bruk av innlagret gass i transportsystemene, og derav reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Videre er det også utarbeidet en rapport som ser på effekten av, og driften av, Ekofisk omløp med tanke på reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. For Kårstø er det utarbeidet en rapport som vurderer tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippet fra anlegget med 30%.

### Tidligfaseprosjekter

Alle nye utbyggingsprosjekter vil bli bedt om å legge fram en plan for hvordan de oppsatte mål for CO<sub>2</sub>-reduksjon skal oppnås. Arbeid er igangsatt for å utarbeide karakteristikk for felt som kan være potensielle kandidater for avgassinjeksjon. Satellittutbygginger gir spesielle muligheter for energiutnyttelse. Eksempelvis vil bruk av ny teknologi kunne gi 30MW ekstra fra eksisterende turbiner på Sleipner til ny utbygging i området. På Statfjord vil man kunne installere varmegjenvinning og dermed oppnå høyere energiutnyttelse.