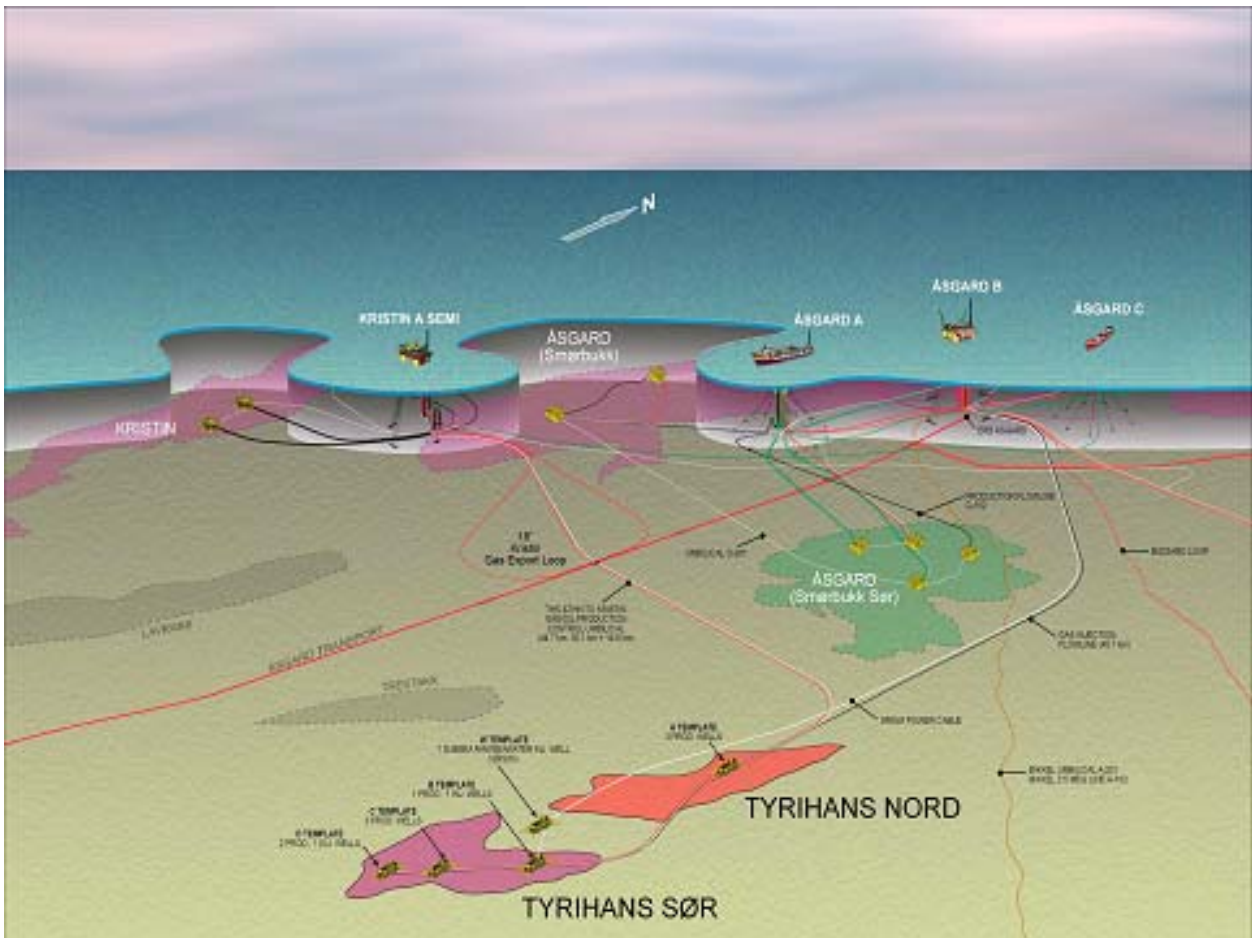


# TYRIHANS



## Plan for utbygging, anlegg og drift

### Del 2 – Konsekvensutredning

Mars 2005



ExxonMobil TOTAL E&P NORGE AS





# **TYRIHANS**

## **Plan for utbygging, anlegg og drift**

### **Del 2 – Konsekvensutredning**

**Mars 2005**



## Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag</b> .....	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>6</b>
2.1	Formålet med konsekvensutredningen.....	6
2.2	Forholdet til den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet.....	6
2.3	Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	6
2.4	Nødvendige tillatelser .....	6
2.5	Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen .....	6
2.6	Myndighetenes styringssignaler ang. miljøhensyn .....	6
2.6.1	Petroleumsindustriens oppfølging av myndighetenes styringssignaler.....	6
2.7	Underlagsrapporter for KU .....	6
<b>3</b>	<b>Beskrivelse av prosjektet</b> .....	<b>6</b>
3.1	Kort om bakgrunnen for prosjektet .....	6
3.2	Ressurser .....	6
3.3	Rettighetshavere.....	6
3.4	Vurderte utbyggingsløsninger.....	6
3.4.1	Produsert vann reinjeksjon.....	6
3.5	Tidsplan for utbyggingen.....	6
3.6	Valgt utbyggingsløsning .....	6
3.6.1	Trasèundersøkelser.....	6
3.6.2	Bore- og anleggsfasen.....	6
3.6.3	Anlegg for injeksjon av sjøvann .....	6
3.6.4	Modifikasjoner på Kristin .....	6
3.6.5	Modifikasjoner på Åsgard B .....	6
3.6.6	Eksportløsning .....	6
3.7	Økonomi .....	6
3.8	Helse, miljø og sikkerhet .....	6
3.9	Avvikling .....	6
3.10	Oppsummering av utbyggingselement.....	6
<b>4</b>	<b>Miljø, naturressurser og kulturminner</b> .....	<b>6</b>
4.1	Miljø og naturressurser .....	6
4.2	Fiskerier .....	6
4.3	Fiskeoppdrett.....	6
4.4	Kulturminner .....	6
4.5	Funn av skipsvrak .....	6
4.6	Miljøovervåking.....	6
<b>5</b>	<b>Planlagte utslipp til luft</b> .....	<b>6</b>
5.1	Utslipp til luft fra boring, komplettering og brønntesting.....	6
5.2	Utslipp til luft knyttet til marine operasjoner.....	6
5.3	Utslipp til luft i driftsfasen .....	6
5.4	Utslipp til luft fra lagring og lasting av råolje.....	6
5.5	Utslipp fra transportaktivitet .....	6
5.6	Sammenligning med utslippsprognoser i RKU-Norskehavet .....	6
5.7	Konsekvenser av utslipp til luft.....	6
5.8	Tiltak for å redusere utslipp til luft .....	6

5.8.1	Beskrivelse av miljøteknologisk status på Kristin, Åsgard B og Åsgard C .....	6
5.8.2	Tiltak for å redusere utslipp til luft fra boring og brønnoperasjoner .....	6
5.8.3	Tiltak for å redusere utslipp til luft i driftsfasen .....	6
<b>6</b>	<b>Planlagte utslipp til sjø.....</b>	<b>6</b>
6.1	Utslipp til sjø fra bore- og brønnoperasjoner .....	6
6.1.1	Utslipp ved boring .....	6
6.1.2	Utslipp ved sementering, komplettering og gruspakking .....	6
6.1.3	Konsekvenser av utslipp fra boreoperasjoner .....	6
6.2	Utslipp fra klargjøring av og oppstart av rørledninger .....	6
6.3	Utslipp av produsert vann .....	6
6.3.1	Konsekvenser av utslipp av produsert vann .....	6
6.4	Utslipp av radioaktive forbindelser .....	6
6.4.1	Konsekvenser av utslipp av radioaktive komponenter .....	6
6.5	Andre utslipp til sjø .....	6
6.5.1	Utslipp av hydraulikkvæske .....	6
6.6	Tiltak for å redusere utslipp til sjø.....	6
6.6.1	Produsert vann.....	6
6.6.2	Utslipp fra boring. ....	6
6.6.3	Andre utslippsreduserende tiltak .....	6
<b>7</b>	<b>Avfallshåndtering .....</b>	<b>6</b>
<b>8</b>	<b>Akutte oljeutslipp og oljevernberedskap .....</b>	<b>6</b>
8.1	Miljørisikoanalyse - Formål og krav .....	6
8.2	Akseptkriterier for miljørisiko.....	6
8.3	Forutsetninger.....	6
8.4	Sannsynlighet for oljeutslipp.....	6
8.5	Oljedriftsberegninger .....	6
8.6	Vurdering av miljøkonsekvens.....	6
8.7	Konfliktpotensiale i forhold til fisk .....	6
8.8	Konfliktpotensiale i forhold til sjøfugl på åpent hav .....	6
8.9	Oljevernberedskap.....	6
<b>9</b>	<b>Arealbeslag og fysiske inngrep.....</b>	<b>6</b>
9.1	Aktivitetsbeskrivelse .....	6
9.2	Skipstrafikk i forbindelse med rørlegging.....	6
9.3	Konsekvenser for fiskerier .....	6
9.4	Konsekvenser for koraller .....	6
9.5	Avbøtende tiltak .....	6
<b>10</b>	<b>Samfunnsmessige konsekvenser.....</b>	<b>6</b>
10.1	Samfunnsmessig lønnsomhet .....	6
10.2	Vare- og tjenesteleveranser .....	6
10.2.1	Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen .....	6
10.2.2	Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen .....	6
10.3	Virkninger for sysselsetting .....	6
10.3.1	Nasjonale sysselsettingsvirkninger.....	6
10.3.2	Regionale sysselsettingsvirkninger .....	6
<b>11</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>6</b>
<b>12</b>	<b>Forklaring av noen ord og forkortelser.....</b>	<b>6</b>

<b>App A</b>	<b>Forholdet til RKU-Norskehavet.....</b>	<b>6</b>
<b>App B</b>	<b>Utredningsprogram .....</b>	<b>6</b>
<b>App C</b>	<b>Myndighetenes styringssignaler.....</b>	<b>6</b>





## 1 Sammendrag

Som fastsatt i Petroleumsloven, skal det før utbygging kan finne sted utarbeides en konsekvensutredning. Formålet med utredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging og drift av Tyrihansfeltet som ligger på Haltenbanken, ca. 35 km sørøst av Kristin. Feltet består av to separate provinser; Tyrihans Sør som er et oljefelt med en gasskappe og Tyrihans Nord som er et gass/kondensat felt med en tynn oljesone.

Feltet planlegges bygget ut med undervannsproduksjonsstasjoner, hvorfra brønnstrømmen ledes til Kristin-plattformen for prosessering. Oljen vil deretter føres sammen med Kristin-kondensatet til Åsgard C, for videre eksport med skytteltankere. Rikgassen vil eksporteres til Kårstø via Åsgard Transport.

Gass fra Åsgard B vil bli injisert i Tyrihans Sør som trykkstøtte. Gassinjektorene vil senere bli omgjort til gassprodusenter. I tillegg vil det bli injisert ubehandlet sjøvann i et punkt mellom Tyrihans Sør og Tyrihans Nord.

Total oljeproduksjon er anslått til ca. 30,2 millioner m<sup>3</sup> og gass for salg (rikgass) er anslått til ca. 34,1 milliarder Sm<sup>3</sup>. Produksjon av gass er forventet å kunne komme opp mot ca 13 millioner Sm<sup>3</sup>/døgn, mens produksjonen av olje forventes å nå en topp på ca 13.000 m<sup>3</sup>/døgn.

Produksjonstart er planlagt til 2009, men det åpnes for oppstart i 2008 dersom det er tilstrekkelig ledig kapasitet på Kristin plattformen. Tyrihans er forventet å ha en produksjonsperiode fram til og med år 2025.

Tyrihans planlegges bygget ut med 5 bunnrammer og 12 brønner.

Dagens designkapasitet for gass- og oljeproduksjon på Kristin-plattformen vil ikke bli endret som følge av Tyrihans prosessering. Kapasiteten for vannbehandlings-systemet vil imidlertid bli oppgradert, og en ny manifoldmodul vil bli bygget. En vil benytte eksisterende gassinjeksjonskompressor på Åsgard B for injeksjon i Tyrihans. Mindre modifikasjoner på gassinjeksjonssystemet blir påkrevd.

Et undervannsanlegg for injeksjon av sjøvann vil bli installert. Anlegget vil omfatte transformatorer og elektrisk drevne motorer. Disse plasseres i en bunnramme som også omfatter selve injeksjonsbrønnen. Kraftforsyning er planlagt via en kraftkabel fra Åsgard B. Kraftforsyning fra Kristin er et alternativ til Åsgard B.

De totale investeringskostnadene for Tyrihans er anslått til 11,4 Milliarder NOK (2005-kroner).

Produksjon fra Tyrihans vil gi noe øke utslipp til luft og sjø fra Kristin-plattformen. Gassinjeksjon vil også gi noe økning i utslipp til luft fra Åsgard B.

Reinjeksjon av produsert vann er utredet, men tiltaket gir svært lav miljømessig kost/nytte verdi. Høygradig rensing av produsert vann før utslipp til sjø er derfor valgt som alternativ.

Med bakgrunn i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet er det ikke grunn til å forvente at utslippene fra Tyrihans vil gi miljøskade.

Området som rørledningen vil krysse gjennom er lite benyttet for fiske med bunntål eller med andre fiskeredskaper. Det forventes derfor heller ikke konflikter av betydning for utøvelse av fiske.



## 2 Innledning

På vegne av partnerne i utvinningstillatelsene utarbeider Statoil Plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning for Tyrihans.

Den foreliggende konsekvensutredningen redegjør for utbyggingens konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn.

Tyrihansfeltet ligger i Norskehavet, ca. 35 km sørøst av Kristin-feltet og 170 km fra land. Vanddypet er ca. 290 m.

Brønnstrømmen fra Tyrihans vil bli ledet til Kristin plattformen for prosessering. Utskilt olje vil sammen med Kristins kondensat overføres til Åsgard C, for videre eksport med skytteltankere.

Gass vil bli eksportert via Åsgard Transport rørledning til Kårstø for videre behandling til salgsgass.

### 2.1 Formålet med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen (KU) er en integrert del av planleggingen av større utbyggingprosjekt. KU skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

KU skal være med på å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet, og gi omgivelsene grunnlag til å påvirke utformingen av prosjektet.

### 2.2 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet

Tyrihans ligger innenfor det området som er dekket av den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (RKU). RKU er i sin helhet tilgjengelig på internett, under følgende adresse: <http://www.statoil.com/rku>.

RKU og KU for Tyrihans skal til sammen dekke utredningsbehovet for utbyggingprosjektet. RKU er nærmere omtalt i appendiks A.

### 2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, § 4.2 og 4.3, samt forskrift til Lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. KU skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram, som blir fastsatt av ansvarlig myndighet (Olje og energidepartementet, OED) etter en forutgående offentlig høring.

Forurensingslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

Denne konsekvensutredningen (KU) er utarbeidet med sikte på å dekke kravene i begge lovverkene.

### 2.4 Nødvendige tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over noen av de viktigste planer som må utarbeides og tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente eventuelle andre tillatelser enn de som er nevnt her vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandlingen av KU.

#### Planer

- Plan for utbygging og drift (PUD), og plan for anlegg og drift (PAD). (Petroleumsloven §§ 4.2 og 4.3).
- Godkjenning av konsekvensutredning/oppfylt utredningsplikt etter Petroleumsloven.

Begge planene skal bestå av en *anleggsdel* og en *konsekvensutredning*. For Tyrihans anses det som hensiktsmessig å utarbeide disse planene som separate deler i et felles dokument. KUen er felles for PUD/PAD.

Olje- og energidepartementet er ansvarlig myndighet. Oppfylt utredningsplikt er en forutsetning for sluttbehandling av PUD/PAD, og endelig godkjenning av planene skjer gjennom behandling i Stortinget.

#### Søknader

- Søknader om utslippstillatelser etter forurensningslovens § 11
- Søknader om samtykke til enkelte petroleumsaktiviteter etter Opplysningsforskriften § 5
- Produksjonstillatelse etter Petroleumsløven for utvinning, prosessering og fakling av hydrokarboner.

## 2.5 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen

Forslag til utredningsprogram for Tyrihans ble oversendt OED 3.5.2004 til behandling. Departementet distribuerte meldingen til relevante høringsinstanser og innhentet uttalelser fra disse. Endelig utredningsprogram for KU ble fastsatt 14.3.2005 og er gjengitt i appendiks B sammen med et referat av mottatte høringsuttalelser. Denne konsekvensutredningen er utarbeidet på grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet.

På tilsvarende måte som for utredningsprogrammet vil OED distribuere KU til de samme høringsinstansene og innhente uttalelser fra disse. Departementet vil forestå den videre behandlingen av KU og de innkomne høringsuttalelsene, og deretter ta stilling til om utredningsplikten er oppfylt.

Milepæler for godkjenningsprosessen er vist i Tabell 2-1.

**Tabell 2-1. Milepæler for KU-prosessen**

Innsending av KU-program	3. mars 2004
Godkjenning KU-program	14. mars 2005
Innsending KU	mars 2005
Høring av KU	mars-juni 2005
Innsending PUD/PAD	juni.2005
Godkjenning PUD/PAD	høsten 2005

## 2.6 Myndighetenes styringssignaler ang. miljøhensyn

Følgende dokumenter gir sentrale føringer for arbeidet med miljøspørsmål innen olje- og energisektoren:

- Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- Olje- og energidepartementets Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren (1999)
- Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk
- Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) Rent og rikt hav
- Stortingsmelding nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten
- OSPAR-konvensjonen
- EUs IPPC-direktiv (Integrated Pollution Prevention and Control)

I appendiks C er det gitt en kort oversikt over de viktigste styringssignalene i de nevnte dokumentene.

### 2.6.1 *Petroleumsindustriens oppfølging av myndighetenes styringssignaler*

#### Miljøsok, rapport fase 1 og rapport fase 2

Miljøsok er et samarbeidsforum mellom myndighetene og norsk olje- og gassindustri for å fremme miljøarbeidet på norsk sokkel. Gjennom dette arbeidet har en grundig analysert mulighetene for å oppnå redusert energiforbruk og reduserte utslipp til luft og vann i lys av de nasjonale målsetninger som er fastsatt av myndighetene. Rapportene inneholder statusbeskrivelser, utslipps-prognoser og målsettinger om utslipps-reduksjoner på kort og lang sikt.

#### Norsok Standard S-003 "Environmental Care"

Dokumentet omfatter design, konstruksjon, modifisering og fjerning av installasjoner for boring, produksjon og transport av petroleumsprodukter. Dokumentet er utarbeidet av oljeindustrien for å sikre gjennomføring av teknologi som minimaliserer uheldige miljøeffekter og tar hensyn til myndighetskrav. Dokumentet oppdateres jevnlig.

Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten.  
Status og anbefalinger 2003

Som en direkte oppfølging av Stortingsmelding nr. 58 er det utarbeidet en rapport som et resultat av samarbeid mellom industrien og myndighetene i "Nullutslippsprosjektet" som ble startet på initiativ fra SFT i 1998 og videreført i 2002-2003. Nullutslippsgruppen er en rådgivende samarbeidsgruppe mellom Statens forurensningstilsyn (SFT), Oljedi- rektoratet (OD) og Oljeindustriens Landsforening. Arbeidet (OLF) ledes av SFT.

Med utgangspunkt i rapporten har selskapene gjennomgått alle felt og installasjoner for å vurdere hvordan nullutslipp kan gjennomføres. Det foreligger en omfattende skriftlig dokumentasjon, med strategiplaner for hvert enkelt felt og installasjon.

## 2.7 Underlagsrapporter for KU

Underlagsrapporter som har blitt utarbeidet som del av KU-dokumentasjonen er vist i Tabell 2-2. Rapportene kan ettersendes på forespørsel.

Tabell 2-2. Underlagsrapporter for Tyrihans KU.

Tema	Utførende selskap	Tittel/dokumenttype/dato
Samfunnsmessige virkninger	Asplan Viak	Statoil. Konsekvensutredning Tyrihans. Samfunn. Rapportnr. 1288
Akutt utslipp av olje	Sintef	Weathering properties and oil drift simulations of Tyrihans Nord and Tyrihans Sør. STF66 F04031 (2004-05-25)
	Statoil	Miljørisiko- og beredskapsanalyse for utbygging og drift av Tyrihans. F&T MST-04037
Produsert vann	Statoil	Handling of produced water at Tyrihans. C089-ZA-S-RA 0001. 20.01.2004
	Statoil (Sintef)	Kort oppsummeringsrapport EIF beregninger Tyrihans-Kristin 2005

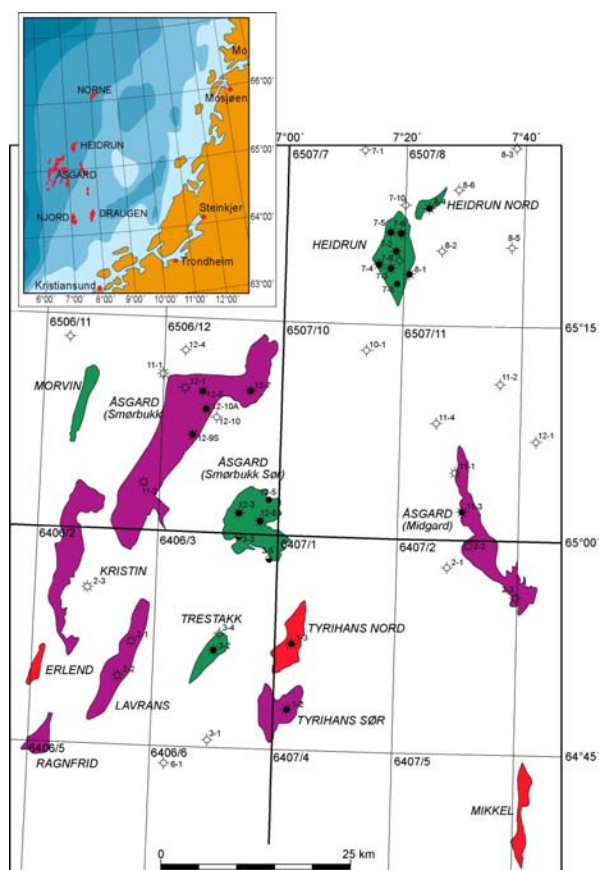


### 3 Beskrivelse av prosjektet

#### 3.1 Kort om bakgrunnen for prosjektet

Tyrihansfeltet ligger i blokk 6407/1 i utvinningstillatelse PL073 og blokk 6406/3 i PL091.

Feltet består av to separate provinser; Tyrihans Sør og Tyrihans Nord. Både Tyrihans Sør og Nord ble påvist i 1983.



Figur 3-1. Oversikt over felt ved Tyrihans

I 1996 ble det utarbeidet planer for utbygging av Tyrihansfeltet med en egen flytende produksjonsskip. Det ble imidlertid besluttet ikke å bygge ut feltet på det tidspunktet.

Høsten 2002 ble det boret en avgrensingsbrønn i Tyrihans Sør med et positivt funn som medførte at arbeidet med Tyrihans ble tatt opp igjen. Det ble utført en studie fram til sommeren 2003. Denne konkluderte med at en skulle arbeide videre med planer om å bygge ut feltet med undervannsproduksjonsstasjoner knyttet opp mot eksisterende infra-

struktur. Konseptstudier på Tyrihans ble startet i februar 2003.

#### 3.2 Ressurser

Evaluering av reservoarene er basert på data fra totalt fire brønner samt seismiske undersøkelser. Reservoarene ligger i Jura sandstein, om lag 3500-3700 m under havnivå og består av bergarter av god kvalitet. Utvinnings- og produksjonsteknisk er de kompliserte på grunn av samproduksjon av olje, gass og vann i svært varierende volumforhold.

Tyrihans Sør er en oljeakkumulasjon med en liten, men kondensatrik gasskappe. Tilstedeværende ressurser er anslått til 47,0 Mm<sup>3</sup> olje og 22,9 GSm<sup>3</sup> gass. Tyrihans Nord inneholder en tynn oljesone i tillegg til betydelige mengder gass og kondensat. Tilstedeværende ressurser er foreløpig anslått til 21,9 Mm<sup>3</sup> olje/kondensat og 32,5 GSm<sup>3</sup> gass.

Olje- og gassforekomstene i både Tyrihans Sør og Tyrihans Nord er inkludert i utbyggingsplanene.

Produksjon av gass er forventet å kunne komme opp mot ca 13 millioner Sm<sup>3</sup>/døgn, mens produksjonen av olje forventes å nå en topp på ca 13.000 m<sup>3</sup>/døgn.

En skjematisk tegning av Tyrihansfeltet er vist i Figur 3-2. Vannreservoaret, som er vist med gul farge, ligger som det laveste punktet og betegnes som "sadelpunktet". Muligheten for reinjeksjon av produsert vann har blitt studert for sadelpunktet. Dette er nærmere omtalt i kapittel 3.4.1.

I avgrensingsbrønnen 6406/3-6 i vestlig del av Tyrihans Sør ble det funnet olje i Ile-formasjonen, som ligger under Garn-reservoaret. Produksjons- og fluidegenskapene var imidlertid usikre. I forbindelse med boreprogrammet for Tyrihans vil det bli vurdert ytterligere innsamling av data i Ile, med tanke på framtidig produksjon.

#### 3.3 Rettighetshavere

Siden tildeling av lisensene PL073 og PL091 har det vært flere transaksjoner av eierinteresser. Den siste endringen er at Eni Norge kjøpte 7,9 % fra Statoil i begge lisenser sommeren 2003. Se Tabell 3-1.

Tabell 3-1. Rettighetshavere

	PL073	PL091
Statoil (operatør)	46,77 %	47,1 %
Total	33,33 %	-
Norsk Hydro	12 %	12 %
ExxonMobil	-	33 %
Eni Norge	7,9 %	7,9 %

### 3.4 Vurderte utbyggingsløsninger

Konseptstudiene for Tyrihans har i hovedsak vært fokusert på to mulige utbyggingsløsninger:

- Prosessering på Åsgard B
- Prosessering på Kristin

Begge løsningene har inkludert gassinjeksjon til Tyrihans Sør fra Åsgard B. Høye investeringskostnader har gjort at en også har valgt å studere en løsning uten gassinjeksjon som trykkstøtte, men denne er forkastet på grunn av lav utvinningsgrad.

Utbyggingsløsningen med prosessering på Åsgard B ble i 2004 valgt bort på grunn av begrenset og usikker kapasitet for gasseskport og et stort modifikasjonsomfang.

Kristin plattformen har dessuten størst behov for tilknytning av ekstra reserver, for å utnytte ledig produksjonskapasitet fra 2009.

Andre løsninger som har vært vurdert for Tyrihans:

- Brønnstrøm til Kristin i kombinasjon med gassinjeksjon fra Kristin. Denne løsningen ble forkastet på grunn av at plattformen ikke ville kunne bære vekten av nødvendig nytt utstyr.
- En selvstendig utbygging med et flytende produksjons- og lagerskip (FPSO). Denne løsningen ble forkastet på grunn av høye investeringer og driftskostnader.

Følgende utbyggingsløsning er valgt, og beskrives i kapittel 0:

- Brønnstrøm til Kristin og gassinjeksjon fra Åsgard B, med utnyttelse av eksisterende gasshåndteringskapasitet på Åsgard B. Ubehandlet sjøvann injiseres i sadelpunktet mellom Tyri-

hans Sør og Tyrihans Nord. Produsert vann slippes til sjø etter to-trinns rensing.

#### 3.4.1 Produsert vann reinjeksjon

Produsert vann reinjeksjon (PVRI) har blitt utredet som et alternativ. Utgangspunktet var at dette ville gi en god løsning for håndtering av produsert vann fra både Tyrihans og Kristin, samtidig som en ville kunne oppnå noe høyere utvinningsgrad. Injeksjon av produsert vann har blitt vurdert opp mot følgende løsninger for behandling av produsert vann:

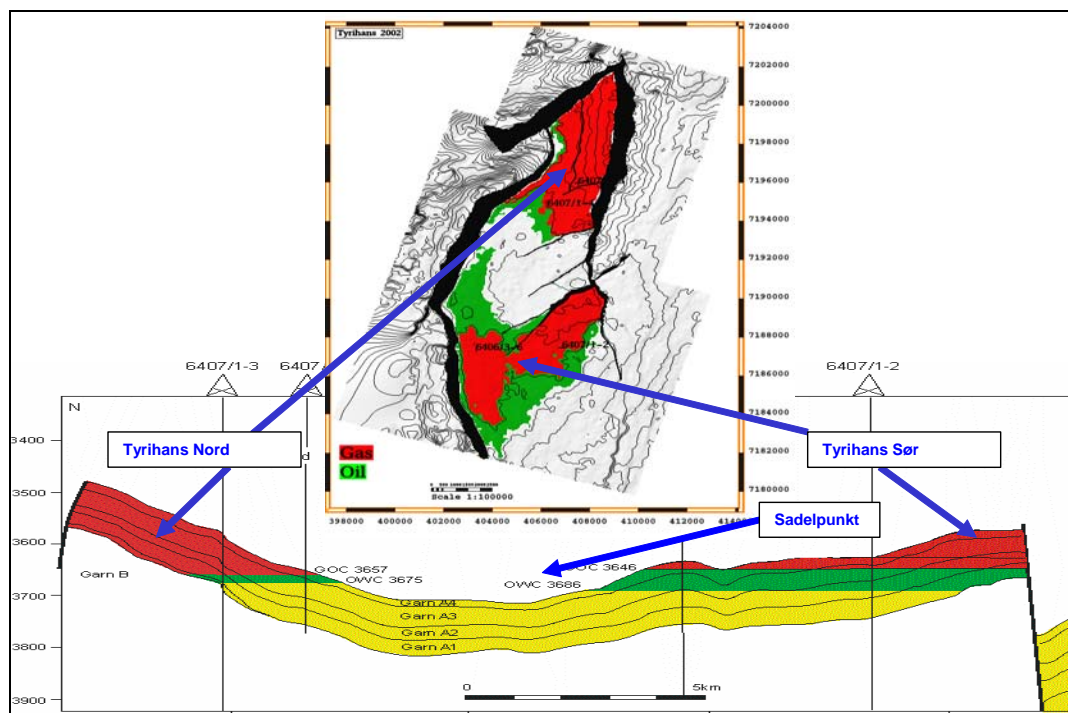
- Hydrosykloner og avgassningstank
- Hydrosykloner, avgassningstank + sekundær rensing. Med sekundær rensing menes her anlegg av typen EPCON eller CTour, eller anlegg som gir tilsvarende effekt.

Utfordringen ved injeksjon av produsert vann har vært høye kostnader, samt at gevinsten i form av økt utvinning har vist seg å være svært liten.

Gjennomføring av produsert vann reinjeksjon ville kreve følgende ekstra komponenter:

- 1 stk injeksjonsbrønn for produsert vann. Brønnen ville bli plassert i det såkalte sadelpunktet mellom Tyrihans Sør og Tyrihans Nord, med ca 700 m avstand til sjøvannsinjeksjonsbrønnen. Brønnen ville bli utstyrt med beskyttelsesstruktur mot fiskeredskap og fallende gjenstander. Injeksjon i samme brønn som ubehandlet sjøvann har blitt vurdert, men er funnet uaktuelt på grunn av faren for dannelse av saltavleiringer i brønnen. En kombinert injektorbrønn ble også dyrere enn to separate brønner.
- 1 stk 10" rørledning fra Kristin til brønnen, lengde ca 35 km.
- 1 stk 10" fleksibelt stigerør fra havbunnen og opp på Kristin-plattformen.
- 1 stk produsert vann reinjeksjonspumpe på Kristinplattformen.
- 1 stk trykkøkingspumpe for produsert vann.
- Piggefasiliteter for reinjeksjonsrørledningen.





Figur 3-2. Skjematisk tegning av Tyrihansfeltet. Gassakkumulasjon vist med rød farge, oljeakkumulasjon er vist med grønn farge, og vannakkumulasjon er vist med gul farge.

Produsert vann injeksjon ville gjøre at en kunne unngå installasjon av et sekundært renseanlegg i tillegg til hydrosykloner for vann fra 1. trinns separator.

En måtte likevel ha et sekundært renseanlegg for å håndtere vann fra 3. trinn separator, for å oppnå tilfredsstillende rensing av vannet (maks 30 ppm) i perioder der injeksjonssystemet er ute av drift.

På grunn av designkrav for stigerør ville produsert vann måtte avkjøles til maks 50 grader Celsius før reinjeksjon.

### Alternativer for injeksjon av produsert vann som er vurdert i prosjektet

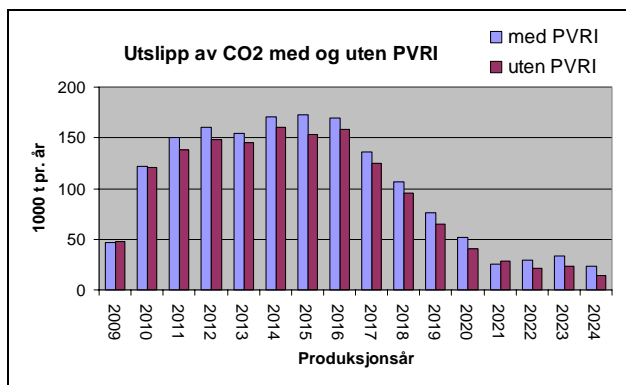
Følgende injeksjonsalternativer er vurdert:

- Ny brønn i Kristin reservoaret. Å omgjøre en eller flere Kristin-brønner til vanninjeksjonsbrønner ville sannsynligvis medføre transport av vann til produsenter, og ha negativ effekt på produksjonen. For injeksjon i Kristin-reservoaret ville det derfor måtte bores en ny brønn. Denne løsningen er avvist på grunn av høye kostnader og teknisk komplisert boring.
- Ny brønn i Smørbukk/Smørbukk Sør på Åsgard. Det er mulig å injisere produsert vann i lavere deler av Tilje- eller Åre-formasjonene på Smørbukk. Injeksjon i Smørbukk Sør er også mulig, men der kan det være nødvendig med to brønner for å injisere alt produsert vannet. I begge tilfeller ville injeksjonen være en ren deponering, uten trykkstøtteeffekt.
- Eksisterende injeksjonsbrønn på Heidrun. I dette alternativet har en vurdert å injisere produsert vann fra Tyrihans sammen med Heidrun vann i allerede eksisterende injeksjonsbrønner for produsert vann for trykkstøtte på Heidrun. Alternativet er forkastet på grunn av høyt bariuminnhold i vann fra Tyrihans. Dette vil medføre utfelling av bariumsulfat når Heidrun og Tyrihans vann blandes. Tyrihans vannet inneholder i tillegg mye kalsium som kan danne kalsiumkarbonat. Det ville krev store mengder avleringsinhibitorer for å unngå dannelse av avleiringer.
- Undervanns separasjon og injeksjon i Tyrihans sadelpunkt. Dette alternativet forutsetter en egen undervannsenhet med separator og vanninjeksjonspumper. Løsningen er kostbar og teknisk svært krevende.

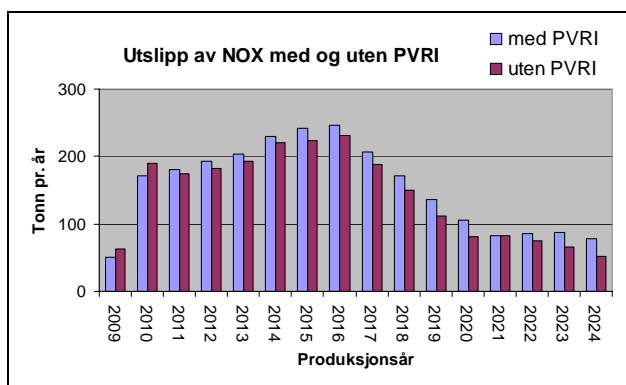
- **Injeksjon i sadelpunktet i Tyrihans.** Løsningen innebærer injeksjon av produsert vann i sadelpunktet mellom Tyrihans Sør og Tyrihans Nord for trykkstøtte. Alternativet forutsetter en ca. 35 km lang rørledning fra Kristin plattformen. Dette alternativet ble vurdert å være det mest realistiske, og er derfor utredet mest i detalj.

### Miljøeffekt

Reinjeksjon av produsert vann ville ført til en liten økning i energiforbruket på Kristinplattformen, og dermed også noe økte utslipp til luft. For produksjonsperioden 2009 – 2025 ville økningen utgjort i gjennomsnitt ca 9000 tonn CO<sub>2</sub> og ca 10 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Dette er illustrert i Figur 3-3 og Figur 3-4.



Figur 3-3. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra Tyrihans med og uten reinjeksjon av produsert vann

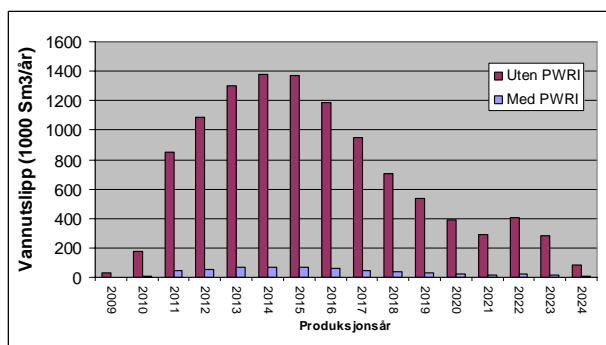


Figur 3-4. Utslipp av NO<sub>x</sub> fra Tyrihans med og uten reinjeksjon av produsert vann

I Figur 3-5 er vist årlige utslipp av produsert vann fra Tyrihans med og uten PVRI. Det er lagt til grunn at injeksjon av produsert vann ville kunnet oppnå en regularitet på 95 %.

Miljøbelastningen av utslipp til sjø, uttrykt som EIF (Environmental Impact Factor) ville bli redusert ved

reinjeksjon av produsert vann. Det er gjennomført sammenlignbare EIF-beregninger med og uten PVRI.



Figur 3-5. Utslipp av produsert vann fra Tyrihans med og uten PVRI

Resultatene er vist i Tabell 3-2. Med to-trinns rensing menes her rensing med sekundær rensemetode (Epcor, Ctour e.l) i tillegg til hydroykloner.

Tabell 3-2. Beregnet total EIF over feltets levetid

Felt	Rensemetode	EIF
Kristin	Cetco Crudesorb filter	37
Tyrihans	hydroykloner	311
	to-trinns rensing	238
Kristin + Tyrihans	hydroykloner	493
	to-trinns rensing	317
	injeksjon av produsert vann	0

### Effekt på olje/gass-utvinning

Reservoarsimuleringer har vist at injeksjon av vann i sadelpunktet øker oljeutvinningen og bedrer prosjektøkonomien.

En enkelt injeksjonsbrønn har kapasitet til å injisere ca 14.000 m<sup>3</sup>/dag. Ved økende vanninjeksjon avtar effekten gradvis. En ekstra brønn for injeksjon av ubehandlet sjøvann, med tilhørende sjøvannspumper, har derfor vist seg å ikke være lønnsom.

Produsert vann finnes ikke i tilstrekkelig mengde til å gi den ønskede økte oljeutvinning. Injeksjon av både sjøvann og produsert vann i samme brønn er ikke aktuelt på grunn av faren for avleiringer.

En brønn for injeksjon av produsert vann i sadelpunktet ville kun gi en liten økning i utvinningsgraden, ut over den effekten som allerede er oppnådd gjennom injeksjon av sjøvann (Tabell 3-3). Tiltaks-kostnadene også for dette alternativet ville derfor bli svært høye (Tabell 3-4).

Forutsatt en målsetting om å oppnå økt oljeutvinning ut over basisalternativet, vil injeksjon av produsert vann i en egen brønn ha dårligere lønnsomhet enn injeksjon av økte mengder ubehandlet sjøvann i en ekstra sjøvannsinjeksjonsbrønn.

Økte investeringskostnader knyttet til PVRI er beregnet til 835 MNOK (2005 kroner). Driftskostnader er beregnet til å øke med 13 MNOK/år (2005 kroner).

**Tabell 3-3. PVRI-effekt på utvinnbare mengder og utvinningsgrad**

	Med PVRI	Uten PVRI
Olje/kondensat	30,8 Mm <sup>3</sup>	30,2 Mm <sup>3</sup>
Gass	35,7 GSm <sup>3</sup>	34,1 GSm <sup>3</sup>
Utvinningsgrad, olje/kondensat	45 %	44 %
Utvinningsgrad, gass	66 %	63 %

### Kostnader/prosjektøkonomi

Det er gjort en beregning av kostnadseffektivitet, dvs. hvor stor reduksjon i miljøbelastning (uttrykt som EIF) en oppnår pr. investert krone. Resultatet er vist i Tabell 3-4. Kostnadene er uttrykt som nåverdi, dvs. 7 % før skatt.

De økonomiske beregningene er basert på en oljepris på 22 USD/fat og 6,75 NOK/USD og 7 % før skatt. Ved injeksjon i sadelpunktet er økte inntekter som følge av økt oljeproduksjon inkludert. I alternativene med injeksjon i Smørbukk og subsea separasjon det er lagt til grunn kostnadsberegninger fra 2003 ("Cost Estimate Report, CAPEX and OPEX, for Produced Water Injection Tyrihans"). For to-trinns rensing og for injeksjon i sadelpunktet er de økonomiske analysene gjennomført høsten 2004.

Som en rettesnor har Statoil satt en grense for kostnadseffektivitet på 100.000 NOK pr. reduserte EIF-enhet dersom tiltaket reduserer EIF med mindre enn 200, og 200.000 NOK pr. reduserte EIF-enhet dersom tiltaket reduserer EIF med mer enn 200. Det vil si at tiltak med bedre kostnadseffektivitet enn dette bør implementeres. For tiltak med dårligere kostnadseffektivitet vil andre forhold som utslippets størrelse, områdets sårbarhet, sikkerhet, arbeidsmiljøforhold, vekt- og plassreserver også måtte tillegges stor vekt.

For Tyrihans ville injeksjon av produsert vann kunne gi noe større reduksjon av EIF enn rensing med bruk av beste tilgjengelige teknologi. Men som det

framgår av Tabell 3-4 er den miljømessige kostnadseffektiviteten svært dårlig.

**Tabell 3-4. Kostnadseffektivitet NOK/dEIF for ulike utslippsreducerende tiltak for Tyrihans**

Håndtering av produsert vann	ΔEIF *	Total kostnad (millioner NOK)	Millioner NOK/EIF
Kristin + Tyrihans, rensing med hydrosykloner	493	-	-
Kristin + Tyrihans, to-trinns rensing	176	35	0,2
Kristin + Tyrihans, injeksjon i Tyrihans sadelpunkt	493	649	1,3
Kristin + Tyrihans, injeksjon i Smørbukk	493	Ca 760	1,5
Kristin + Tyrihans, subsea separasjon og injeksjon i Sadelpunktet (80 %)	ca. 493	Ca. 2 000	4,1

\* ΔEIF er forskjellen i EIF mellom rensing kun med hydrosykloner (EIF=493) og henholdsvis to-trinns rensing eller reinjeksjon

\*\* Det er ikke beregnet EIF for subsea separasjonsalternativet med oppdaterte vannprofiler. ΔEIF er satt lik injeksjonsalternativene. Da en regner med 80% injeksjon av produsert vann med subseaseparasjon, og 95% injeksjon ved de andre injeksjonsalternativene, ville ΔEIF blitt mindre og gitt enda dårligere kostnadseffektivitet.

Som et alternativ har en derfor valgt to-trinns rensing, dvs. rensing med EPCON- eller CTour anlegg, eller teknologi som gir tilsvarende renseeffekt.

Slik forbedret rensing kan redusere miljørisikoen med ca. 35 %, og innebærer en betydelig bedre kostnadseffektivitet enn reinjeksjon. Kostnadseffektiviteten er dårligere enn rettesnoren Statoil har satt for å implementere miljøtiltak. For Tyrihansprosjektet er det likevel besluttet å gjennomføre sekundær rensing.

### Vurderinger og konklusjon

Reinjeksjon av produsert vann er ikke funnet å kunne bidra positivt til prosjektøkonomien, og framstår som et uforholdsmessig kostbart miljøtiltak sammenlignet med rensing av produsert vann.

I samsvar med nullutslippsmålsettingen er det derfor besluttet å installere beste tilgjengelige teknologi for rensing av produsert vann. Dette vil redusere olje-

innholdet i produsert vann med om lag 75 %; EIF-verdien blir redusert med om lag 35 %.

### 3.5 Tidsplan for utbyggingen

Hovedmilepæler for Tyrihans-utbyggingen er vist i Tabell 3-5. Sannsynlig produksjonsstart er satt til 1.7.2009, basert på kommersielle tilbud fra Haltenbanken Vest gruppen i mars 2004.

Tyrihans lisensen planlegger en prosjektgjennomføring som gjør det mulig å starte produksjonen i 2008, dersom det blir ledig kapasitet på Kristin.

En betydelig del av tilknytnings-modifikasjonene på Kristin er allerede gjennomført mens Kristin plattformen har vært under bygging ved Aker Stord. Gjenværende modifikasjoner på Kristin og modifikasjoner på Åsgard vil bli gjennomført med inntil 30-40 personer på hver plattform offshore. Det er planlagt produksjonsstans på Åsgard og Kristin i forbindelse med installasjonene for Tyrihans. Innløfing av manifoldmodul på Kristin er planlagt i 2008.

Tabell 3-5. Tidsplan for utbyggingen

Milepæler	Dato
Beslutning om videreføring	november 2004
Innsendelse av konsekvensutredning	mars 2005
Innsendelse av PUD	15. juni 2005
Boreoperasjoner	høsten 2007 – mai 2011
Modifikasjoner, Kristin	mai 2007 - juni 2009
Modifikasjoner, Åsgard B	februar 2008 - april 2010
Marine operasjoner	mai 2007 - juni 2009
Produksjonsstart:	2009

Installasjon av produksjonsrør og brønnrammer vil foregå i 2007, stigerør, kabel-legging, sammenkoblinger og intervensjonsarbeid i 2008. Testing av rørsystemet er planlagt til 2009.

Tidsplanen baseres på at detaljprosjektering starter i 2005.

### 3.6 Valgt utbyggingsløsning

Tyrihans bygges ut som en havbunnsutbygging. Brønnstrømmen fra Tyrihans vil bli prosessert på Kristin. Utskilt olje vil sammen med Kristins kondensat overføres til Åsgard C for midlertidig lagring og videre eksport med skytteltankere.

Gass vil bli eksportert via Åsgard Transport rørledning til Kårstø for videre behandling til salgsgass.

Tyrihans Sør vil bli utvunnet med gassinjeksjon fra Åsgard B som trykkstøtte. Tyrihans Nord vil bli utvunnet ved trykkavlastning.

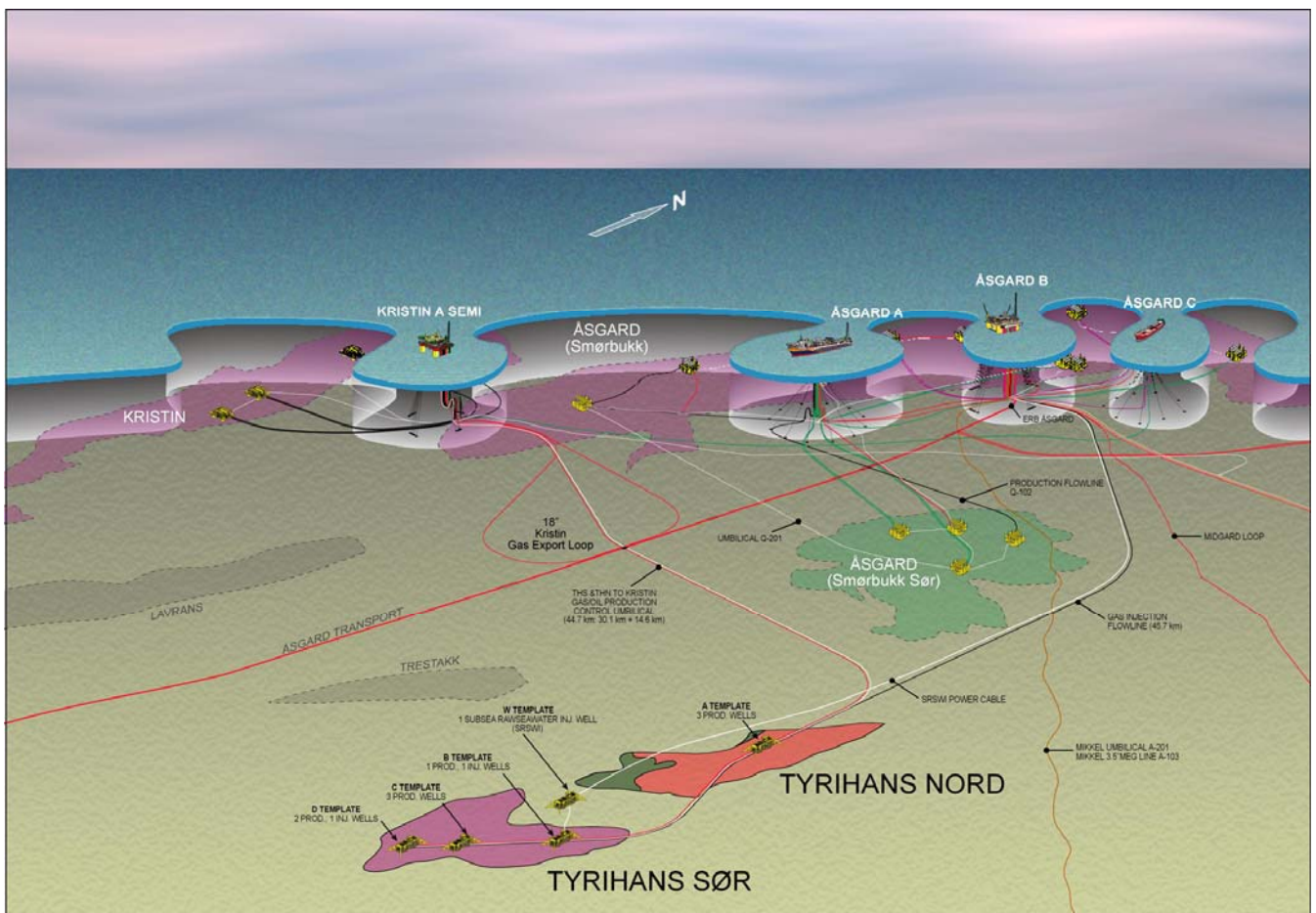
Produksjonen vil starte fra Tyrihans Sør og Tyrihans Nord i 2009. Det gis også mulighet for tidligere oppstart.

Det planlegges for gassløft for alle oljeproduksjonsbrønner og for stigerøret for brønnstrømmen opp til Kristin plattformen.

Utvinnbare væskemengder (olje + kondensat) er anslått til totalt ca. 30,2 MSm<sup>3</sup> og totale produserte rikgassmengder for salg vil være om lag 34,1 GSm<sup>3</sup>. Dette gir en utvinningsgrad for olje/kondensat på 44 %, og for rikgass på 63 %.

I begynnelsen vil største delen av den produserte gassen reinjiseres i reservoaret i Tyrihans Sør for å øke utvinningen av olje. Gassinjeksjonen vil etter planen pågå fram til år 2015, og deretter vil all produsert gass gå til eksport.

Sjøvannsinjeksjon planlegges startet i 2010 og vil pågå fram til år 2016. Lavtrykks-produksjon er antatt fra og med 2021. Produksjonsperioden vil vare fram til og med 2025.



Figur 3-6. Utbyggingsløsning med brønnstrøm til Kristin og gassinjeksjon fra Åsgard B

### 3.6.1 Trasèundersøkelser

Kartlegging av havbunnen langs rørledningstraseer og lokaliteter for havbunnsinstallasjoner vil skje gjennom flere faser:

- ◆ Fase 1 – Oversiktskartlegging av korridoren ble gjennomført med multistråleekkolodd, sidesøkende sonar og lett seismikk i mars 2004. Hensikten var å skaffe grunnlag for plassering av bunnrammer, rørprosjektering, trasèvurdering og lokalisering av optimal trasè. Korallforekomster i korridoren (1 km) ble avdekket.

Oversiktskartleggingen avdekket et gammelt skipsvrak, som beskrevet i kap 4.5.

- ◆ Fase 2 – Detaljkartlegging av traseene ble gjennomført sommeren 2004. Noe mindre tilleggs-kartlegging vil også bli utført våren 2005. Kartleggingen inkluderer topografisk kartlegging og

geoteknisk prøvetaking langs rør og kabeltraseer og ved brønnramme lokasjoner.

- ◆ Fase 3 – Leggeundersøkelse vil bli utført sommeren 2007 i forkant av leggeoperasjonene. Dette gjøres med video-kartlegging ved bruk av fjernstyrt undervannsfarkost fra skip.

### 3.6.2 Bore- og anleggsfasen

Det planlegges å bore i alt 12 brønner fra i alt 5 havbunnsrammer, slik det framgår av Tabell 3-6 og Figur 3-7.

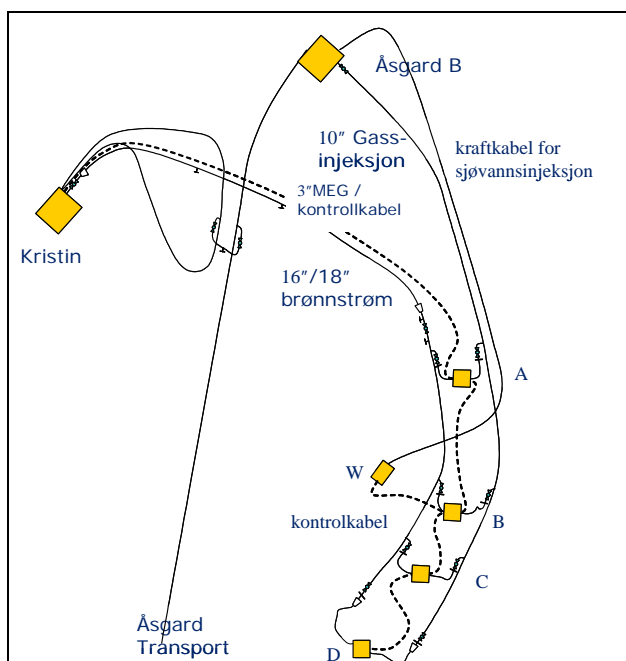
Brønnene vil bli boret fra en mobil, delvis nedsenkbar borerigg.

Oljeproducentene planlegges med horisontale reservoarseksjoner, mens gassinjeksjonsbrønnene og gassproducentene planlegges med vertikale eller nær vertikale reservoarseksjoner. Vanninjeksjonsbrønnen planlegges som en vertikal brønn.

Tabell 3-6. Oversikt over brønner og brønnrammer

	Brønnramme	Brønnantall/-type
Tyrihans Nord	Tyrihans A	2 oljeprodusenter (som senere konverteres til gassprodusenter) 1 gassprodusent
Tyrihans Sør	Tyrihans B	1 gassinjeksjonsbrønn / gassprodusent 1 oljeprodusent
	Tyrihans C	3 oljeprodusenter
	Tyrihans D	1 gassinjeksjonsbrønn / gassprodusent 2 oljeprodusenter
	Tyrihans W	1 brønn for injeksjon av ubehandlet sjøvann

7 av de 8 oljeprodusentene vil bli boret med to sidegreiner. De to oljeprodusentene i Tyrihans Nord vil gjennomtrengte gass-kappen høyt oppe i strukturen. Dette gir mulighet for å stenge av oljesonen og konvertere brønnene til gassprodusenter på et senere stadium når oljesonen er drenert. Oljeprodusentene utstyres med mulighet for gassløft.



Figur 3-7. Skisse av utbyggingsløsning med brønnrammer, rørledninger og tilknytningsinstallasjoner

Brønnstrømmen vil bli ledet gjennom en 43 km lang produksjonsrørledning fra bunnrammene på Tyrihans Sør via Tyrihans Nord til Kristin. Det planlegges med direkte elektrisk oppvarming (DEH) av

produksjonsrørledningen for å hindre hydrattdannelse. Det vil bli benyttet rustfri stål i rørledningen. I tillegg er det planlagt et 43 km langt gassinjeksjonsrør fra Åsgard B til Tyrihans.

Dimensjoner på rørledningene framgår av Tabell 3-7.

Det planlegges brukt vannbasert borevæske for de øverste brønnseksjonene, samt reservoarseksjonene. Avhengig av brønnbanen, kan det bli aktuelt å bruke oljebasert borevæske i de nederste brønnseksjonene.

Tabell 3-7. Planlagte nye rørledninger og kabler

Rørledning	Funksjon/dimensjon
Tyrihans Sør – Tyrihans Nord	Produksjonsrørledning 14 km, 16" indre diameter (ID) Materialkvalitet: rustfri
Tyrihans Nord - Kristin	Produksjonsrørledning 29 km, 18" ID, stigerørledning 14" ID Materialkvalitet: rustfri
Åsgard B - Tyrihans	Gassinjeksjonsrørledning 43 km. 10" ID, stigerørledning 9" Materialkvalitet: Karbonstål
Åsgard B - Tyrihans	2 stk kraftkabler 35/43 km
Kristin - Tyrihans	Kontrollkabel/serviceledning 43 km

### 3.6.3 Anlegg for injeksjon av sjøvann

Det vil bli installert en egen bunnramme over sadelpunktet mellom Tyrihans Sør og Tyrihans Nord for injeksjon av ubehandlet sjøvann. Anlegget vil bestå av:

- Transformatorer
- Elektriske motorer
- Pumper
- Injeksjonsbrønn

Kraftforsyningen for dette anlegget er planlagt fra Åsgard B via en egen kraftkabel på 35 km. På Åsgard B vil det bli installert egne transformatorer og utstyr for styring av motorens turtall.

Kraft vil bli forsynt fra eksisterende generatorer på Åsgard B.

Et alternativ vil være å forsyne anlegget med kraft fra Kristin i stedet for Åsgard B. Endelig valg mellom Åsgard og Kristin vil bli gjort på bakgrunn av de tekniske og kommersielle tilbud våren 2005.

### 3.6.4 Modifikasjoner på Kristin

Brønnstrømmen fra Tyrihans vil ankomme Kristin-plattformen gjennom et dedikert stigerør. En ny manifold-modul (manifold - samlerør mellom innløpsrør og separator) vil bli bygget slik at senere oppkobling av eventuelle nye satellittutbygginger skal være mulig med et minimum av endringer. Den nye manifoldmodulen knyttes opp mot Kristins eksisterende produksjons- og testmanifolder.

Brønnstrøm fra Tyrihans og Kristin blandes oppstrøms første trinns separator, og det blir dermed en blanding gjennom hele prosessanlegget. Det er lagt inn flerfasemålere for Tyrihans. Disse vil bli kalibrert jevnlig mot testseparator.

Øvrige hovedmodifikasjoner på Kristin-plattformen vil være:

- Kapasitetsøkning for produsertvannsystemet
- To-trinns rensing av produsert vann
- Utstyr for oppvarming (DEH) av brønnstrømsrørledning for å unngå hydrattdannelse.
- Ny kondensatvarmer pga. lavere ankomsttemperatur fra Tyrihans
- Endring av innmat i separatorer og pumper
- Oppkobling til den eksisterende prosessen.
- Oppgradering av kraftturbin og eksportkompressorturbin
- Nytt utstyr for styring og forsyning av hydraulisk kraft til undervannsanlegget
- Ny kjemikaliepakke (for avleiringshemmer og flokkulant til renseanlegg)
- Elektrisk utstyr for kraftforsyning, dersom kraft til vanninjeksjon skal leveres fra Kristin

Dagens designkapasitet for gass- og oljeproduksjon blir ikke endret som følge av Tyrihans-prosessering. Kapasiteten for vannbehandlingssystemet vil imidlertid bli oppgradert fra dagens 5000 m<sup>3</sup>/d til 8000 m<sup>3</sup>/d.

Oppgraderingen av vannbehandlingssystemet inkluderer:

- Ny sandfjerningspakke
- Nye hydrosykloner
- Oppgradering av avgassingstankens innmat
- Nye plater i produsertvann-kjøler
- Utstyr for to-trinns rensing

Regulariteten på Kristin vil ikke bli signifikant påvirket av Tyrihans-oppkoblingen.

Modifikasjonene er beregnet å veie 590 tonn under operasjon.

På Kristin antas lavtrykksproduksjon fra ca 2021. Dette vil også kreve modifikasjoner av prosessanlegget. Det er tilstrekkelig vektreserve på Kristin for både Tyrihans og lavtrykksproduksjon, men marginene er små.

### 3.6.5 Modifikasjoner på Åsgard B

Modifikasjoner på Åsgard B-plattformen er estimert til ca. 190 tonn inkl. utstyr for sjøvannsinjeksjon. Modifikasjonene omfatter:

- Modifikasjon av eksisterende injeksjonskompressor.
- Rørrangement for injeksjon av gass til Tyrihans
- Mindre modifikasjoner på prosess- og hjelpesystemer
- Transformatorer og elektrisk utstyr inklusiv stålstruktur for kraftforsyning til anlegg for injeksjon av sjøvann. Etter stans av gassinjeksjon i 2015 kan det bli nødvendig å installere en liten kompressor for forsyning av gassløft til Tyrihans produksjonsbrønner.

### 3.6.6 Eksportløsning

Gass vil bli eksportert gjennom Åsgard Transport til Kårstø. Olje/kondensat vil bli ført til lagerskipet Åsgard C gjennom eksisterende rørledning, og derfra skipet ut med skytteltankere.

## 3.7 Økonomi

De totale investeringskostnadene for Tyrihans er foreløpig beregnet til ca. 11,4 milliarder NOK (2005-kroner). Driftskostnadene, ekskl. tariffier og CO<sub>2</sub>-avgift, er beregnet å utgjøre gjennomsnittlig ca

170 millioner NOK/år etter at produksjonen er kommet i gang.

De samlede inntekter, neddiskontert til år 2005, utgjør 28,9 milliarder NOK (7 % neddiskointeringsrente).

### 3.8 Helse, miljø og sikkerhet

Det er utarbeidet et program for helse- og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet. Programmet omfatter mål og strategi, akseptkriterier samt planlagte sikkerhets- og risikoevalueringer. Programmet oppdateres ved starten av hver prosjektfase, og for øvrig ved behov.

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet står sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Tyrhans.

Alle aktiviteter vil være underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Operatørens overordnede mål for HMS er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter.

Utbyggingen skal møte gjeldende målsetninger for HMS. Disse gjengis i det følgende i stikkords form:

- Risikonivået skal minimaliseres, og ikke overstige en FAR-verdi (Fatal Accident Rate) på 10
- Statoils målsetting om 0 skadelige utslipp skal implementeres
- Utslipp til luft og vann skal ikke overstige Miljøsoks og Statoils ambisjonsnivå
- HMS-hensyn skal integreres i all relevant virksomhet, strategier og planer
- Det skal sikres kvalifisert personell i alle funksjoner og fornuftig ressursforvaltning
- Det skal sikres erfaringsoverføring og tett samarbeid med tilsvarende prosjekter
- Det skal sikres god kommunikasjon mellom prosjektet og partnere / myndigheter
- Det stilles samme krav til våre leverandører som til Statoils egne ansatte

Alt bore- og brønnutstyr skal være tilpasset formålet og skal oppfylle Statoils og myndighetenes spesifikasjoner, regulativ og krav. Utstyr og fasiliteter skal gjennomgå systematisk vedlikehold. Erfaringer fra operasjoner skal journalføres og behandles systematisk for å oppnå forbedringer av utstyr og operasjo-

ner med hensyn på sikkerhet og effektivitet. Personell involvert i planlegging, implementering og verifisering av bore- og brønnoperasjonene skal inneha nødvendige kvalifikasjoner.

I Tyrhans vil HMS i prekvalifisering prioriteres høyt, i tråd med pågående Statoil-aktiviteter for å sikre tidlig involvering og forpliktelser fra leverandører som benyttes.

Det settes krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget program for HMS. I tillegg settes det krav til at kontraktørene skal kunne dokumentere et eget styringssystem for HMS.

Ved tildeling av kontrakter skal Statoil legge til grunn en vurdering av selskapsresultat, mål og holdninger vedrørende HMS hos aktuelle kontraktører og leverandører.

Det er gjennom planleggingsfasen gjort løpende evalueringer av hvordan tilleggsutstyr og -operasjoner vil påvirke sikkerheten på Kristin og Åsgard B, og dette er tatt hensyn til i konseptutviklingen. I den videre detaljplanleggingen vil dette bli fulgt opp med ytterligere studier.

### 3.9 Avvikling

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger.

Brønner vil bli plugget, og alle rørledninger og installasjoner vil bli disponert i henhold til gjeldende regelverk. Pr. i dag innebærer det at alle undervannsinstallasjoner skal fjernes (brønnrammer, ventiltrær, beskyttelsesstrukturer, endemoduler med mer).

For rørledninger og kabler avgjøres disponeringsmåten i hvert enkelt tilfelle basert på behandlingen av avslutningsplanen. Praksis hittil har vært at rengjorte rørledninger som er stabilt nedgravd eller tildekket og ikke utgjør eller vil komme til å utgjøre noen ulempe for miljø eller utøvelse av fiske, tillates etterlatt på havbunnen.



### 3.10 Oppsummering av utbyggingselement

I Tabell 3-8 er det gitt en oppsummert oversikt over de ulike komponentene som inngår i den valgte utbyggingsløsningen.

**Tabell 3-8. Oppsummering av utbyggingselementer**

Utvinnbare mengder olje/kondensat,	30,2 Mm <sup>3</sup>
Utvinnbare mengder rikgass	34,1 GSm <sup>3</sup>
Investeringskostnader	11,4 Milliarder NOK (2005-kroner)
Ant. bunnrammer	I alt 5, herav 3 (Tyrihans Sør - THS) + 1 (Tyrihans Nord -THN) + 1 bunnramme for sjøvanns-injeksjon
Ant. brønner	I alt 12, herav: Tyrihans Sør: 6 oljeproducenter + 2 gassinjeksjonsbrønner (senere gassproducenter) Tyrihans Nord: 2 oljeproducenter, 1 gassproducent Sadelpunktet: 1 vanninjeksjonsbrønn (sjøvann)
Rørledninger	- Brønnstrømsrørledning fra THS, via THN til Kristin - Rørledning for gassinjeksjon og gassløft fra Åsgard B til THS
Kontrollkabel/servicelinjer	-Kontrollkabel/injeksjonsledning fra Kristin til THN og videre til THS og anlegg for injeksjon av rått sjøvann.
Kraftkabler	1 kraftkabel fra Åsgard B til sjøvannspumper 1 kraftkabel fra Åsgard B til THS og THN
Modifikasjoner på Kristin	- Ny manifoldmodul - Kapasitetsøkning/oppgradering av produsertvannsystemet - Utstyr for DEH - Erstatte kondensatvarmer - Endret innmat i separatorene og pumper - Oppkobling til prosessen - Oppgradering av kraftturbin og eksportkompressor turbin - Hydraulikkpakke - Kjemikaliepakke
Modifikasjoner på Åsgard B	- Oppgradering av gass-håndteringskapasitet



## 4 Miljø, naturressurser og kulturminner

Dette kapitlet er basert på sammendraget i RKU-Norskehavet. Det henvises til RKU-Norskehavet for ytterligere detaljer.

### 4.1 Miljø og naturressurser

Innen analyseområdet til RKU Norskehavet er det lokalisert flere spesielt miljøfølsomme områder (SMO) for marine pattedyr, fisk og sjøfugl. Det finnes flere sjøfugllokaliteter som tilfredsstillende kravene for hhv. internasjonale, nasjonale og regionale SMO.

Røst utgjør et internasjonalt SMO for lunde i månedene april-september. Nasjonale SMO forekommer langs hele kysten og disse områdene kan omfatte SMO for flere arter. Det er identifisert et regionalt SMO for fisk i området rundt Lofoten. Dette omfatter torskelarver i perioden mars-april. Viktige gytefelter for sild utenfor Møre og på Haltenbanken er definert som SMO.

Koraller dannet av *Lophelia pertusa* finnes langs hele kysten fra Hordaland til og med Finnmark. De største forekomstene er mellom Stadt og Lofoten. En antar at de dekker så mye som 1500-2000 km<sup>2</sup>. Revene er viktige bunnhabitater med stort artsmangfold, og er sårbare overfor direkte fysisk påvirkning, som f.eks. bunntråling. Andre steder i verden utgjør nedslamming en viktig trussel for korallrev.

Havforskningsinstituttet har sommeren 2002 funnet og kartlagt et nytt stort dypvannskorallrev av *Lophelia*-typen, trolig et av de aller største som hittil er funnet. Det ligger på en bratt og ulendt del av Eggakanten utenfor Røst i Lofoten, nord for Trænadypet, og har fått navnet Røstrevet.

Siden 1976 er det samlet inn betydelige mengder data om utbredelse av sjøfugl. Store deler av det foreliggende datagrunnlaget mht. utbredelse av sjøfugl innenfor det aktuelle kystavsnittet (62-69° N) er likevel av gammel dato (15-20 år). Det samme gjelder datagrunnlaget for sjøfugl i åpent hav. Fra oljeindustrien er det tatt et initiativ for å få i gang et arbeid med en oppdatering av disse dataene.

Sjøfugl er på individuelt nivå svært sårbare for oljesøl. Dette gjelder spesielt for arter som tilbringer storparten av tiden på sjøen. Innenfor det aktuelle området finnes det en rekke viktige lokaliteter der store mengder sjøfugl er samlet i perioder. Dette gjelder hekkeområder, overvintringsområder, områder for næringssøk og områder for myting og hvile. Utredningen presenterer disse områdene på kart og i tabeller, og det angis i hvilke deler av året områdene er i bruk.

For noen sjøfuglarter innen utredningsområdet er det registrert en klar tilbakegang. Dette gjelder for lomvi og dels også for lunde, som begge har vist en til dels dramatisk tilbakegang i flere kolonier. Bestandsnedgangen for lomvi skyldes trolig både næringsmangel og omfattende tap i drivgarn, mens den for lunde antas å skyldes næringsmangel. Også sildemåke, krykkje, toppskarv, ærfugl, sjøorre og havelle synes å ha hatt en generell tilbakegang. Av arter som har økt i antall kan nevnes havsule og havhest, som begge har vist en generell bestandsøkning i Norge, muligens relatert til endringer i fiskeriene gjennom de siste 50 årene som har ført til mer tilgjengelig fiskeavfall i åpne hav-områder. Også måkeartene gråmåke og svartbak har vist en generell bestandsøkning på landsbasis.

Sild, torsk og sei utgjør de tre kommersielt sett viktigste fiskebestandene i Norskehavet. Hyse, lange, brosme og uer er andre fiskearter der en stor andel av den samlede norske fangsten tas i Norskehavet, men som volummessig betyr mindre enn de tre førstnevnte.

De viktigste gyteområdene for norsk vårgytende sild er bankene utenfor Møre og Haltenbanken, men det foregår også gyting langs kysten av Vestlandet og i Nord-Norge. Gytingen skjer i februar-mars. Larvene driver deretter med kyststrømmen nordover. Silda beiter i Norskehavet fra juni til september, og overvintrer nå primært i Vestfjorden, Tysfjorden og Ofotfjorden.

En regner at ca 90 % av bestanden av skrei gyter i Lofoten/Vesterålen-området, og resten hovedsaklig utenfor Møre. Gytingen har i de senere år i stor grad

flyttet seg fra Vestfjorden til Røstbanken og de andre bankene på yttersida av Lofoten og Vesterålen. Skreien gyter fra januar til mai, med hovedtyngden sist i mars. Torskelarvene og -yngelen blir ført nordover med kyst- og atlantehavsstrømmen. I juli måned finnes en stor del av yngelen over Tromsøflaket. Senere på høsten finnes torskeyngelen i store deler av den sørlige delen av Barentshavet.

De viktigste gyteområdene for seibestanden nord for 62°N er områdene utenfor Mørekylen, Haltenbanken og Lofoten (Røstbanken). Hovedgyttingen foregår imidlertid mer ubemerket på stort dyp, ofte langt fra land. Det registreres derfor sjelden betydelige mengder egg av sei i norsk sone, og larver opptrer alltid i svært lave tettheter.

På individnivå er det påvist forskjeller i sårbarhet overfor oljeforurensing mellom ulike arter. Sei regnes som den mest sårbare, deretter kommer torsk, lodde, makrell og sild. For alle arter er det egg- og larvestadiene som er de mest sårbare.

Havert og steinkobbe er de eneste selartene som har fast tilhold på norskekysten. De vanligste hvalartene i området er nise, spekkhogger, vågehval og spermhval. I Vestfjorden kan det finnes flere tusen vågehval om sommeren.

Selene er spesielt sårbare i yngle- og hårfellingsperioder. Både hval og sel er mest sårbare overfor fersk olje som kan gi skader ved innånding. Både hos hval og sel skjer varmeisolasjonen ved et tykt spekklag, og kontakt med olje vil ikke føre til nedkjøling på samme måte som hos sjøfugl.

Oteren er knyttet til ytre kyststrøk. Populasjonen av oter regnes for å være mer eller mindre sammenhengende langs hele den aktuelle kyststrekningen, og utgjør en stor del av den samlede norske oterbestanden. Oter har varmeisolerende pels, og enkeltindividene regnes derfor som sårbare for oljesøl på samme måte som sjøfugl.

## 4.2 Fiskerier

Områdene som rørledningene mellom Tyrihans og Kristin og Åsgard B vil krysse gjennom er i RKU-Norskehavet definert som "lite viktig" for fiske med bunntål, og "ikke viktig" for fiske med line/garn eller not. Dette er basert på en klassifisering av områdene i Norskehavet i hhv ikke viktige, lite

viktige, viktige og meget viktige. Grunnlaget for denne klassifiseringen er registrerte landinger av fangst og fangstverdi. Dette representerer dermed en gradering av områdene etter hvilken betydning de har for fiskeriene.

Også i de områdene som er gradert som minst viktige foregår det et visst fiske. Områder kan være viktige for enkelte typer fiske selv om den samlede verdien av fangsten i området ikke er spesielt stor. Veksling mellom ulike arter kan være nødvendig for å holde flåten i gang i perioder med lave kvoter eller dårlig tilgang på fisk, og slike fiskerier kan derfor være viktige selv om førstehandsverdien er lavere enn for andre arter og områder.

I RKU-Norskehavet er samlet fangst av torsk i lokasjonen like øst for Kristin i år 2000 plassert i kategorien 10-100 tonn. I lokasjonen like øst for Tyrihans er samlede trålfangster av sei både i år 2000 og år 1996 plassert i kategorien 100 – 1000 tonn. Total førstehandsverdi av fangstene i de to lokasjonene i år 2000 er plassert i hhv kategoriene 1-10 millioner kroner (lokasjonen øst for Kristin) og 0-1 millioner kroner (lokasjonen øst for Tyrihans).

Den største trålfiskeaktiviteten i området foregår vest for Kristin, på dyp fra 350 m og nedover. Også et godt stykke øst for Tyrihans er det områder som er kategorisert som viktige for trålfiske. I det området som vil bli berørt av Tyrihansutbyggingen og tilhørende havbunnsinstallasjoner og rørledninger er det imidlertid ingen opplysninger som indikerer stor fiskeriaktivitet.

## 4.3 Fiskeoppdrett

Fiskeoppdrett er en betydelig næringsvirksomhet langs norskekysten, der oppdrett av laks og ørret er de klart viktigste artene. Oljesøl som rammer oppdrettsanlegg vil kunne forårsake skader på fisk i anlegget, trolig som følge av en kombinasjon av akutte giftvirkninger og stress. Mistanke om oljesmak i fisk kan også medføre økonomiske konsekvenser, tildels uavhengig av om fisken har fått oljesmak. Ved siden av skader på selve oppdrettsorganismene vil et oljesøl kunne føre til økonomiske tap som følge av tilgrising av utstyr.

#### 4.4 Kulturminner

Det er to ulike kategorier kulturminner under vann som det er viktig å være oppmerksom på i forbindelse med inngrep i havbunnen:

- Spor etter menneskelig aktivitet fra den tid da deler av nåværende sjøbunn var tørt land, dvs fra tiden under og rett etter siste istid (steinalderfunn). Alle spor etter menneskelig virksomhet fra oldtid og middelalder (inntil år 1537), innenfor territorialgrensa, regnes som automatisk fredede kulturminner (Kulturminnelovens § 4).
- Skipsvrak, eller rester etter slike. Slike funn som er eldre enn 100 år, innenfor territorialgrensa, er fredet etter kulturminnelovens § 14.

Kulturminneloven gjelder ut til territorialgrensa (12 nautiske mil, eller ca 22,2 km utenfor grunnlinjen). Til sammenligning ligger Tyrihans-feltet ca 170 km fra land.

Utenfor territorialgrensen er det Petroleumslovens krav til aktsomhet overfor kulturminner som gjelder (dvs. et mindre strengt vern enn innenfor territorialgrensa).

Utenfor territorialgrensa mellom 62°N og 69°N er det i dag kun to kjente funn fra steinalderen. Disse stammer fra sedimentprøver tatt i forbindelse med kartlegging av sokkelen i 1978. Store områder på sokkelen utenfor Møre og Romsdal kan ha et potensiale for funn fra steinalder. Begge de to kjente steinalderfunnene stammer fra dette området, som omfattes av *Langgrunna* og *Buagrunnen*. De grunneste, og dermed aller mest aktuelle områdene finner man på de to nevnte områdene, samt deler av *Haltenbanken* og områdene utenfor Vestfjorden/Lofoten. Dette er områder med dybder ned mot ca 200 m.

Det er tidligere ikke registrert sikre funn av noen skipsvrak eldre enn 100 år. En gjennomgang av ulike forlisdatabaser og arkiver ved andre institusjoner, indikerer imidlertid at det skjuler seg et betydelig antall forliste skip i området.

Det gjennomføres rutinemessig ROV-kartlegging av havbunnen langs alle aktuelle rørledningstraseer og av alle aktuelle bore- og utbyggingslokasjoner. En har erfaring med at slike kartlegginger kan oppdage skipsvrak, og også flyvrak, på havbunnen. Hva som

er aktuelle tiltak for å unngå skade, og hva som er nødvendig mht. videre undersøkelser, tas stilling til dersom det gjøres funn.

#### 4.5 Funn av skipsvrak

Under oversiktskartleggingen av havbunnen på Tyrihans-feltet ble det oppdaget et ikke avmerket skipsvrak på Haltenbanken. Vraket ligger på ca 260 m vanddyb og er ca. 80 m langt.

Funnet er rapportert inn til Riksantikvaren, som har meldt tilbake at dette er et skip bygget i 1899, med navnet Luise Horn. Skipet var lastet med kull da det gikk ned. I Figur 4-1 er det vist et bilde av skipet tatt med sidesøkende sonar.

I den videre planleggingen vil det bli sørget for at dette skipet ikke blir berørt av noen inngrep i forbindelse med utbyggingen av Tyrihans.



Figur 4-1. Bilde av skipet "Luise Horn" på 260 m vanddyb, tatt med sidesøkende sonar.

#### 4.6 Miljøovervåking

Før produksjonsboringen på Tyrihans starter vil det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet for å kartlegge miljøtilstanden, med fokus på fysiske, kjemiske og biologiske paramete-

re. Grunnlagsundersøkelsen for Tyrihans planlegges gjennomført i 2006, samtidig med den neste regionale overvåkingsundersøkelsen på Haltenbanken.

Miljøovervåkingen vil deretter bli fasett inn i den regionale overvåkingen i området. Det vil si at den første overvåkingsundersøkelsen på Tyrihans skjer i 2009.

Overvåkingsundersøkelsene gjennomføres med hjemmel i Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften). Det blir gjennomført samtidige undersøkelser for alle feltinstallasjoner innen hver enkelt region. Som en hovedregel gjøres dette hvert 3. år, og til samme tid hver gang (mai- tidlig juni).

Tyrihans ligger i region VI, og den regionale undersøkelsen i dette området ble sist gjennomført i 2003.

Resultatene fra undersøkelsen i 2003 var i samsvar med resultatene fra undersøkelsen i 2000 (DNV, 2003). Bunndyrsamfunnet kan generelt betraktes som sunt og uforstyrret. De regionale stasjonene og referansestasjonene er ikke påvirket av borekjemikalier. Ingen forurensing eller forhøyede konsentrasjoner er funnet i sedimentene på disse stasjonene.

Konsentrasjonene av tungmetaller er lave; forhøyede verdier er funnet bare på noen stasjoner.

Forhøyede konsentrasjoner (>50 mg/kg sediment) av THC er funnet i området rundt enkelte installasjoner, ut til avstander på 250 – 2000 m fra installasjonene.

I 2003 ble det gjennomført grunnlagsundersøkelser på Kristinfeltet. Resultatene viste lave verdier for THC; ingen forurensing. Det ble funnet lave men forhøyede verdier av barium, ut til en avstand på 1000 m. Bunnfaunaen ble karakterisert som artsrik og uforstyrret.

Det vises for øvrig til RKU-Norskehavet (2003) og Vedlegg til RKU-Norskehavet 2003 (9. februar 2004) for nærmere omtale av resultater fra overvåkingsundersøkelser, samt generell omtale av miljøovervåking og behovet for samordning av denne.

## 5 Planlagte utslipp til luft

Prosessering av brønnstrømmen fra Tyrihans vil utnytte ledig kapasitet på Kristin-plattformen etterhvert som produksjonen på Kristin avtar. Utbygging og drift av Tyrihans vil likevel medføre noe økte utslipp til luft, i hovedsak knyttet til:

- Boring
- Marine operasjoner
- Brønntesting
- Drift/prosessering (Kristin)
- Reinjeksjon av gass (Åsgard B)
- Lagring og transport av gass/olje (Åsgard C)

### 5.1 Utslipp til luft fra boring, komplettering og brønntesting

Total tid for boring og komplettering vil være omtrent slik som vist i Tabell 5-1.

Antatt borestart er høsten 2007, og i henhold til foreløpig boreplan vil det pågå kontinuerlig bore- og kompletteringsarbeid for Tyrihans fram til mai 2011. I perioden mai 2011 til juli 2016 er det lagt inn et opphold i bore- og brønnaktivitetene. Endelig ferdigstillelse av den siste planlagte gassproduksjonsbrønnen vil foregå i juli og august 2016.

**Tabell 5-1. Estimert tid for boring og komplettering av brønnene på Tyrihans**

Type brønn	Boring (dager totalt)	Komplettering (dager totalt)	Totalt antall dager
8 produksjonsbrønner	646	287	933
1 gassproduksjonsbrønn	32	19	51
2 gassinjeksjonsbrønner	68	38	106
1 brønn for injeksjon av sjøvann	32	18	50
Totalt	778	360	1140

**Tabell 5-2. Beregnede utslipp til luft i borefasen for Tyrihans, basert på tall i Tabell 5-1**

Type brønn	Dieselforbruk (m <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> (tonn)	NO <sub>x</sub> (tonn)	VOC (tonn)	SO <sub>2</sub> (tonn)
8 produksjonsbrønner	18660	59712	1306	93	52
1 gassproduksjonsbrønn	1020	3264	71	5	3
2 gassinjeksjonsbrønner	2120	6784	148	11	6
1 brønn for injeksjon av sjøvann	1000	3200	70	5	3
Totalt	22800	72960	1596	114	64

Utslipp til luft vil i hovedsak bestå av avgasser i forbindelse med kraftgenerering på boreriggen i forbindelse med boring og komplettering

Dieselmotorer vil bli benyttet til kraftgenerering på den flyttbare innretningen som planlegges brukt til bore- og kompletteringsarbeidene på Tyrihans. Forventet dieselforbruk er beregnet til 20 tonn pr. døgn, basert på sammenligninger med og erfaringer fra tilsvarende bore- og brønnaktiviteter på Haltenbanken. Totalt forbruk av diesel og tilhørende utslipp til luft er vist i Tabell 5-2.

Opprensning av brønnene skjer via boreriggen. Utslipp fra denne aktiviteten er inkludert i tallene i Tabell 5-2.

Brønnene vil bli testet via produksjonsanlegget på Kristin-plattformen, slik at utslipp tilknyttet denne aktiviteten minimaliseres. Omfanget av testingen vil bli søkt redusert mest mulig bl.a. ved hjelp av såkalte intelligente brønner. Det gjenstår imidlertid noe kvalifiseringsarbeid før en endelig beslutning om dette kan tas.

## 5.2 Utslipp til luft knyttet til marine operasjoner

Utslipp til luft i denne fasen vil være knyttet til bruk av fossilt brensel på fartøyer som deltar ved installasjon av brønnrammer, rørlegging og klargjøring av rørledninger.

## 5.3 Utslipp til luft i driftsfasen

Utslipp til luft fra Kristin, som følge av produksjonen av Tyrihans, skriver seg fra:

- Økt energibehov knyttet til eksport av gass (drift av gasseksportkompressor)
- Økt energibehov knyttet til oppvarming av brønnstrømsrør (for å hindre hydrattdannelse)
- Økt energibehov knyttet til gassløft
- Økt energibehov knyttet til prosessanlegg
- Økt fakling
- Noe økning i diffuse utslipp/mindre lekkasjer
- Noe avdamping av olje under lagring og lasting på Åsgard C

Energiforsyningen vil skje gjennom økt last på eksisterende turbiner og dieselmotorer på Kristin-plattformen, dvs 1 stk LM2500+ gassturbin for drift av gasseksportkompressor, 2 stk LM2500+ for drift av hovedgenerator, og dieselmotorer for drift av nødstrømsaggregat.

Utslipp til luft fra Åsgard B plattformen, som følge av produksjonen av Tyrihans, skriver seg fra:

- Økt energibehov til drift av gassinjeksjonskompressor og gassløftkompressor.
- Økt energibehov til drift av pumper for injeksjon av sjøvann
- Noe økning i generelt energiforbruk på plattformen

Åsgard B vil forsyne Tyrihans med kraft til gassinjeksjon, gassløft, vanninjeksjon og eventuelt en framtidig trykkøkingskompressor. Tyrihans sin andel av utslippene på Åsgard B er en følge av denne kraftproduksjonen.

I den tiden Tyrihans legger beslag på kraftproduksjons- og kompresjonskapasitet på Åsgard B, vil

eksporten av gass fra Åsgard B bli redusert. Dette kompenseres ved at Åsgard får gass tilbake fra Tyrihans via Kristin-plattformen. Alternativt måtte man ha installert en tredje eksportmaskin på Åsgard B for å oppfylle Åsgard Bs målsetting om gasseksport. En optimal utnyttelse av eksisterende infrastruktur på Åsgard B er derfor med på å spare prosjektet for store investeringskostnader, og gir dessuten en miljøgevinst gjennom lavere utslipp til luft.

Ved å utnytte hovedgeneratoren på Åsgard B fullt ut vil en trolig kunne dekke Tyrihans sitt energibehov til drift av pumper for injeksjon av sjøvann. Skulle en velge å forsyne disse med kraft fra Kristin (se kapittel 3.6.3), vil to av Kristins turbiner måtte kjøres med dellast. Dette vil kunne gi noe dårligere energieffektivitet.

Det er gjennomført beregninger av utslipp til luft for følgende alternativer:

- Basisalternativet: Inkluderer produksjon av Tyrihans Nord oljesone, og injeksjon av ubehandlet sjøvann
- Alternativ 1: Inkluderer produksjon av Tyrihans Nord oljesone og reinjeksjon av produsert vann i tillegg til injeksjon av sjøvann

For basisalternativet, uten reinjeksjon av produsert vann, innebærer produksjon av Tyrihans utslipp til luft på gjennomsnittlig ca 150.000 tonn CO<sub>2</sub> og 190 tonn NO<sub>x</sub> pr. år i produksjonsperioden (2009-2025).

For alternativ 1, med reinjeksjon av produsert vann, er de tilsvarende tall ca 159.000 tonn CO<sub>2</sub> og 200 tonn NO<sub>x</sub> pr. år. Det vises for øvrig til kapittel 3.4.1 for nærmere omtale av alternativet med injeksjon av produsert vann.

I Tabell 5-3 og Tabell 5-4 er planlagte utslipp fra Tyrihans sammenlignet med utslipp fra Kristin uten Tyrihans, med de tall som var oppgitt for Tyrihans i RKUNorskehavet, med totale utslipp fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet, og med utslipp fra norsk sokkel i år 2004.

Oppdaterte utslippstall for Tyrihans avviker noe fra de tall som på et tidlig stadium var anslått i utredningsprogrammet (gjennomsnittlig 66.000 tonn CO<sub>2</sub>/år og 100 tonn NO<sub>x</sub>/år).

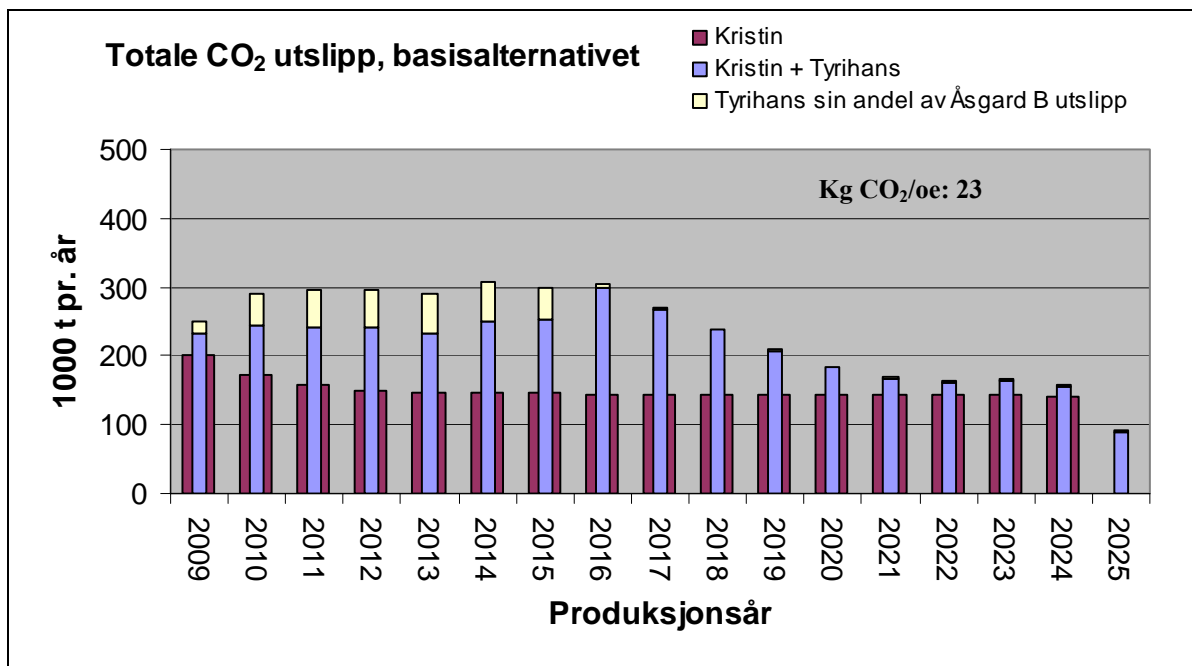


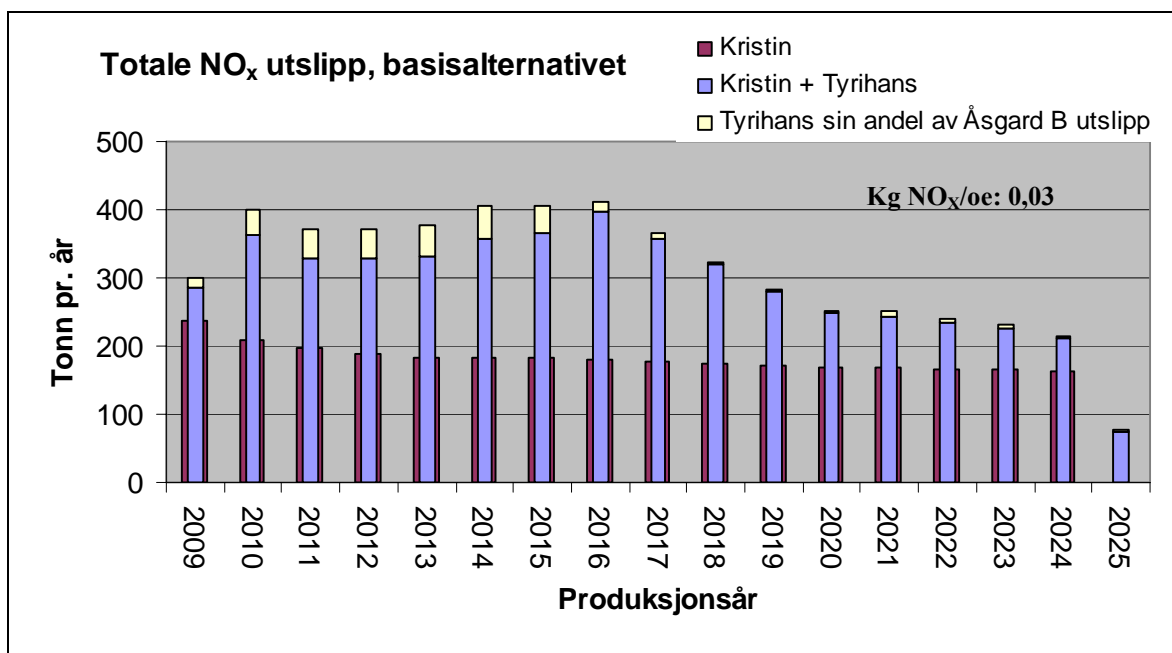
**Tabell 5-3. Beregnede gjennomsnittlige utslippstall pr. år for perioden 2009-2025. Tonn/år.**

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	nmVOC	SO <sub>2</sub>
Kristin	150.500	180	640	210	1,7
Tyrihans, Basisalternativet	93.000	140	100	500	1,1
Tyrihans i RKU-Norskehavet	58.700	230	710	480	-
Norskehavet totalt (RKU-Norskehavet)	3 540 000	14.006	14.600	12.800	-
Norsk sokkel totalt, 2004 (Miljø 2004, OED)	13 000 000	55.000	130.000		-

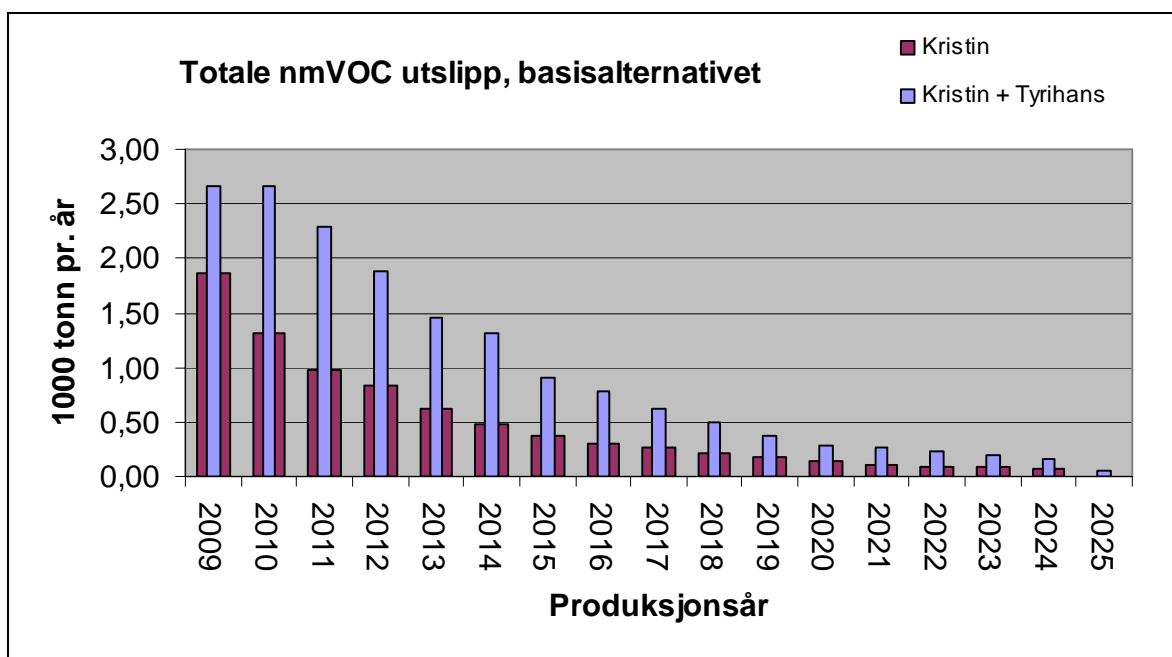
**Tabell 5-4. Maksimums utslippstall pr. år for perioden 2009-2025. År med maksimum utslipp er angitt i parentes. Tonn/år.**

	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CH <sub>4</sub>	nmVOC	SO <sub>2</sub>
Kristin	202.000 (2009)	236 (2009)	1.725 (2009)	557 (2009)	2,3 (2009)
Tyrihans, Basisalternativet	161.000 (2014)	232 (2016)	156 (2015)	1326 (2010)	1,9 (2014)
Tyrihans i RKU-Norskehavet	165.336 (2009)	717 (2009)	1.395 (2009)	1.272 (2009)	-
Norskehavet totalt (RKU-Norskehavet)	5 027 854 (2012)	21.793 (2012)	20.829 (2012)	20.846 (2009)	-

**Figur 5-1. Utslipp av CO<sub>2</sub>, basisalternativet.**



Figur 5-2. Utslipp av NO<sub>x</sub>, basisalternativet



Figur 5-3. Utslipp av nmVOC. Inkluderer utslipp fra lasting og lagring av olje på Åsgard C.

## 5.4 Utslipp til luft fra lagring og lasting av råolje

Olje fra Tyrihans vil bli ført i rørledning til lagerskipet Åsgard C for lagring og videre eksport på skytteltankere.

Under lagring og lasting vil det bli utslipp av CH<sub>4</sub> og av nmVOC. Utslipp av nmVOC fra Åsgard C er inkludert i utslippoversiktene i kapittel 5.2. Utslippene av nmVOC er redusert gjennom at det er tatt i bruk utslippsreduserende teknologi både på lagerskipet Åsgard C og på skytteltankerene. Utslippene av CH<sub>4</sub> fra Åsgard C er svært små.

Åsgard C har også noe utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra dieselmotorer. Det vil ikke bli noen vesentlig økning i disse utslippene som følge av Tyrihans, og disse er ikke inkludert i utslippoversiktene.

## 5.5 Utslipp fra transportaktivitet

Transporten av olje fra Tyrihans vil på samme måte som for Kristin skje med skytteltankere fra Åsgard C.

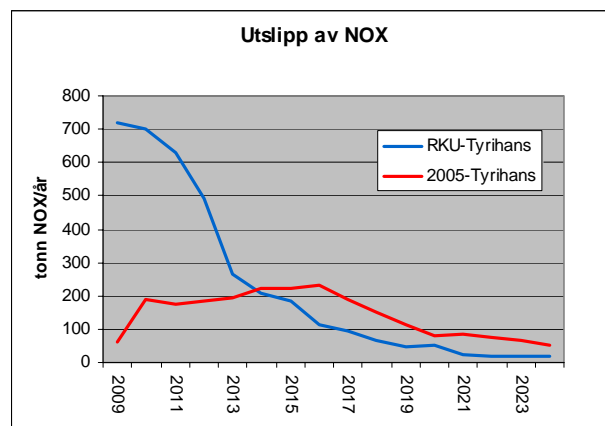
Det er beregnet at produksjonen fra Tyrihans maksimalt vil utgjøre ca 11.000 m<sup>3</sup> pr dag (år 2010). Dette representerer ca 30 skytteltankerlaster pr. år. Utslippene knyttet til denne transporten er anslått til i størrelsesorden 16.000 tonn CO<sub>2</sub>, 450 tonn NO<sub>x</sub> og 30 tonn nmVOC i det året produksjonen er størst. Dette er basert på forholdsmessige beregninger med utgangspunkt i tilsvarende data for Kristin.

I tillegg vil det bli en viss økning i utslipp knyttet til trafikk av forsyningsfartøyer, midlertidige mobile borerigger og helikoptertrafikk til/fra Kristin.

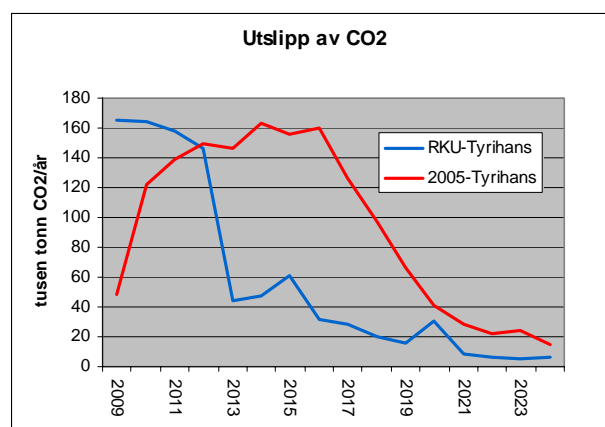
## 5.6 Sammenligning med utslippsprognoser i RKU-Norskehavet

Som det framgår av Tabell 5-3 og Tabell 5-4, samt Figur 5-5, er de forventede samlede utslippene av CO<sub>2</sub> fra Tyrihans noe høyere enn de prognosene som ble lagt til grunn for RKU-Norskehavet. Dette skyldes at forventet produksjon av hydrokarboner er oppjustert med i størrelsesorden 70 % sammenlignet med prognosen i RKU-Norskehavet, og at det i tillegg planlegges med gassinjeksjon fra Åsgard B.

Dette gir ikke tilsvarende store utslag for NO<sub>x</sub> og nmVOC. Grunnen til det er at kraftproduksjonen vil skje på turbiner med lav-NO<sub>x</sub> teknologi, og at det er gjennomført tiltak for reduksjon av utslipp av nmVOC knyttet til lasting og lagring av olje på Åsgard C.



Figur 5-4. Forventede utslipp av NO<sub>x</sub> sammenlignet med prognose i RKU-Norskehavet. Alternativ 1.



Figur 5-5. Forventede utslipp av CO<sub>2</sub> sammenlignet med prognose i RKU-Norskehavet. Alternativ 1.

I RKU-Norskehavet ble år 2012 valgt som grunnlag for beregninger av spredning og avsetning av NO<sub>x</sub> og dannelse av bakkenært ozon. Tyrihans sin andel av de totale NO<sub>x</sub>-utslippene i 2012 var i RKU-Norskehavet satt til 490 tonn/år. Som det framgår ovenfor viser de oppdaterte prognosene at de maksimale utslippene av NO<sub>x</sub> fra Tyrihans vil bli lavere enn dette. Konsekvenser av utslipp til luft, slik de er beskrevet i RKU Norskehavet, anses på denne bakgrunn å være dekkende også for en situasjon der Tyrihans er i maksimal produksjon.

## 5.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet bidrar til verdens samlede utslipp av slike gasser. Klimaeffektene gjør seg gjeldende globalt, og de mest fokuserte av disse er heving av gjennomsnittstemperaturen og mer ekstreme værforhold.

Utslipp av nitrogenforbindelser vil generelt kunne medføre miljøproblemer knyttet til forsuring og overgjødning. I Norge er slike effekter hovedsaklig et resultat av langtransport av forurensinger fra det europeiske kontinentet og fra Storbritannia, og problemene er dermed størst i Sør-Norge.

Ozon er en naturlig bestanddel av atmosfæren, men kan også dannes ved reaksjoner mellom nedbrytningsprodukter av hydrokarboner og nitrogenoksider. Forhøyede verdier av bakkenært ozon kan forårsake skader både på levende organismer, vegetasjon og materialer.

Beregninger gjort i RKU-Norskehavet viser at petroleumsvirksomheten i Norskehavet isolert sett vil ha svært liten gjødslingseffekt på vegetasjonen langs kysten fra Sogn og Fjordane til Nordland og videre nordover. Mens bidraget fra petroleumsvirksomheten er maksimalt 5 mg/år/m<sup>2</sup>, varierer bakgrunnsbelastningen i intervallet 200-1400 mg/år/m<sup>2</sup>. Sammen med andre utslipp fra petroleumsindustrien på sokkelen (Nordsjøen) vil bidraget likevel kunne påvirke sårbare vegetasjonstyper i Sogn og Fjordane og i de sørligste deler av Møre og Romsdal. Nord for Møre og Romsdal ligger dagens bakgrunnsnivå godt under tålegrensene for alle vegetasjonstypene, og ingen tålegrens vil bli overskredet som følge av bidraget fra virksomheten i Norskehavet.

Beregningene viser videre at bidraget til dannelse av bakkenært ozon, som følge av utslippene fra Norskehavet, er høyest i Nord-Trøndelag og avtar gradvis fra kyststrøkene og innover i fjordene. Bidraget vil ikke føre til overskridelse av tålegrensen for planter eller skog i noen av de 50x50 km rutene som ikke allerede er overskredet fra før, som følge av andre bakgrunnskilder.

Hvis man derimot tar med bidraget fra Nordsjøen, vil noen områder i Trøndelagsfylkene få overskredet sine tålegrens for planter generelt, men ikke for skog. Sannsynligheten for eventuelle effekter på planter av økte ozonkonsentrasjoner er størst der bidragene er størst, dvs. i kystnære områder i Sør-

Trøndelag, Møre og Romsdal og i Sogn og Fjordane. Mulige effekter er redusert vekst og akutte skader som nekrose. Det er lite trolig at bidraget vil gi noen målbare effekter på fauna.

De maksimale årlige utslippene av NO<sub>x</sub> fra Tyrihans ligger godt innenfor det nivået som var lagt til grunn for modellberegningene i RKU-Norskehavet.

Det vises til RKU-Norskehavet (2003), kapittel 8 for nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp til luft.

## 5.8 Tiltak for å redusere utslipp til luft

### 5.8.1 *Beskrivelse av miljøteknologisk status på Kristin, Åsgard B og Åsgard C*

Følgende tiltak er allerede bestemt for Kristin, og disse vil bidra til å redusere utslipp også fra Tyrihans:

- Kristin er utstyrt med 3 turbiner, alle med lav-NO<sub>x</sub> teknologi.
- En varmegjenvinningsenhet er installert på turbinen som driver eksportgasskompressoren, og denne vil produsere nok varme til å dekke behovet på plattformen.
- Kristin har lukket høytrykksfakkell med gjenvinning. Lavtrykksfakkelen har automatisk tenning, dvs. ingen pilotflamme.

Åsgard B:

- Åsgard B har pr. i dag 5 turbiner, herav 4 med lav-NO<sub>x</sub> teknologi. Alle er utstyrt med varmegjenvinning.
- Høytrykksfakkelen er utstyrt med gjenvinningsanlegg, lavtrykksfakkelen ikke.

Åsgard C:

- Åsgard C er utstyrt med gjenvinningsanlegg for nmVOC. Basert på erfaringer for tilsvarende anlegg på skytteltanker på Heidrun kan en forvente en gjenvinningsgrad på mellom 90 og 95 %, og en regularitet på anlegget på mellom 95 og 100 %.
- Alle skytteltankere som benyttes for eksport av olje vil være utstyrt med NMVOC gjenvinningsanlegg.

### 5.8.2 Tiltak for å redusere utslipp til luft fra boring og brønnoperasjoner

#### Vurderte tiltak:

- Omfanget av brønnesting vil søkes redusert gjennom å ta i bruk såkalt intelligente brønner. Det gjenstår imidlertid noe kvalifiseringsarbeid før endelig beslutning om dette kan fattes.

#### Besluttede tiltak:

- All brønnesting planlegges utført over produksjonsanlegget på Kristinplattformen. Dette vil så langt det er mulig redusere utslipp til luft knyttet til disse aktivitetene.
- Det vil bli benyttet lukkede containere for oppsamling av oljeholdige materialer. Dette vil gi redusert avdamping av hydrokarboner.
- Oljeholdig borevæske vil bli ferdigmikset på land. Dette vil redusere bruken av forsyningsfartøy og antall lastebærere til og fra den flyttbare innretningen. Dette reduserer dieselforbruket.
- Redusert avfallsmengde om bord vil redusere antall kranoperasjoner og gi redusert bruk av forsyningsfartøyer for ilandsendelse av emballasje og avfallsprodukter.

### 5.8.3 Tiltak for å redusere utslipp til luft i driftsfasen

#### Vurderte tiltak:

- Ved injeksjon av gass til Tyrihans reservoaret fra Åsgard B, vil man benytte eksisterende injeksjonskompressor på installasjonen. Gassinjeksjonsmengdene vil trappes opp og nå maksimal injeksjonsmengde i 2011. For å kunne kjøre kompressoren mest mulig energieffektivt i perioder hvor gassinjeksjonsbehovet er mindre, er

det sett på muligheten for å regulere gassmengden som går til andre kompresjonstrinn på injeksjonsmaskinen via en "throttle"-ventil. Dette muliggjør en bedre energieffektivitet av kompressoren og føre til lavere CO<sub>2</sub>-utslipp i perioder hvor injeksjonsmaskinen går på dellast. Gjennomføring av tiltaket er ikke besluttet, og forutsetter en positiv kost-nytte effekt målt opp mot Statoils kriterier for implementering av miljøtiltak. Med dagens injeksjonsstrategi vil tiltaket være regningssvarende og medføre en forventet reduksjon av utslipp til luft på ca 6000 tonn CO<sub>2</sub> og 5 tonn NO<sub>x</sub>. Injeksjonsstrategien vurderes kontinuerlig, og en mer konstant injeksjonsmengde enn det som foreligger per i dag, vil kunne føre til at injeksjonsmaskinen kan arbeide mer optimalt i hele injeksjonsperioden. Miljøeffekten av tiltaket vil da reduseres.

#### Besluttede tiltak:

- Alle turbiner som benyttes for å dekke økt energibehov som følge av Tyrihansutbyggingen vil være utstyrt med lav-NO<sub>x</sub> teknologi. Dette gjelder både på Kristin og Åsgard B. Dersom det blir nødvendig å ta i bruk dual-fuel turbinen på Åsgard B for å produsere kraft for Tyrihans, vil denne bli utstyrt med lav-NO<sub>x</sub> teknologi.
- Det installeres en trykkavlastningslinje fra innløpet på andre kompresjonstrinn på injeksjonskompressoren tilbake til innløpet på første trinn. En trykkavlastning av andre trinn på injeksjonsmaksinen vil bedre utnyttelsen av kompressoren når man ikke har gassinjeksjon, men bruker kompressoren til gasseksportformål. Spart effekt er beregnet til i størrelsesorden 5 til 7 MW med dette tiltaket. Hvor mye dette utgjør i reduserte utslipp til luft vil avhenge av driftstiden kompressoren er i ren eksportmodus.



## 6 Planlagte utslipp til sjø

Planlagte utslipp til sjø fra Tyrihans består av:

- Produsert vann etter rensing
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Kjølervann
- Hydraulikkvæske

### 6.1 Utslipp til sjø fra bore- og brønnoperasjoner

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal innebære utslipp av miljøskadelig avfall. Det legges opp til gjenbruk av borevæsken som benyttes. Gjenbruk av oljebasert borevæske innebærer at mindre borevæske blir farlig avfall, gjenbruk av vannbasert borevæske vil føre til lavere utslipp til sjø.

De øverste brønnseksjonene vil bli boret med vannbasert borevæske, og borekaks og borevæske fra disse vil bli sluppet ut i sjøen. Miljøkonsekvensene av dette er beskrevet i kapittel 6.1.3, og vil hovedsakelig bestå av direkte effekter på bunndyr som følge av overdekking av bunn sediment nær borehullet.

Det vil bli nødvendig å bore de nederste brønnseksjonene med oljebasert borevæske. Borekaks med rester av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for videre behandling. All oljebasert borevæske som blir brukt vil bli transportert til land, fortrinnsvis for gjenbruk eller alternativt for destruksjon.

Drenasjevann fra boreoperasjoner kan være forurenset med olje og inneholde boreslam. Slikt forurenset

vann vil bli tatt hånd om i samsvar med gjeldende bestemmelser.

#### 6.1.1 Utslipp ved boring

I Tabell 6-1 er det vist en oversikt over de estimerte utslippene av hhv borekaks, vannbasert borevæske og barytt, samt hvor mye som vil bli sendt til land for behandling. Det er tatt utgangspunkt i gjennomsnittlige mengder pr. brønn.

I Tabell 6-2 er det vist en oversikt over alle komponentene som inngår i den vannbaserte borevæsken som er planlagt brukt på Tyrihans.

I Tabell 6-3 er det vist hvilke komponenter som inngår i den oljebaserte borevæsken som er planlagt brukt på Tyrihans. Den høye reservoartemperaturen (137 °C) i Tyrihans har lagt en del føringer på den endelige væskekomposisjonen.

#### 6.1.2 Utslipp ved sementering, komplettering og gruspakking

Det forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetingsstoffer i forbindelse med sementering. Dette er stoffer som påskynder eller forsinker herding, som forhindrer væsketap, samt dispergeringsmidler og skillevæsker.

I forbindelse med komplettering og gruspakking brukes en rekke kjemikalier. Hovedkomponentene i kompletteringsvæske som slippes ut er natriumklorid og kaliumklorid.

Tabell 6-1. Estimerte utslipp av borekaks og borevæske, gjennomsnitt pr. brønn

Utslippssted	Vannbasert borevæske m <sup>3</sup>	Barytt (i boreslam) tonn	Oljebasert borevæske m <sup>3</sup>	Borekaks m <sup>3</sup>
Utslipp på overflaten	708	212	0	236
Utslipp ved havbunnen	650	260	0	212
Til behandling på land	0	200	180	196

Tabell 6-2. Oversikt over de viktigste komponentene i vannbasert borevæske som er aktuell å bruke på Tyrihans

Funksjon	Hovedkomponent	SFT Kode
Brønnvask	Petroleum destillater	■
Leiresvellingshemmer	Polyalkylenglykol	■
Opprensning	Alkoholer, C9-11	■
Filtertap	PAC EXLO	■
Filtertap	Stivelse	■
Filtertap/Viskositet	Natriumkarbonat metyl cellulose	■
Hindrer	Kaliumklorid	■
Korrosjonhemmer	Amin derivat	■
Oksygen fjerner	Ammonium bisulfitt	■
pH regulerer/Kalsiumbuffer	Na/Ka- karbonat	■
pH regulerer/Kalsiumbuffer	Natriumkarbonat	■
Saltholdighet	Natriumklorid	■
Vektmateriale	Bariumsulfat	■
Viskositet	Leire	■
Viskositet	Xanthan gummi	■

Tabell 6-3. Oversikt over de viktigste komponentene i oljebasert borevæske som er aktuell å bruke på Tyrihans

Funksjon	Hovedkomponent	SFT Kode
Kontroll av filtertap	Akryl etanol	■
Kontroll av væsketap (1)	Gilsonitt	■
Kontroll av væsketap (2)	Gilsonitt	■
Primær emulgator	Polyamid	■
Sekundær emulgator	Fettholdig syre	■
Viskositet (1)	Organisk leire	■
Viskositet (2)	Organisk leire	■
Base olje	Base olje	■
pH regulering	Kalsiumhydroksid	■
Saltholdighet	Kalsiumklorid	■
Vektmateriale	BaSO4	■

### 6.1.3 Konsekvenser av utslipp fra boreoperasjoner

Hovedingrediensene i vannbasert borevæske er bentonittleire og barytt, som ikke regnes som giftige. Endelig valg av borevæsker for Tyrihans er ikke foretatt, men tabellene ovenfor viser innhold i borevæsker som kan være aktuelle for Tyrihans.

Konsekvensene av utslipp vil hovedsakelig være lokal fysisk nedslamming. Effekten av nedslamming vil variere med tykkelsen på det sedimenterte laget. Det er ikke funnet signifikante korallrev (høyere enn 2,5 meter) i nærheten av bunnrammene.

Det er bare i det umiddelbare nærområdet at partikkelkonsentrasjonen i vannsøylen som følge av boreutslipp kan bli slik at det kan medføre effekter på

fiskelarver. Bestandeffekter på fisk kan ikke forventes.

Konsekvenser knyttet til utslipp fra boring er utredet i RKU Norskehavet, og det henvises til denne (RKU.-Norskehavet 2003, kap.9). Viktige punkter fra denne utredningen er:

#### Fysisk nedslamming:

I områder i Norskehavet der det vil kunne være overlapp mellom boreutslipp fra ulike borelokaliteter, viser beregningene at den samlede avsetningen fra boreutslipp i løpet av en 20-års periode er i størrelsesorden 0,01 mm. Dette er på nivå med den årlige naturlige avsetningen.

I større avstand fra utslippspunktene enn ca 2 km, vil det totale bidraget fra boreutslipp kunne utgjøre



opp mot 0,1 mm i små områder. Innenfor en avstand på 2 km fra utslippspunktene vil sedimenttykkelsen øke, og beregningene viser at innenfor en radius på 200-300 meter kan sedimenttykkelsen bli rundt 20-30 mm i områder med svært mange brønner (eks: Heidrun, 30 brønner). Det er bare i de helt lokale områdene den fysiske nedslammingen forventes å gi konsekvenser for bunnfaunaen.

#### Effekter i vannsøylen:

Når det benyttes vannbasert borevæske, som i det alt vesentlige inneholder miljømessig akseptable kjemikalier, viser erfaringen at det ikke med tilgjengelige metoder kan påvises fare for negative miljøkonsekvenser.

Fra litteraturen er det kjent at barytt vil kunne ha effekter på filtrerende organismer ned til en konsentrasjon på 0,5 ppm i vannsøylen. Effekter på fiske-larver vil ikke kunne forventes annet enn i det umiddelbare nærområdet til utslippet.

## 6.2 Utslipp fra klargjøring av og oppstart av rørledninger

Etter legging vil rørledningene være vannfylt frem til produksjonsstart. Rørledninger vil bli fylt med enten sjøvann eller ferskvann. For å hindre begroing vil vannet bli tilsatt oksygenfjerner (natriumbisulfitt) med en konsentrasjon på mindre på enn 100 mg/l. I tillegg vil sjøvannet bli tilsatt glutaraldehyd med en konsentrasjon på mindre enn 125 mg/l. Rørene vil bli plugget med vannbaserte gel-plugger i endene. Vannet og gel-pluggene vil bli sluppet ut i sjøen.

I forbindelse med trykktesting og lekkasjesøk av rørledningene vil det bli brukt vann tilsatt små mengder av fargestoffet Fluorescein (7,5 mg/l).

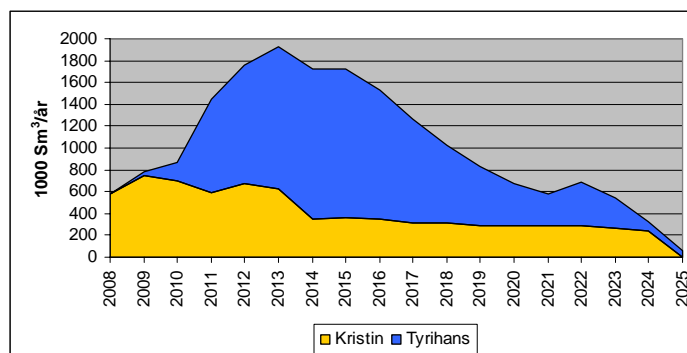
Når rørledningen skal ferdigstilles blir det tilsatt glykol. Dette vil gi mindre utslipp av en blanding av glykol og vann.

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom. Dette er utførlig beskrevet i RKU Norskehavet, kapittel 9.5.6. Det henvises til denne for mer informasjon.

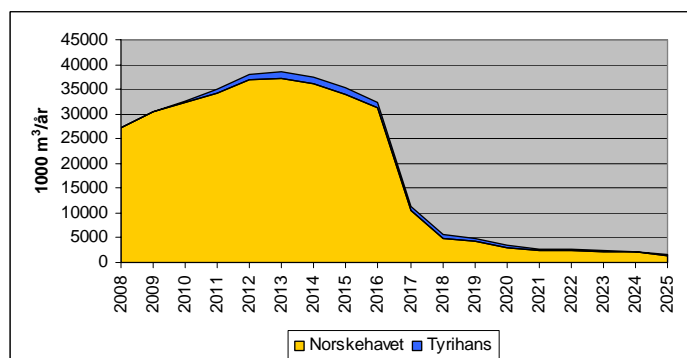
## 6.3 Utslipp av produsert vann

Produsert vann fra Tyrihans vil bidra til en økning av de totale produsertvann-mengdene på Kristin-plattformen. Brønnstrømmen fra Tyrihans vil bli

behandlet i det samme prosessstøget som behandler brønnstrømmen fra Kristin. Det betyr at sammensetningen av det produserte vannet fra Kristin vil variere i takt med vannproduksjonen fra Tyrihans. Prognoser for mengde produsert vann er vist i Figur 6-1 og Figur 6-2.



Figur 6-1. Profil for vannproduksjon på Kristin inkludert Tyrihans, 1000 m<sup>3</sup>/år



Figur 6-2. Produsert vann fra Tyrihans, sammenlignet med totalt utslipp av produsert vann i Norskehavet (basert på RKU-Norskehavet), 1000 m<sup>3</sup>/år

Sammensetningen av produsert vann er bestemt av innholdet av naturlige komponenter i formasjonsvann og utkondensert vann, samt av hvilke kjemikalier som tilsettes på ulike stadier i produksjonen. Endelig sammensetning vil ikke kunne måles før etter produksjonsstart.

Formasjonsvannet er fritt vann fra reservoaret som er i likevekt med oljefasen ved de trykk- og temperaturbetingelser som er i reservoaret. Utkondensert vann er i hovedsak mettet vanddamp som følger gassfasen. Analyseresultater av formasjonsvann fra Tyrihans sør (letebrønn 6406/3-6) og Kristin er vist i Tabell 6-4.

Tabell 6-5 gir en oversikt over de kjemikalier som det vil bli nødvendig å benytte for produksjon av brønnstrømmen fra Tyrihans.

**Tabell 6-4. Konsentrasjoner av naturlige komponenter i formasjonsvann fra Tyrihans Sør og Kristin.**

Komponenter (mg/l)	Tyrihans Sør	Kristin
Dispergert olje	30*	17,50
BTEX	9,60	15,38
Naftalener	1,45*	0,072
2-3 ring PAH	0,20*	0,024
4+ ring PAH	0,0031*	0,00050
C <sub>0</sub> -C <sub>3</sub> Fenoler	6,79	2,39
C <sub>4</sub> -C <sub>5</sub> Fenoler	0,0052	0,022
C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> Fenoler	0,0073	0,0003

\*Utslippskrav fra år 2006

Produsert vann fra Tyrihans vil bli sluppet ut til sjø sammen med produsert vann fra Kristin.

I Tabell 6-5 er det gitt en oversikt over forventet utslipp av de viktigste komponentene fra hhv Kristin og Tyrihans. Tallene for Kristin og Tyrihans gjelder år 2013, som er det året hvor samlede produsertvannmengder fra Tyrihans og Kristin forventes å være høyest.

For sammenligningens skyld er tatt med tall for Norskehavet. Disse gjelder året 2003, og bygger på årsrapporter fra de enkelte innretningene. Disse tallene inkluderer ikke Kristin og Tyrihans.

### 6.3.1 Konsekvenser av utslipp av produsert vann

Sammenligning med prognoser i RKU-Norskehavet  
Basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 2002, ble det ved utarbeidelse av RKU-Norskehavet lagt til grunn at Tyrihans ville gi en maksimal mengde produsert vann på 281.000 m<sup>3</sup>/år (i år 2011). Dette tilsvarer et gjennomsnittlig utslipp på i underkant av 800 m<sup>3</sup>/døgn.

Nye produksjonsprofiler for Tyrihans viser at ratene for produsert vann fra Tyrihans vil bli vesentlig høyere, muligens opp mot 3800 m<sup>3</sup>/døgn, eller ca 1,4 millioner m<sup>3</sup>/år.

Inkluderes planlagt utslipp fra Kristin vil den totale utslippsraten kunne bli opp i mot 5300 m<sup>3</sup>/døgn, eller ca 1,9 millioner m<sup>3</sup>/år (Figur 6-1).

### Gjennomførte beregninger av miljørisiko uttrykt ved EIF

Det er gjennomført beregninger av EIF (Environmental Impact Factor) for følgende scenarier:

1. Utslipp av produsert vann fra Kristinplattformen før tilknytning av Tyrihans, rensing basert på lang oppholdstid og Cetco Crudesorb filter (rensegrad tilnærmet lik den en oppnår ved totrinns rensing).
2. Utslipp av produsert vann fra Kristinplattformen etter tilknytning av Tyrihans, rensing med totrinns rensing.

Utslipp av produsert vann fra Kristinplattformen etter tilknytning av Tyrihans, med injeksjon av produsert vann. (se kapittel 3.4.1)

De oppgitte verdiene for metaller er høye sammenlignet med det man ser fra andre felt. Det er grunn til å tro at dette skyldes at konsentrasjonsverdiene er basert på analyse av prøver av formasjonsvann, og at det ikke er tatt hensyn til at metallkonsentrasjonen blir lavere når formasjonsvann og utkondensert vann blandes.

For å redusere utslipp av H<sub>2</sub>S-fjernings kjemikalier til sjø fra Kristin plattformen er det besluttet å foreta fjerningen på land (Kårstø). På Kårstø vil H<sub>2</sub>S bli fjernet gjennom en adsorpsjonsprosess. Det er imidlertid installert et H<sub>2</sub>S-fjerningsanlegg på Kristin som kan benyttes ved eventuelle driftsproblem på Kårstø. Forbruket av H<sub>2</sub>S-fjerner er basert på en antagelse om 95 % oppetid på anlegget på Kårstø.

I det følgende vises resultater av EIF-beregninger for den valgte utbyggingsløsningen, med og uten forbedret renseteknologi.

De rensiltak som gjennomføres vil omfatte produsert vann fra både Kristin og Tyrihans. Det er lagt til grunn renseseffekt for to-trinns rensing slik som vist i Tabell 6-6.

I Tabell 6-7 er det vist hvilke konsentrasjoner som er lagt til grunn for EIF-beregningene.

Gjennom simuleringer er bidraget til den totale miljørisikoen fra hver enkelt komponentgruppe i det produserte vannet beregnet. Beregningene er gjennomført for år 2013. Resultatene er vist i Figur 6-3 og Figur 6-4.

Tabell 6-5. Oversikt over forventet utslipp av naturlige komponenter og kjemikalier i produsert vann fra hhv Kristin og Tyrihans i år 2013.

Komponent			Kristin (år 2013) *		Tyrihans (år 2013)*		Norskeha- vet (år 2003) **
			Konsen- trasjon i produsert vann	Mengde pr. år	Konsen- trasjon i produsert vann	Mengde pr. år	
			mg/l	t/år	mg/l	t/år	t/år
<b>Naturlige komponenter</b>							
BTEX (Benzen, Toulén, Etylbenzen, Xylen)			19,23	12,0	9,6	12,5	86
Naftalener			0,40	0,25	0,80 <sup>1)</sup>	1,0	
2-3 ring PAH			0,018	0,011	0,059 <sup>1)</sup>	0,07	8,4
4-ring + PAH			0,00013 <sup>2)</sup>	0,00008	0,0008 <sup>1)</sup>	0,001	
Fenol C0-C3			3,41 <sup>2)</sup>	2,13	6,79	8,8	39,8
Fenol C4-C5			0,056 <sup>2)</sup>	0,035	0,0052	0,007	
Fenol C6+			0,00025 <sup>2)</sup>	0,0002	0,0037	0,005	
Dispergert olje			6,3 <sup>3)</sup>	3,93	7,5	9,8	119
Metaller I (Zn)			0,023 <sup>2)</sup>	0,014	0,6	0,8	0,083
Metaller II (Hg)			0,00025 <sup>2)</sup>	0,0002	0,00002	0,00003	0,0018
Metaller III (Pb)			0,0016 <sup>2)</sup>	0,001	0,025	0,03	0,017
Metaller IV (Cd)			0,00007 <sup>2)</sup>	0,00004	0,0026	0,003	0,009
Metaller V (Ni)			0,00000 <sup>2)</sup>	0	0,52	0,68	0,033
Organiske syrer					112	146	1664
Naftensyre							82,4
226Ra							24 mrd. bq
Produksjons- kjemikalier	Hoved- komponent	SFT- fargekode					
Gasstørking	Trietylen glykol	■	55	34	102	132	
Hydrathemmer	Metanol	■	-	-	-	-	2324
Hydrathemmer	Mono etylen glykol, MEG	■	1603	1000	768	1000	
Avleiringshemmer	***	■	68,7	43	68,7	89	305
Avleiringshemmer		■	-	-	-	-	11,2
Emulsjonsbryter	***	■	0,1	0,06	0,1	0,13	0,003
Emulsjonsbryter		■	-	-	-	-	9,5
Emulsjonsbryter		■	-	-	-	-	0,2
H <sub>2</sub> S fjerner	alkanolamin	■	57	36	106	138	21,1
Korrosjonshemmer		■	<sup>4)</sup>	<sup>4)</sup>	<sup>4)</sup>	<sup>4)</sup>	11,7
Korrosjonshemmer		■	-	-	-	-	64,7
Flokkulant	***	■	-	-	10	13	6,1
Flokkulant		■	-	-	-	-	52,3
Skumdemper	***	■	1,0	0,6	1,1	1,4	0,64
Skumdemper		■	-	-	-	-	0,1
Voksinhibitor	***	■	-	-	-	-	0,0008
Hydraulikkvæske	MEG		28,8	18	13,8	18	

\* To-trinns rensing

\*\* Basert på opplysninger fra årsrapporter

\*\*\* Kjemikalieleverandører for produksjonskjemikalier er pr d.d. ikke valgt

1) Basert på tall fra Åsgard B 2002

2) Basert på tall fra Åsgard A 2002

3) Utslippskrav fra 2006

4) Dersom vanninnhold i kondensatet er over 0,5 vekt %, er det anbefalt å injisere korrosjonshemmer i eksportlinjen til Åsgard C. På grunn av usikkerhet knyttet til korrosjon i kondensat eksportlinjen er det tilrettelagt for injeksjon av korrosjonshemmer på denne linjen. Injeksjonslinje vil imidlertid ikke bli lagt opp før behovet er tilstede og vil ikke være en del av design ved ferdigstillelse.

**Tabell 6-6. Forventede konsentrasjoner i produsert vann (Kristin + Tyrihans) med hhv hydrosykloner og to-trinns rensing**

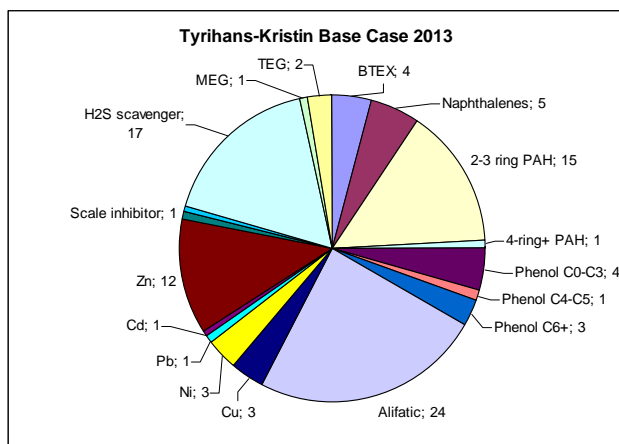
Komponent	Hydrosykloner	To-trinns rensing, renseseffektivitet	To-trinns rensing
	Mg/l	%	Mg/l
BTEX	14,42	0	14,42
Naftalen	1,09	45	0,60
PAH 2-3	0,13	70	0,039
PAH 4+	0,002	75	0,0005
Alkylfenol C0-C3	5,10	0	5,10
Alkylfenol C4-C5	0,031	0	0,031
Alkylfenol C6-C9	0,004	50	0,002
Alifatiske hydrokarboner	27,5	75	6,9
Cu	0,0044	0	0,0044
Hg	0,0001	0	0,0001
Ni	0,27	0	0,27
Pb	0,013	0	0,013
Cd	0,0013	0	0,0013
Zn	0,31	0	0,31

**Tabell 6-7. Konsentrasjonsverdier som er lagt til grunn for EIF-beregninger**

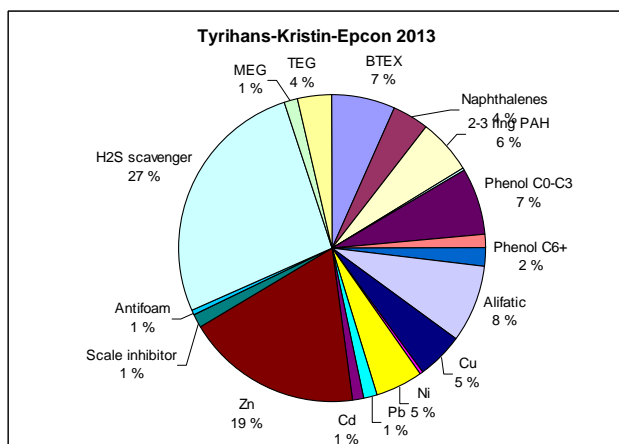
Komponent	Rensing med hydrosykloner (mg/l)		Rensing med to-trinns rensing (mg/l)	
	Tyrihans	Kristin	Tyrihans	Kristin
BTEX	9,6	19,23	9,6	19,230
Naftalen	1,45	0,72	0,798	0,396
PAH 2-3	0,198	0,06	0,059	0,018
PAH 4+	0,0031	0,0005	0,0008	0,00013
Alkylfenol C0-C3	6,79	3,41	6,79	3,41
Alkylfenol C4-C5	0,0052	0,056	0,0052	0,056
Alkylfenol C6-C9	0,0073	0,00050	0,0037	0,00025
Alifatiske hydrokarboner	30	25	7,5	6,3
Cu	0,0064	0,0023	0,0064	0,0023
Hg	0,00002	0,00025	0,00002	0,00025
Ni	0,52	0,0103	0,52	0,00000
Pb	0,025	0,0016	0,025	0,0016
Cd	0,0026	0,00007	0,0026	0,00007
Zn	0,6	0,023	0,6	0,023

For dispergert olje er konsentrasjonsnivået før rensing noe konservativt anslått (hhv 30 og 25 ppm etter rensing med hydrosykloner). I praktisk drift vil

en kunne komme lavere ned. På den annen side vil effektiviteten av to-trinns rensing kunne bli noe lavere dersom utgangskonsentrasjonen av dispergert olje er lavere. Endelige tall vil først kunne framskaffes på grunnlag av driftserfaring fra plattformen.



**Figur 6-3. Komponentenes bidrag til EIF for år 2013. Kristin + Tyrihans, rensing med hydrosykloner.**



**Figur 6-4. Komponentenes bidrag til EIF i år 2013. Kristin + Tyrihans, to-trinns rensing.**

Som figurene viser er det alifatiske hydrokarboner som bidrar mest til EIF ved rensing kun med hydrosykloner (24 %), mens H<sub>2</sub>S-fjerner (H<sub>2</sub>S scavanger og RX product) bidrar prosentvis mest når forbedret rensing med to-trinns rensing er lagt til grunn (27 %).

De gjennomførte beregningene viser at EIF-verdiene for Kristin inkludert Tyrihans, er lave sammenliknet med store oljefelt i Nordsjøen, selv om de er betydelige i Haltenbanken-området. Beregnet EIF med og uten utslippsreducerende tiltak for Tyrihans er vist i Tabell 6-8.

I Figur 6-5 er vist forventet utvikling i EIF for hhv. Kristin og Tyrihans sin andel av de totale utslippene fra Kristinplattformen, for de enkelte år i produk-

sjonsperioden. "Base case" betyr her rensing med hydrosykloner.

Det er kjent at metanol kan påvirke løseligheten av oljekomponenter i produsert vann. Når det gjelder sammensetning av hydrokarboner i produsert vann fra Tyrihans, er det tatt utgangspunkt i Åsgard produsert vann. I utslippsvannet fra Åsgard installasjonene er det allerede metanol. De konsentrasjonene av oljekomponenter som er lagt til grunn i denne utredningen er således basert på analyser av produsert vann der metanol er tilstede.

For Tyrihans planlegges det ikke benyttet metanol, men derimot mono etylen glykol (MEG). Det er ikke kjent at MEG har samme påvirkning på løselighet som metanol. Men også MEG er til stede i produsert vann som lippes ut fra Åsgard, slik at en eventuell påvirkning også fra dette kjemikaliet vil være tatt hensyn til i de konsentrasjonsverdier som her er lagt til grunn. Det forventes derfor ikke en ytterligere

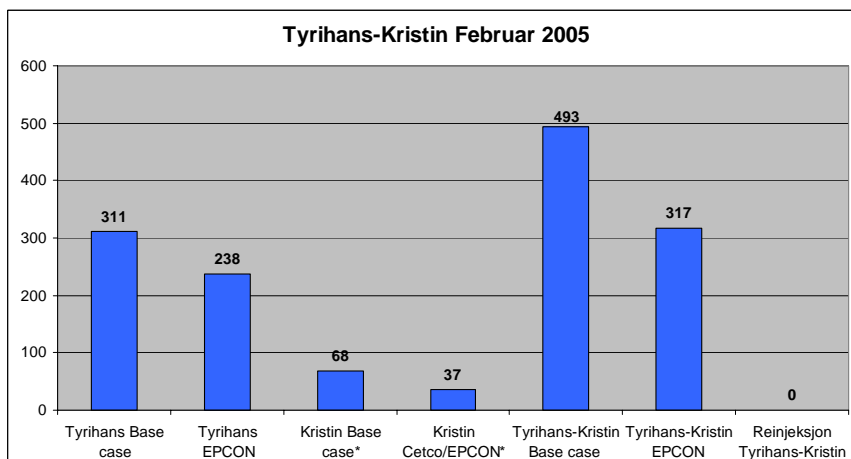
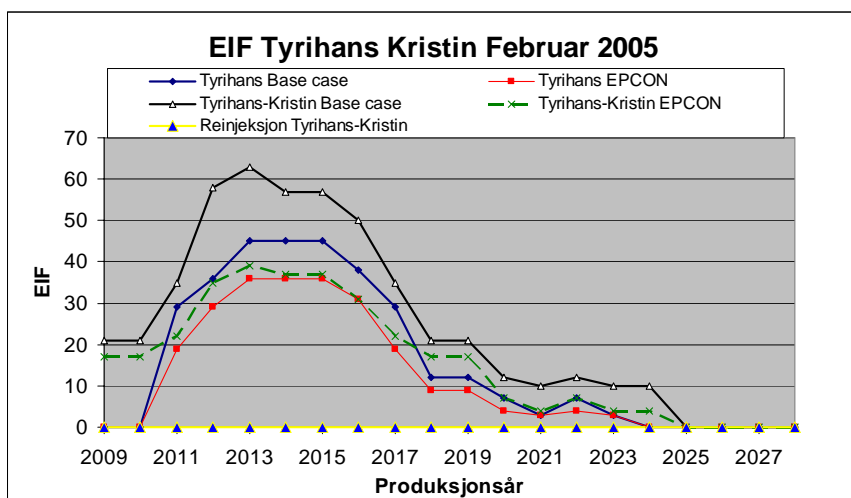
økning av konsentrasjonen av de aktuelle komponentene pga hydrathemmer.

Et eventuelt bidrag fra MEG til økt løselighet antas i alle tilfeller å være lite sammenlignet med prosessmessige forhold. Olje-i-vann konsentrasjonen vil være viktigere for disse komponentene, da de fleste er knyttet til oljedråpene.

I EIF beregningene er det tatt hensyn til at MEG er til stede i utløpsvannet. For Tyrihans og for alle scenarier bidrar MEG med mindre enn 1 % av den totale EIF.

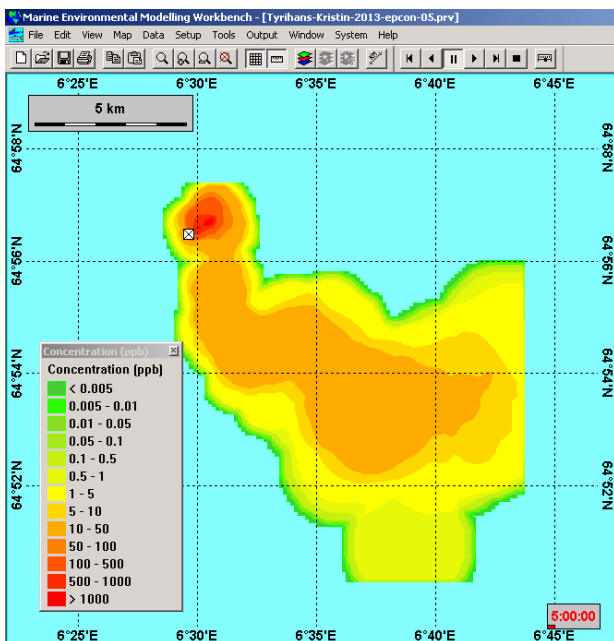
Tabell 6-8. EIF akkumulert over feltets levetid.

Felt	EIF
Kristin, rensing med Cetco Crudesorb	37
Kristin + Tyrihans, rensing med hydrosykloner	493
Kristin + Tyrihans, rensing med to-trinns rensing	317
Kristin + Tyrihans, reinjeksjon av produsert vann	0
Tyrihans, rensing med hydrosykloner	311
Tyrihans, rensing med to-trinns rensing	238

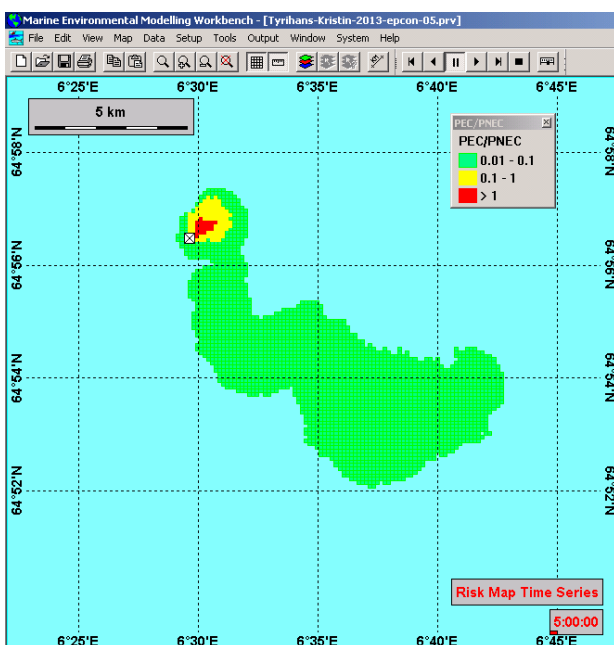


Figur 6-5. EIF-verdier for hvert enkelt år (øverst) og totalt over feltets levetid (nederst) for Tyrihans, Kristin og Tyrihans + Kristin. \* EIF-beregningene for Kristin ble gjennomført i desember 2004.

Det er utarbeidet konsentrasjonskart og miljørisikokart for de samlede utslipp av produsert vann fra Kristinplattformen i år 2013, som er forventet maksimumsår.



Figur 6-6. Konsentrasjonsfelt for produsert vann fra Kristin + Tyrihans i år 2013. To-trinns rensing.



Figur 6-7. Miljørisiko for utslipp av produsert vann fra Kristin + Tyrihans i 2013. To-trinns rensing

Generelt er det fisk, og spesielt egg, larver og yngel som regnes som de mest sårbare organismer i forbindelse med utslipp av produsert vann. Som følge av disse organismenes ujevne fordeling, er det en-

kelte geografiske områder som er mer sårbare enn andre.

I RKU-Norskehavet (2003) ble det for tre av de antatt mest sårbare områdene i Norskehavet gjort en vurdering av mulighetene for skade på fiskebestander som følge av overlapp mellom utslipp av produsert vann og forekomst av fiskelarver. Et av disse var sjøområdene ved Norne, Skarv, Heidrun, Åsgard og Kristin. Her var sei-yngel antatt å være den mest utsatte fiskeressursen.

Vurderingene ble gjort for årene 2001 og 2013, basert på beregnet overlapp mellom fiskeressurser og konsentrasjonsfelter av utvalgte komponenter i produsert vann. For det aktuelle området viste utslippsprognoser og EIF-beregninger at korrosjonshemmer var den komponenten som i størst grad bidro til miljørisiko.

For det aktuelle området viste beregningene at et begrenset område omkring Heidrun for året 2001 ville ha et konsentrasjonsnivå av korrosjonshemmer som ville kunne forårsake miljøskade på sei-yngel, dvs. et område der konsentrasjonen av denne komponenten i produsert vann overstiger den teoretisk bestemte tålegrenseverdien (PNEC-verdien – Predicted No Effect Concentration). Området var svært lite, og effekter på populasjonsnivå for sei kunne ikke forventes. For år 2013 viste beregningene at ingen områder ville ha konsentrasjoner på nivå med PNEC-verdien.

I RKU-Norskehavet er det gjort spredningsberegninger for samtlige utslipp av produsert vann i Norskehavet, basert på utslippsprognoser for årene 2001 og 2013. For året 2013 viste beregningene en viss overlapp mellom konsentrasjonsfelter, men miljørisikoberegningene viste at dette ikke medførte noen økning av områder der konsentrasjonen av komponenter (PEC – Predicted Environmental Concentration) overstiger den nedre effektverdien (dvs PEC/PNEC > 1).

I området omkring Kristin var det ingen overlapp av konsentrasjonsfelter som ga økt miljørisiko, selv om utslippsmengden som var lagt til grunn var vesentlig høyere (5,3 millioner m<sup>3</sup>/år) enn det som i dag vurderes som sannsynlig (ca 1,9 millioner m<sup>3</sup>/år).

Beregningene som er gjennomført for Tyrihans viser at utslippene i svært liten grad bidrar til miljørisiko i området. Med de forutsetninger som er lagt til grunn, og med de metoder som en i dag har for

beregning av miljørisiko og miljøskade, kan det ikke forventes at utslippene fra Tyrihans vil kunne føre til negativ påvirkning av fiskebestander i området.

Det vises for øvrig til RKU-Norskehavet for mer detaljerte vurderinger av konsekvenser av utslipp av produsert vann.

## 6.4 Utslipp av radioaktive forbindelser

Både uran og thorium finnes naturlig i varierende konsentrasjoner i berggrunnen. Disse gir opphav til radiumisotopene  $^{226}\text{Ra}$  og  $^{228}\text{Ra}$ . Radium er mer løselig enn både uran og thorium, og vil derfor lekke ut i formasjonsvannet og bli transportert oppover i produksjonsutstyret.

Når sjøvann, som inneholder mye sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfat-avleiringer. Produsert vann fra Tyrihans vil kun inneholde formasjonsvann, dvs at det forventes ikke tilbakeproduksjon av injisert sjøvann. Problemet med dannelse av avleiringer forventes dermed å bli relativt lite.

Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Avleiringene kalles Lav Radioaktive Avleiringer (LRA).

For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av ventiler og rørledninger mm, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer.

### 6.4.1 Konsekvenser av utslipp av radioaktive komponenter

Når avleiringshemmer tilsettes, vil bariumsulfatavleiringer (scale) på rørvegger og overflater hindres. Dermed havner krystaller av bariumsulfat og avleiringshemmer i sjøen.

Når barium bundet til avleiringshemmer/avleiringsoppløser kommer ut i sjøen der sulfatinnholdet er betydelig høyere, brytes kompleksbindingen og det dannes nytt bariumsulfat. Det er usikkert hvor raskt dette skjer, og om kompleksene vil sedimentere før nedbrytningen starter og nytt bariumsulfat dannes.

Bariumsulfat er svært lite biologisk tilgjengelig. Hvorvidt barium (og medfølgende radium), i den perioden det er kompleksbundet, er mer biologisk tilgjengelig enn bariumsulfat, har vært diskutert.

Statens strålevern påpeker i sin rapport "Strålevern Rapport 2005:2" at "Since EDTA also forms complexes with radium, this type of chemical scale dissolver may also increase the mobility of Ra in the environment." Det refereres til erfaringer ved Oak Ridge National Laboratory i USA der det er påvist økt mobilitet av radium i omgivelsene (jord og ferskvann).

Referansen i Strålevernets rapport er ikke direkte overførbar til sjøvann der sulfatinnholdet er høyt og der overgangen til barium- (radium) sulfat skjer raskere. I tillegg vil barium (og radium) i kompleksbinding ikke være lett biologisk tilgjengelig. Det komplekse molekylet, som vil ha en molekylvekt på mellom 3000-5000, vil neppe kunne trenge gjennom cellemembranene f.eks i skaldyr og fisk.

Selv om løselighetsproduktet for radiumsulfat er meget lavt, og betydelig lavere enn for bariumsulfat, vil det alltid være fritt radium i sjøvann, både naturlig og ved tilførsel av produsert vann fra olje- og gass-brønnene. Det er dette radium som er tilstrekkelig mobilt til å vandre i næringskjeden. Løste radioaktive forbindelser i produsert vann fra Tyrihans antas ikke å medføre målbare endringer i resipienten i forhold til bakgrunnsnivå. Dette er bl.a. basert på vurderinger gjort for utslipp av produsert vann fra Staffjord feltet, der både produsert vann mengder og konsentrasjoner av radioaktive komponenter er vesentlig høyere enn for Tyrihans.

Etter Statoils vurdering kan ikke den mulige mobilitetsøkning for barium/radium i kompleksforbindelser ha noen vesentlig betydning for innholdet av radium i biologisk materiale.

Dette er imidlertid et kjemi- og bio-teknisk område med en viss usikkerhet, og Statoil er kjent med at det skal settes i gang et prosjekt i PROOF-programmet under Norges Forskningsråd: "Radioactivity in produced water from Norwegian oil and gas installations - concentrations, bioavailability and doses to marine biota.". Dette programmet vil trolig bidra til ny kunnskap på dette feltet.

## 6.5 Andre utslipp til sjø

### 6.5.1 Utslipp av hydraulikkvæske

I driftsfasen vil det for Tyrihans bli mindre utslipp av hydraulikkvæske ved bunnrammene når ventiler på brønnstrømmen skal opereres. Forventet utslipp til sjø av hydraulikkvæske er 0,7 - 1 m<sup>3</sup> / år pr. brønn. Hydraulikkvæsken som er planlagt inneholder miljøakseptable komponenter med hovedkomponentene vann og monoetylenglykol. Produsenten er i ferd med å kvalifisere den aktuelle væsken iht. SFT krav til "grønn" væske. Hydraulikkvæsken inneholder ca 4 % gule stoffer og 96 % grønne stoffer.

Når alle de planlagte brønnene er i drift, kan utslippene av hydraulikkvæske fra operasjon av 11 brønner bli ca. 10 m<sup>3</sup> pr. år fordelt på de 5 produksjons- og vanninjeksjonsbunnrammene som er planlagt installert på Tyrihans.

Hydraulikkvæsken vil blande seg raskt med vannstrømmen etter at den er sluppet ut ved bunnen. Det er ikke registrert negative effekter som kan relateres til utslipp av vannbasert hydraulikkvæsker på Haltenbanken eller i Nordsjøen.

For øvrig vil spørsmålet om utslipp av hydraulikkvæske bli tatt endelig stilling til ved behandling av utslippssøknaden.

## 6.6 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

### 6.6.1 Produsert vann

#### Vurderte tiltak:

Injeksjon av produsert vann fra Tyrihans er vurdert, men forkastet som utbyggingsløsning. Dette er beskrevet og begrunnet i kapittel 4.4.1

#### Besluttede tiltak:

- Produsert vann fra Kristin og Tyrihans vil bli rensert før utslipp med bruk av to-trinns rensing
- Brønnstrømsrørledningen vil bli produsert i rustfritt stål. Dette reduserer behovet for bruk av korrosjonshemmende kjemikalier.
- Brønnstrømsrørledningen vil bli isolert og utstyrt med elektrisk oppvarming. Dette vil redusere behov for hydrathemmere.

### 6.6.2 Utslipp fra boring.

#### Vurderte tiltak:

Reinjeksjon av oljeholdig kaks er vurdert. Basert på lokal områdeerfaring med blant annet lekkasjer fra tidligere injeksjonsbrønner opp til havbunnen og tilsvarende mangel på en stor regional permeabel sandsoner for reinjeksjon av oljeholdig kaks dypere ned enn 20" foringsrøret, vil ikke reinjeksjon av oljeholdig borekaks være tilrådelig for Tyrihans sitt vedkommende.

#### Besluttede tiltak:

- Vannbasert borevæske er planlagt brukt til boring av topphullseksjonene 36", 26" og 17 1/2". Det er videre lagt opp til en utstrakt gjenbruk av borevæske nettopp for å redusere de samlede utslippsmengdene i størst mulig utstrekning.
- Ut i fra rent operasjonelle hensyn er det planlagt brukt oljebasert borevæske i forbindelse med boring av de resterende hullseksjonene 12 1/4", 9 7/8" og 8 1/2". Utboret borekaks i disse seksjonene sammen med benyttet vektmaterialer, oljebasert borevæske vil bli samlet opp i lukkede containere og transportert til et egnet land deponi for videre behandling.
- Det er lagt opp til en minst mulig bruk av kjemikalier som ikke tilfredsstiller SFT's A-liste.
- I forbindelse med sementering, er det planlagt brukt et dertil egnet doseringsutstyr for å redusere eventuelle utslipp av sementeringskjemikalier til et absolutt minimum.
- All brønntesting er planlagt utført slik at det ikke skal forekomme utslipp til vann av hydrokarboner.

### 6.6.3 Andre utslippsreducerende tiltak

#### Vurderte tiltak:

Det er vurdert å bruke et lukket hydraulikksystem på Tyrihans, men det er forkastet til fordel for en åpen løsning som på Kristin. Dette fordi en eventuell positiv miljøeffekt av en returledning ikke anses å stå i rimelig forhold til kostnader og de ulemper som må forventes mht. driftssikkerhet og regularitet. En ekstra 45 km returline for produksjonsbrønnene, samt 3,5 km for en vanninjeksjonsjumper ville medført høye ekstrakostnader. I tillegg vil et returssystem måtte inkludere et trykk-økningssystem for å kunne transportere returvæsken tilbake til Kristin.



Et lukket hydraulikksystem vil generelt øke kompleksiteten til anlegget, og dermed øke sannsynligheten for nødvendige inngrep og vedlikeholdsoperasjoner. På grunn av svært strenge krav til kvaliteten på hydraulikkvæske, kan et lukket system føre til at det enten må brukes oljebaserte hydraulikkvæsker, eller at væsken må skiftes ut etter bruk. Det sistnevnte innebærer at hydraulikkvæsken må samles opp og fraktes til land for gjenvinning eller deponering. Det førstnevnte innebærer at konsekvensene av et eventuelt uhellutslipp ville kunne bli større enn ved bruk av en mer miljøvennlig vannbasert hydraulikkvæske. Den hydraulikkvæsken som det er aktuelt å benytte for Tyrihans, er i ferd med å bli klassifisert iht SFT krav til grønne kjemikalier.

#### Besluttede tiltak:

- Krav til lekkasjerateer vil bli tatt inn i driftsprosedyrene for hydraulikksystemene.
- For undervannsinstallasjoner skal følgende være etablert:
  - Tekniske systemer for fjernovervåking av eventuelle lekkasjer på bunnramme
  - Overvåking av trykk i olje/gass strømmen i ventiltre
  - Hydrokarbonsensorer som gir alarm ved olje/gass- lekkasje i brønnhodet
  - Overvåking av hydraulikktrykk ved brønnhode
  - Overvåking av hydraulikk forbruk
  - ROV-inspeksjoner i henhold til godkjente program for brønner og bunnrammer.
  - Godkjent inspeksjonsprogram for rørledninger.

- Effektiv vedlikehold vil bli sikret ved at Tyrihans inkluderes i eksisterende velikehold og reparasjonsprogram for Kristin, og det vil bli etablert back-up enheter av styringsenhetene for hydraulikk og elektronikk på havbunnsinstallasjonene (Subsea Control Module) for å tilfredstille nødvendig utskiftingsfrekvens basert på feilrate, kritikalitet og kostnadsevaluering.
- Tidspunkt for tømning av rørledninger i forbindelse med klargjøring vil bli vurdert i samråd med fiskerimyndighetene.

## 7 Avfallshåndtering

En innretningsspesifikk avfallsplan vil bli utarbeidet for boreaktivitet.

Bransjens (OLFs) veiledning for avfallsstyring vil bli benyttet i forbindelse med kontrakter for leveranser til Tyrihans. Tiltak for å redusere avfallsmengder vil bli prioritert, i tillegg til tiltak som øker gjenbruk og gjenvinning av næringsavfall og spesialavfall fra virksomheten.

I driftsfasen vil eksisterende avfallsplan for Kristin bli benyttet for å sikre at avfall blir behandlet i henhold til gjeldende retningslinjer.

Ved rørlegging vil leggefartøy og hjelpefartøy ha egne avfallsbehandlingssystemer underlagt maritime regler (IMO) med sikte på sortering og levering ved godkjente avfallsmottak.



## 8 Akutte oljeutslipp og oljevernberedskap

Det er gjennomført en miljørisikoanalyse for akutte oljeutslipp i forbindelse med utbygging og drift av Tyrihans.

Akutte utslipp kan skje som uhell innen følgende kategorier:

- utblåsninger fra feltinstallasjoner i drift og i forbindelse med boring
- lekkasjer fra rør
- lekkasjer fra undervannsanlegg
- prosesslekkasjer
- lekkasjer fra skytteltankere

Med tanke på miljørisiko er det oljeutslipp over 50 tonn som er av størst interesse, da det slike utslipp som har potensial til å gi vesentlig miljøskade.

I analysen er det derfor fokusert på er slike utslipp av olje, mens drift av injeksjonsbrønner for vann eller gass, gassrør, prosessutstyr mm ikke er inkludert.

### 8.1 Miljørisikoanalyse - Formål og krav

Formålet med analysen har vært å vurdere hvorvidt utbygging og drift av Tyrihans er akseptabel sammenlignet med Statoils akseptkriterier for miljørisiko, samt å vurdere behovet for oljevernberedskap.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i Styringsforskriften § 16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriteriene for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

### 8.2 Akseptkriterier for miljørisiko

Basert på prinsippet om at restitusjonstiden for den mest sårbare miljøressursen etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden, har operatøren utarbeidet akseptkriteri-

er for felt-, installasjons- og operasjons-spesifikk risiko. Disse akseptkriteriene er identiske med OLFs anbefalinger.

Akseptkriteriene angir øvre akseptabel sannsynlighet i følgende fire miljøskadekategorier:

- Mindre miljøskade
- Moderat miljøskade
- Betydelig miljøskade
- Alvorlig miljøskade

Miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "de mest sårbare ressursene". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel.

Tabell 8-1 viser operatørens installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko.

**Tabell 8-1. Installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko.**

Miljøskade kategori	Restitusjonstid	Installasjonsspesifikk risiko pr. år
Mindre	1 mnd – 1 år	$1 \times 10^{-2}$
Moderat	1 år – 3 år	$2,5 \times 10^{-3}$
Betydelig	3 år – 10 år	$1 \times 10^{-3}$
Alvorlig	over 10 år	$2,5 \times 10^{-4}$

### 8.3 Forutsetninger

Miljørisikoanalysen er gjennomført for år 2009, som er det året som vil ha størst aktivitet og dermed størst sannsynlighet for uhellsutslipp av olje.

Forutsetninger som er lagt til grunn framgår av Tabell 8-2.

### 8.4 Sannsynlighet for oljeutslipp

Utblåsningssannsynligheten i basisåret er beregnet til  $9,4 \times 10^{-4}$ .

Som utgangspunkt for oljedriftsberegninger er benyttet en konservativ og teoretisk utblåsningsrate på  $9500 \text{ m}^3/\text{d}$ . En nærmere vurdering viser at rater innenfor  $5200 - 5400 \text{ m}^3/\text{d}$  vil inkludere mer enn 90 % av sannsynlighetene.

Tabell 8-2. Forutsetninger for miljørisikoanalyse

Brønnaktiviteter	Produksjonsboringer: 5 Kompletteringer: 5 Brønner i drift: 6,5 brønnår Overhalinger: ingen
Rørledninger	Tyrihans Sør –Tyrihans Nord: 14,5 km, indre diameter 16" Tyrihans Nord - Kristin: 29 km, indre diameter ID 18"
Produksjon av olje pr. dag (årlig maks. gjennomsnitt)	13400 m <sup>3</sup> /kalenderdag (cd) (2011)
Total væskestrøm (olje + vann)	19200 m <sup>3</sup> /cd
Brønnhodetrykk, maks. innstengningstrykk	315
Brønnhodetrykk, maks strømningsstrykk	240
Operasjonstrykk i produksjonsrørledning (tilstrekkelig trykk for å frakte olje til plattformen)	Ca. 180 bar i starten, synkende til 80 bar i 2025.
Borerigg	Standard oppankningsrigg
Utstyr ellers	Standard
Maks teoretisk utblåsningsrate (maks brønnrate)	9500 t/d
Tid for boring av avlastningsbrønn	54 dager

Det forventes ikke at en overflateutblåsning vil ha varighet over 2 døgn, da riggen sannsynligvis vil trekkes bort fra lokasjonen dersom en ikke får kontroll over en utblåsning i nevnte størrelseskategorier. En undervannsutblåsning er forutsatt å kunne ha en varighet på inntil 54 døgn, som er den tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Gjennomførte beregninger gir sannsynligheter for oljeutslipp fra hhv utblåsninger og rørledningslekkasjer fordelt på mengdekategorier slik som angitt i Tabell 8-3.

Tabellen viser at rørledningslekkasjer vil være den dominerende årsaken til oljeutslipp, dvs. at dersom det skjer et oljeutslipp større enn 50 tonn, vil det være 93 % sannsynlighet for at det skyldes en rørledningslekkasje. Disse rørledningslekkasjene vil typisk kunne medføre 1000 – 3000 tonn totalt utsluppet mengde. Gass/olje forholdet vil være som ved utblåsninger fra brønnene.

En relativt høy andel av sannsynligheten for utblåsning vil være knyttet til undervannshendelser. Oljedriftsberegningen viser at mengden av olje på overflaten knyttet til utslipp på havbunnen er begrenset. Beregning av miljørisiko er derfor basert på et scenario for utblåsning på overflaten, med tilhørende sannsynlighet på  $7,5 \times 10^{-4}$ , som tilsvarer totalsannsynligheten for utblåsning.

## 8.5 Oljedriftsberegninger

Oljene fra Tyrihans Sør og Tyrihans Nord betegnes begge som parafinske oljer. Oljen fra Tyrihans Sør har et moderat voksinnhold og lavt stivnepunkt, tilsvarende olje fra Statfjord. Oljen fra Tyrihans Nord har høyere voks- og asfalteninnhold og stivnepunkt, og likner mer på oljer fra Varg og Gullfaks Sør.

Modelleringer av undervannsutblåsninger er gjennomført både for sommer- og vintersituasjoner. Resultatene viste at oljen vil bli dispergert i vannmassene som fine oljedråper eller at det dannes en tynn film på overflaten som blandes ned i vannmassene innen en dag.

Tabell 8-3. Sannsynligheter for oljeutslipp i basisåret i forskjellige mengdekategorier.

Hendelse	Mengdekategori				Total sannsynlighet
	50 – 1000 tonn	1000 – 10 000 tonn	10 000 – 100 000 tonn	> 100 000 tonn	
Utblåsninger	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-4}$
Rørledningslekkasjer	0	$1,02 \cdot 10^{-2}$	0	0	$1,02 \cdot 10^{-2}$
Sum sannsynlighet	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$1,06 \cdot 10^{-2}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-2}$

Tabell 8-4. Kjemiske og fysiske egenskaper for utvalgte oljer i Norskehavet

Felt	Tetthet (g/ml)	Voks (Volum %)	Viskositet cP, 13C	Stivnepunkt ° C	Asfaltener (Volum %)
Tyrihans Sør	0,85	3,8	20	-6	0,1
Tyrihans Nord	0,88	5,7	377	15	0,5
Norne	0,86	8,4	117	15	0,2
Heidrun	0,88	0,9	19	-30	0,1
Njord	0,84	6,4	52	-9	0,3

Konsentrasjoner på over 200 ppb ble registrert 3 km til hver side for senterlinjen av plumen, og ned til 70 m. Resultatene viste ikke videre drift og spredning av oljesølet i vannmassene. Undervannsutblåsningene vil i hht. til modelleringene ikke medføre varige oljeflak på overflaten, og det var dermed ikke grunnlag for videre modellering av spredning og drift.

For overflateutblåsninger er det gjennomført simuleringer for et utslipp ved Tyrihans Sør. Det er lagt til grunn en dimensjonerende rate på 2/3 av teoretisk utblåsningsrate, tilsvarende 6336 m<sup>3</sup>/døgn. Denne raten er høyere enn de ratene (5200-5400 m<sup>3</sup>/døgn) som i nyere vurderinger er identifisert til å inkludere mer enn 90 % av utblåsnings sannsynlighetene. Resultatet fra simuleringene er benyttet til å identifisere influensområdet som er benyttet for konsekvensvurderinger.

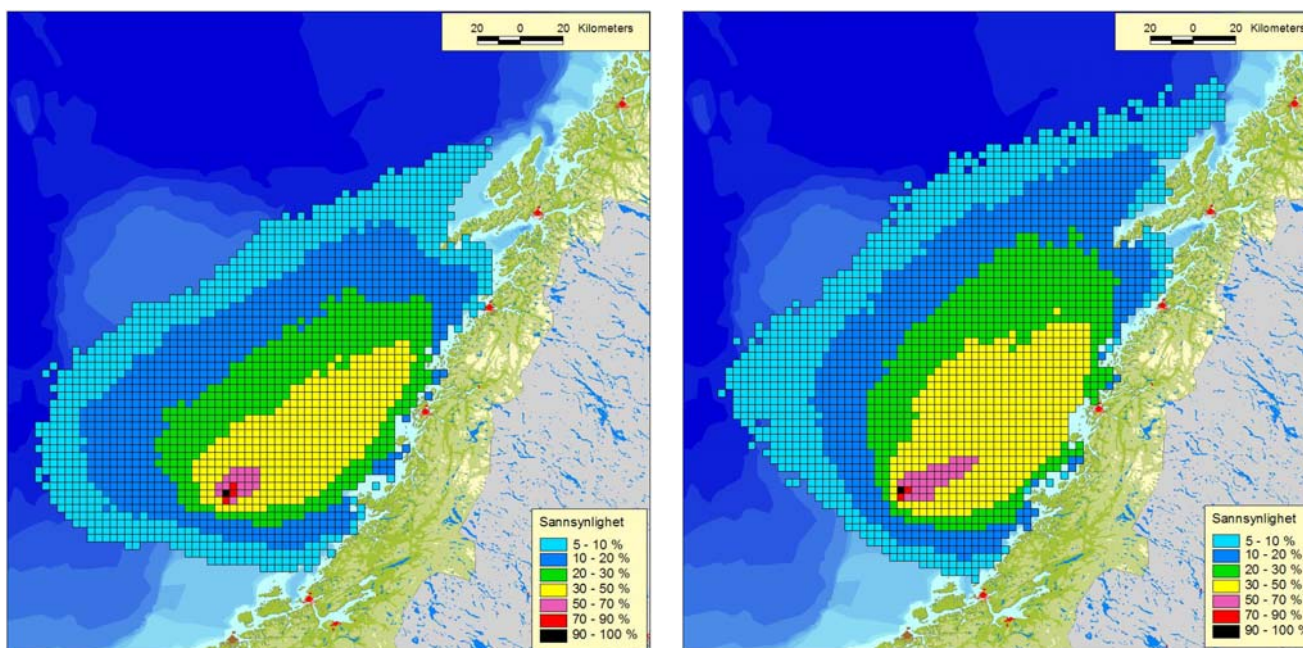
Det er altså kun utslippene ved overflaten som forventes å kunne nå land, og sannsynligheten for stranding er størst i vintersesongen.

## 8.6 Vurdering av miljøkonsekvens

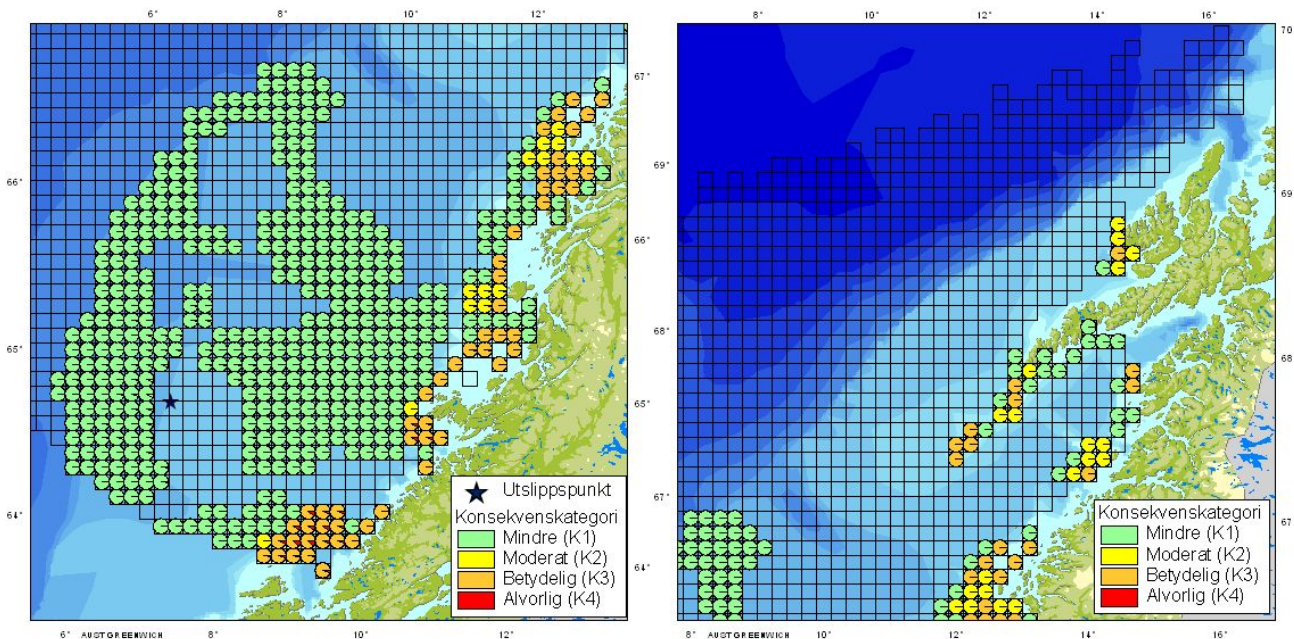
De kartrutene som i henhold til oljedriftsberegningene blir truffet av olje, får tildelt en konsekvenskategori 1 til 4 (se kapittel 8.2), basert blant annet på mengde olje som treffer, forekomst av verdifulle naturressurser og sårbarhet overfor oljeforurensning.

Disse konsekvenskategoriene er et uttrykk for potensiell skade gitt at den aktuelle kartruten treffes av en oljemengde slik det framkommer av oljedriftsberegningen.

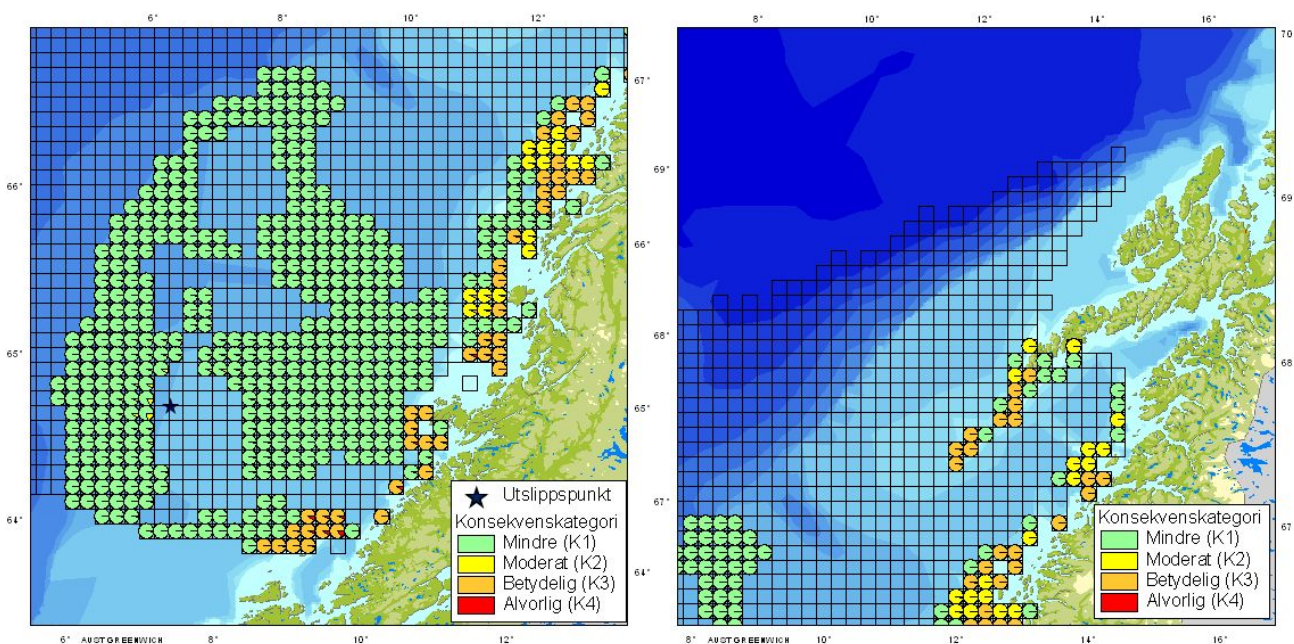
Figur 8-2 og Figur 8-3 viser fordelingen av konsekvenskategorier for overflateutslipp representative for hhv. høst/vinter og vår/sommer. Fordelingen tar altså ikke hensyn til sannsynligheten for hendelsen, men viser hvilke konsekvenser som kan oppstå, gitt den aktuelle fordelingen av sårbare ressurser og olje for de gitte periodene.



Figur 8-1. Oljedriftsberegninger for en utblåsning med utslipp til sjøoverflaten fra Tyrihans Sør. Influensområdet ved sommerforhold vist til venstre, vinterforhold til høyre.



Figur 8-2. Klassifisering av konsekvenskategorier på 10 x 10 km rutenett for overflateutblåsninger representative for høst/vinter. Resultatene gjenspeiler datagrunnlaget for ressursene som inngår i analysene.



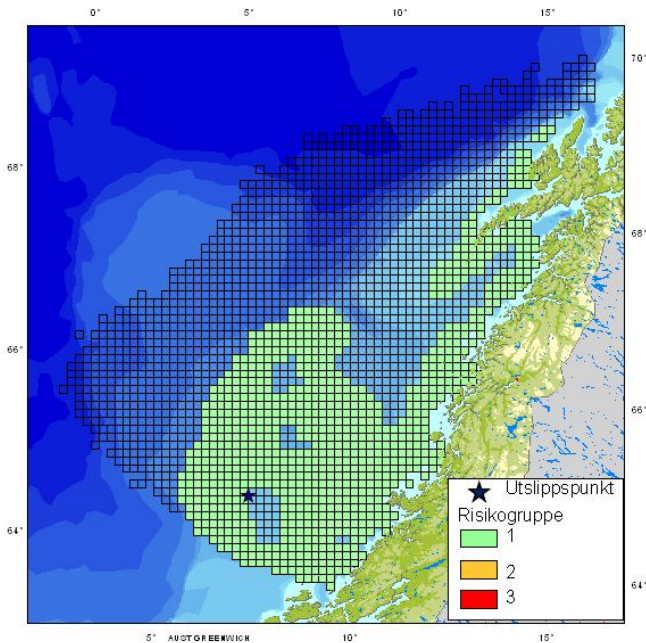
Figur 8-3. Klassifisering av konsekvenskategorier på 10 x 10 km rutenett for overflateutblåsninger representative for vår/sommer. Resultatene gjenspeiler datagrunnlaget for ressursene som inngår i analysene.

For hver enkelt kartrute beregnes deretter sannsynligheten for at skade innen de nevnte kategoriene oppstår. Disse sannsynlighetene sammenholdes med akseptkriteriene vist i kapittel 8.2. Resultatene framstilles i tre risikogrupper, og er vist i Figur 8-4 og Figur 8-5:

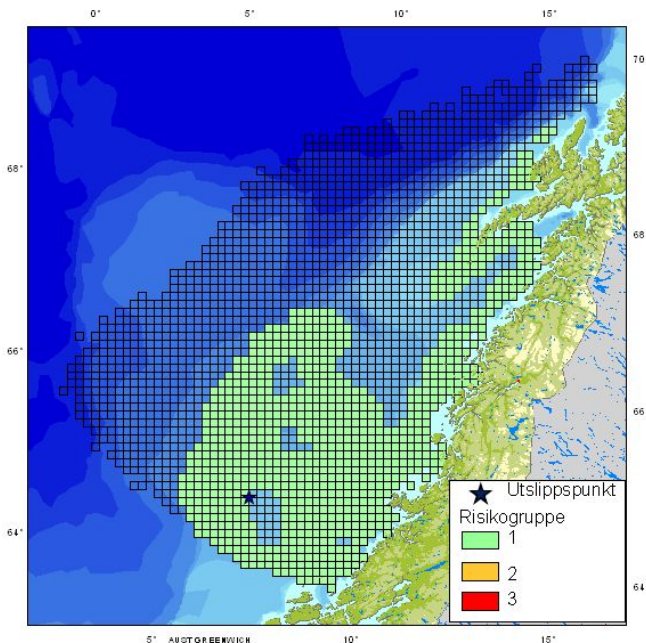
- Gruppe 1 - lav miljørisiko: sannsynligheten for miljøskade innenfor noen av konsekvenskategoriene ligger under halvparten av akseptkriteriet (ALARP-nivået)

- Gruppe 2 - akseptabel miljørisiko: sannsynligheten ligger mellom ALARP-nivået og det gjeldende akseptkriteriet
- Gruppe 3 - uakseptabel miljørisiko: sannsynligheten overstiger akseptkriteriet

Resultatene viser at miljørisikoen for samtlige 10 x 10 km ruter innen influensområdet både høst/vinter og vår/sommer faller inn under risikogruppe 1 – lav miljørisiko.



**Figur 8-4. Klassifisering av miljørisiko på 10 x 10 km rutenett for en overflateutblåsning representativ for høst/vinter. (Risikogruppe 1 = lav miljørisiko, 2 = akseptabel og 3 = uakseptabel miljørisiko). Resultatene gjenspeiler ressursgrunnlaget for analysene, mens blanke (blå) ruter illustrerer omfanget av influensområdet.**



**Figur 8-5. Klassifisering av miljørisiko på 10 x 10 km rutenett for en overflateutblåsning representativ for høst/vinter. (Risikogruppe 1 = lav miljørisiko, 2 = akseptabel og 3 = uakseptabel miljørisiko). Resultatene gjenspeiler ressursgrunnlaget for analysene, mens blanke ruter illustrerer omfanget av influensområdet**

## 8.7 Konfliktpotensiale i forhold til fisk

Fisk inngår ikke i de eksponeringsbaserte analysene referert ovenfor. Det er derfor i det følgende gjort en enkel vurdering av mulig konfliktpotensial mellom en utbygging på Tyrihans og fiskeressurser i området. Vurderingen er gjort med utgangspunkt i resultater fra undervannsutslipp fra Tyrihans Nord og relevante fokusarter i området.

Torsk, sild og sei er de tre fiskeartene i Norskehavet som har størst næringsmessig betydning. Generelt er sårbarheten for olje størst på egg-larvestadiet, mens voksenalder betraktes som mer robust. På midtnorsk sokkel vil det forekomme fiskeegg og – larver fra slutten av januar og ut juli. Eggenes og larvenes fordelingsmønster bestemmes av det kompliserte driftsmønsteret i vannmassene. Mesteparten av fiskeegg og – larver vil oppholde seg i den norske kyststrømmen, bortsett fra sildeegg som også kan utvikle seg i Atlanterhavsstrømmen.

Resultatene fra simuleringen av undervannsutblåsningen fra Tyrihans Nord viste konsentrasjoner i størrelsesorden 200 ppb i avstander på 3 km fra senterlinjen til plumen, og ned til 70 m dyp, i et tverrsnitt 10 km nedstrøms for utslippspunktet. DeepBlow modellen beregner ikke videre spredning og plumens totale utstrekning og videre influensområde er derfor ikke kjent. Iht. forynningsprinsippet kan man forvente avtagende konsentrasjoner i plumen etter hvert som den driver nordover med kyststrømmene. Dersom man antar at sølet fortsetter å drive nordover med tilsvarende konsentrasjoner i en diameter på 6 km (tilsvarende mindre enn bredden på en 10 x 10 km rute), vil det totale arealet som dekkes av plumen være begrenset selv om den driver langt nord. Områdene rundt Lofoten ligger så vidt langt fra utslippspunktet at man ikke vil kunne forvente konsentrasjoner av betydning i dette området.

Ut i fra at omlag 80 -90 % av torsken (skrei) gyter i områdene rundt Lofoten og Vesterålen, og at egg/larver føres nordover etter gyting, antas det ikke å være noe vesentlig konfliktpotensiale mellom torsk og den planlagte utbyggingen på Tyrihans. Det kan forekomme overlapp mellom seiegg og -larver og influensområdet til Tyrihans. Hovedgytingen av sei foregår imidlertid på store dyp ofte langt fra land. Eggene er små og holder seg forholdsvis dypt i vannmassene. På denne måten blir spredningen stor,

det registreres sjelden betydelige mengder egg i norsk sone og larver vil opptre i lave tettheter.

Konfliktpotensialet vurderes som størst i forhold til sild i perioden mars-mai, da ressursfordelingen tilsier at man kan forvente overlapp mellom influensområdet til Tyrihans og sild (egg/larver).

I RKU-Norskehavet er det gjort vurderinger av hvilke konsekvenser akuttutslipp kan ha for fiskebestander. Det er blant annet gjort modellberegninger for en hendelse der det skjer en sjøbunnsutblåsning på Draugenfeltet på et tidspunkt som gir maksimal overlapp mellom sildelarver og oljeforurenset vann. Forutsatt en terskelkonsentrasjon på 200 ppb, er maksimalt tapstall beregnet til < 2 %, noe som gir en beregnet restitusjonstid for bestanden på mindre enn to år.

Generelt viser gjennomførte beregninger at det er svært liten sannsynlighet for at akutt dødelighet hos fisk som følge av uhellutslipp av olje kan medføre betydelige effekter på fiskebestander.

Det vises til RKU-Norskehavet, kapittel 10, for ytterligere dokumentasjon.

## 8.8 Konfliktpotensiale i forhold til sjøfugl på åpent hav

Sjøfugl regnes som en av de biologiske ressursene som, på individuelt nivå, er mest sårbare for oljesøl. Dette gjelder spesielt for arter som tilbringer storparten av tiden på sjøen (lommer, dykkere, skarver, marine dykkender, fiskender og alkefugl). Et oljesøl vil kunne ramme større mengder fugl i perioder av året der fuglene forekommer i ansamlinger (særlig i hekketiden, men for enkelte arter også myteperioden og i vinterhalvåret).

Et overflateutslipp fra Tyrihans vil kunne overlape med områder der det periodevis kan forventes større ansamlinger av sjøfugl i åpent hav. Innenfor det definerte influensområdet finnes flere sjøfugllokalteter som tilfredsstillende kravene for hhv internasjonale, nasjonale og regionale SMO (spesielt miljøfølsomme områder) for sjøfugl. Røst er eksempelvis internasjonal SMO for lunde i månedene april – september. Det vises til RKU-Norskehavet, kapittel 7.1 for en nærmere omtale av SMO i dette området.

Innenfor hekke-, myte- og overvintringsområdene, og de perioder fuglene samler seg der, vil det være



relativt stor sannsynlighet for at et oljesøl fører til skade, og at antall skadde fugl øker med størrelsen på oljesølet. Utenfor disse områdene derimot vil fordelingen av sjøfugl variere mer over tid, og oppdaterte utbredelseskart vil være en forutsetning for å kunne forutsi og avgrense skadeomfang i forbindelse med eventuelle oljevernaksjoner.

En oversikt over forekomst og utbredelse av sjøfugl i det aktuelle området er vist i RKU-Norskehavet, kapittel 7.3. En vurdering av mulige konsekvenser for sjøfugl er gitt i kapittel 10.6.2 i RKU-Norskehavet.

## 8.9 Oljevernberedskap

Tyrihans er lokalisert i NOFOs beredskapsregion 4. For denne regionen er det etablert en regional beredskap som skal være dekkende for produserende felt innen regionen. Dimensjonerende hendelse for regionen er pr. januar 2005 en ukontrollert utblåsning fra Draugen A, med utslippsrate for overflateutblåsninger på 5200 m<sup>3</sup>/døgn, varighet på 6,9 døgn, korteste drivtid til land på 5,8 døgn (sommer) og størst strandet mengde emulsjon på 2813 tonn (sommer).

Beliggenhet av Tyrihans er slik at responstidskravene i den etablerte regionale beredskapen er dekkende (vesentlig større avstand til land enn Draugen, og derved lengre drivtider).

Oljevernberedskapen er bygget opp på den måten at det skal være flere barrierer som hindrer at det oppstår skade som følge av oljeutslipp. Den første barrieren (barriere 1) er basert på at olje skal samles opp nær utslippet, og her er kravet at det skal være tilstrekkelig oppsamlingsutstyr tilgjengelig innen 6 timer. Den andre barrieren (barriere 2) skal sørge for at oljen ikke når inn til kysten, og er basert på oppsamling innen 24-48 timer etter at utslippet skjer.

Det er gjort en beregning av oljevernberedskapsbehovet for region 4, der også Tyrihans er inkludert. Beregningene gir et behov på 4 tilgjengelige oppsamlingsystemer for barriere 1, og 2-4 systemer for barriere 2. Dette behovet er allerede dekket i den etablerte beredskapen for region 4.

Det vises for øvrig til RKU-Norskehavet kapittel 10.7 for nærmere omtale av oljevernberedskap i Norskehavet.



## 9 Arealbeslag og fysiske inngrep

### 9.1 Aktivitetsbeskrivelse

Brønnrammer planlegges installert i 2007. To av brønnrammene vil bli innstallert tidlig, før rørleggingen starter. Rørledningene fra Tyrihans til Kristin og Åsgard B vil bli installert sommeren 2007. Kontrollkabler og stigerør samt utstyr for injeksjon av sjøvann vil bli installert i 2008. Boring planlegges startet tidlig høsten 2007, etter at rørleggingen er fullført.

Havbunnen mellom Tyrihans og Kristin-plattformen er svært ujevn med store, dype groper og mange pløyemerker etter isfjell. Ved legging av rørledningene vil en søke å minimalisere kryssinger av disse forsenkningene. Det vil likevel ikke være til å unngå at rørledningene får flere lange spenn som må utbedres før de settes i drift. Der avstanden mellom rør og sjøbunn blir for høy, må rørledningen understøttes ved hjelp av steindumping. For å redusere steinmengdene vil det bli benyttet en kombinasjon av grøfting/nedspyling på skuldrene av forsenkningene, og steindumping nede i selve forsenkningene.

Over produksjonsrørledningene vil det i tillegg kunne være behov for stedvis å låse røret mot bevegelser. Dette er nødvendig for å kontrollere termisk ekspansjon og utknekking på grunn av oppvarming (rørslyng) når røret er i drift. Driftserfaringer fra Åsgard og Gullfaks har vist at dette er nødvendig.

Havbunnspreparering er også nødvendig for beskyttelse mot trållaster. Kontrollledninger planlegges grøftet i hele sin lengde. For øvrige rørledninger vil beskyttelse mot skader fra overtråling bli gjort gjennom en kombinasjon av grøfting og steindumping.

Steindumping benyttes der tilstrekkelig nedgraving ikke er oppnådd. For å unngå for høy temperatur i kraftkabelen som gir oppvarming av produksjonsledningen, må nedgravingen av denne rørledningen begrenses.

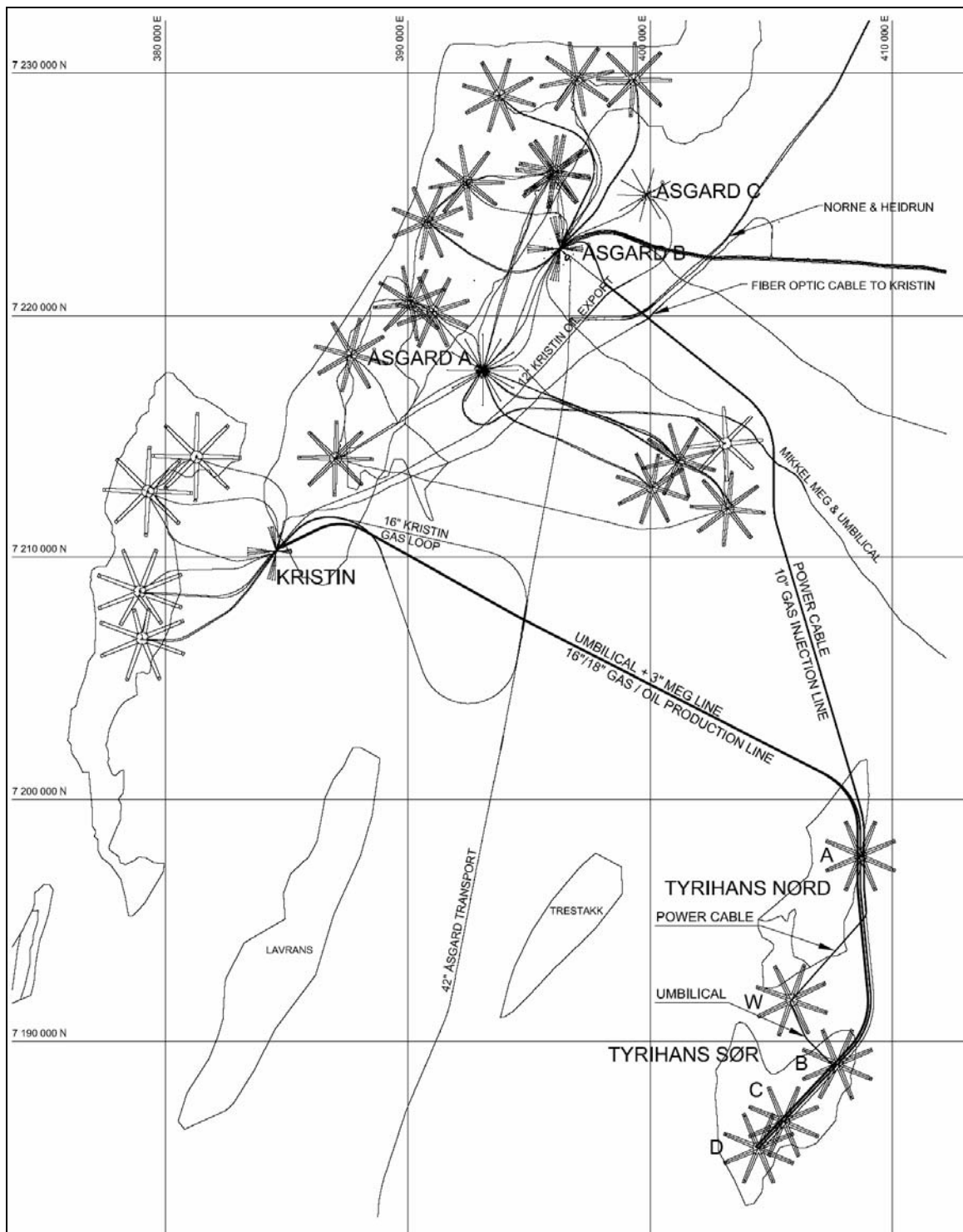
Forventet behov for havbunnspreparering er vurdert slik det framgår av Tabell 9-1. Behovet er basert på foreløpige vurderinger ut fra kunnskap om bunntopografi og bunnbeskaffenhet. Foreløpige vurderinger tilsier at ca. 20 % av rørledningstraséene blir grøftet, i tillegg til at det benyttes steindumping for stedvis overdekning og understøttelse. Utforming av steinfillinger og valg av stein vil bli drøftet med Fiskeridirektoratet.

Steinen som vil bli brukt har en diameter på maksimalt 10 - 15 cm. Fartøyene som benyttes vil være utstyrt med nedføringsrør og kamera. Nøyaktigheten ved plassering av stein er +/- 2 meter. Forhåndsutlegging av stein for understøttelse av rørledningene søkes minimalisert, siden installasjonstoleranser for rørledningen fører til at steinmengden øker. Ved store frie spenn kan likevel slik forhåndsutlegging bli nødvendig for å sikre røret mot uakseptable tøyninger i tom eller vannfylt tilstand. Understøttelse før rørlegging planlegges ved rørkryssinger, for å sikre avstand mellom de kryssende rørledningene, og ved enden av rørledninger, for å sikre understøttelse for oppkobling til stigerørsfundamenter, m.m. Det endelige omfanget av frie spenn og behov for havbunnspreparering vil bli bestemt under detaljprosjekteringen.

Posisjoner for havbunnsinstallasjoner og traseer for rørledninger er vist i Figur 9-1.

Tabell 9-1. Forventet behov for steindumping for Tyrihans-utbyggingen

Rørledning	Grøfting (km)	Steinvolum (m <sup>3</sup> )
Brønnstrømsrørledning	43	158000
Gassinjeksjonsrørledninger	43	102000
MEG/Kontrollkabel		28000



Figur 9-1. Havbunnsinstallasjoner og rørledningstraséer.

## 9.2 Skipstrafikk i forbindelse med rørlegging

Det er ikke tatt endelig stilling til hvilke typer fartøy som vil bli benyttet for rørlegging. Tidsplan for rørlegging og øvrige installasjonsarbeider er heller ikke endelig fastlagt.

## 9.3 Konsekvenser for fiskerier

De berørte områdene er ikke registrert som viktige fiskeområder. Basert på det som er sagt ovenfor anses det likevel som viktig å minimalisere ulemper for det fiske som likevel foregår i området. Dette gjelder både installasjons- og driftsfasen.

I forbindelse med rørlegging vil det bli lagt vekt på god informasjon slik at fiskefartøyer som måtte drive fiske i det aktuelle området er best mulig orientert.

## 9.4 Konsekvenser for koraller

Generelt vil rørlegging kunne skade koraller enten direkte, eller indirekte som følge av opphvirvling av bunnsedimenter som kan bunnfelle på korallene.

Ved legging av rør vil en imidlertid ta hensyn til eventuelle korallforekomster som beskrevet i kap. 3.4.4.

## 9.5 Avbøtende tiltak

Følgende tiltak vil bli iverksatt for å unngå skade på eventuelle koraller og skipsvrak/kulturminner, eller konflikt med fiskerier:

- Havbunnen vil bli kartlagt på forhånd for å avdekke eventuelle korallforekomster og for å bestemme traséer og plassering av brønnrammer som i minst mulig grad vil kunne berøre eventuelle koraller, skipsvrak eller kulturminner.
- Alle rørledninger og havbunnsinstallasjoner vil bli gjort overtrålbare, og det vil ikke bli opprettet nye sikkerhets- eller begrensningssoner som følge av Tyrihansutbyggingen.
- I forbindelse med rørlegging og andre installasjonsarbeider vil det bli lagt vekt på god informasjon og dialog i forhold til fiskerimyndighetene for å redusere konflikter i forhold til fiskeutøvelse mest mulig.



## 10 Samfunnsmessige konsekvenser

Analysen av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Tyrihansfeltet er basert på investeringsstall slik de foreligger tidlig i 2005. Inntekter og utgifter kan bli endret etter dette tidspunkt dersom produksjonsprofilene oppdateres. Relevante myndigheter vil bli orientert ved eventuelle betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

De totale investeringskostnadene er anslått til å være 11,4 milliarder NOK (2005-kroner). Driftskostnader er beregnet til i gjennomsnitt ca 170 millioner kroner årlig regnet fra år 2010. Disse kostnadene inkluderer lisensoppfølging, brønnvedlikehold og operasjonskostnader, men ikke CO<sub>2</sub>-avgifter og tariffer.

Figur 10-1 viser fordeling av investerings- og driftskostnader over tid. Investeringstoppen antas å bli nådd i 2008, og driftskostnader påløper fra år 2010. I denne figuren er alle driftskostnader, inkludert CO<sub>2</sub>-avgifter og tariffer, tatt med.

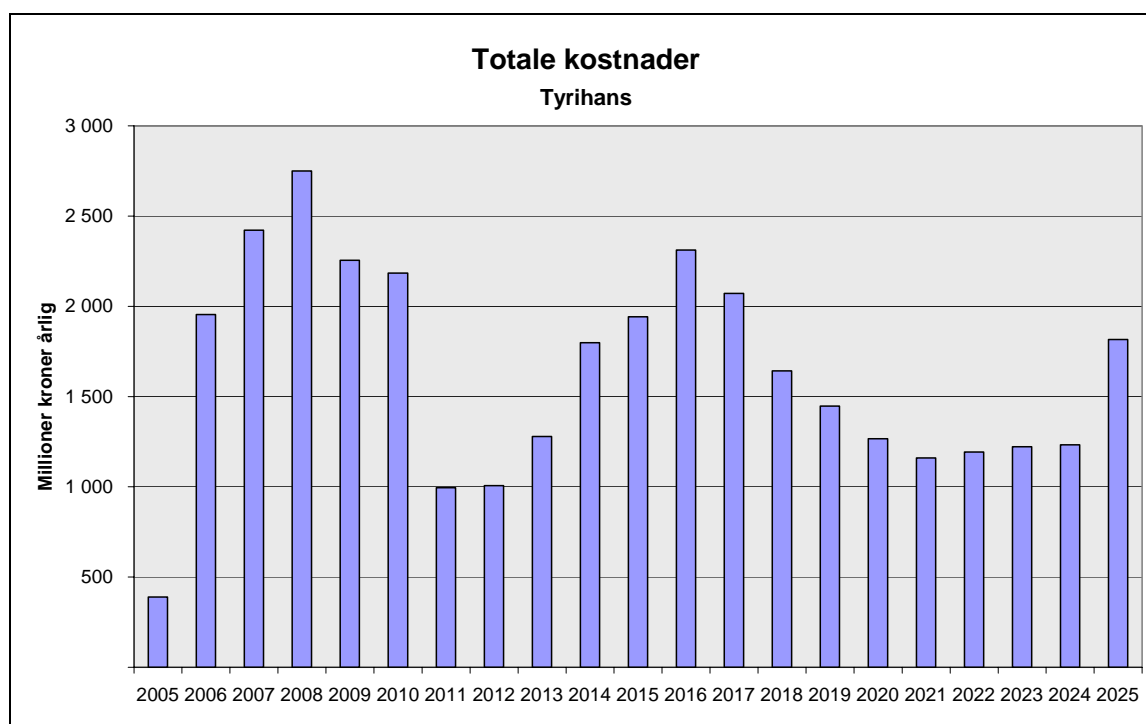
Investeringskostnadene for Tyrihans vil i hovedsak være knyttet til undervannsproduksjonssystemer,

modifikasjoner på Kristin- og Åsgard-innretningene og boring/komplimentering av brønner.

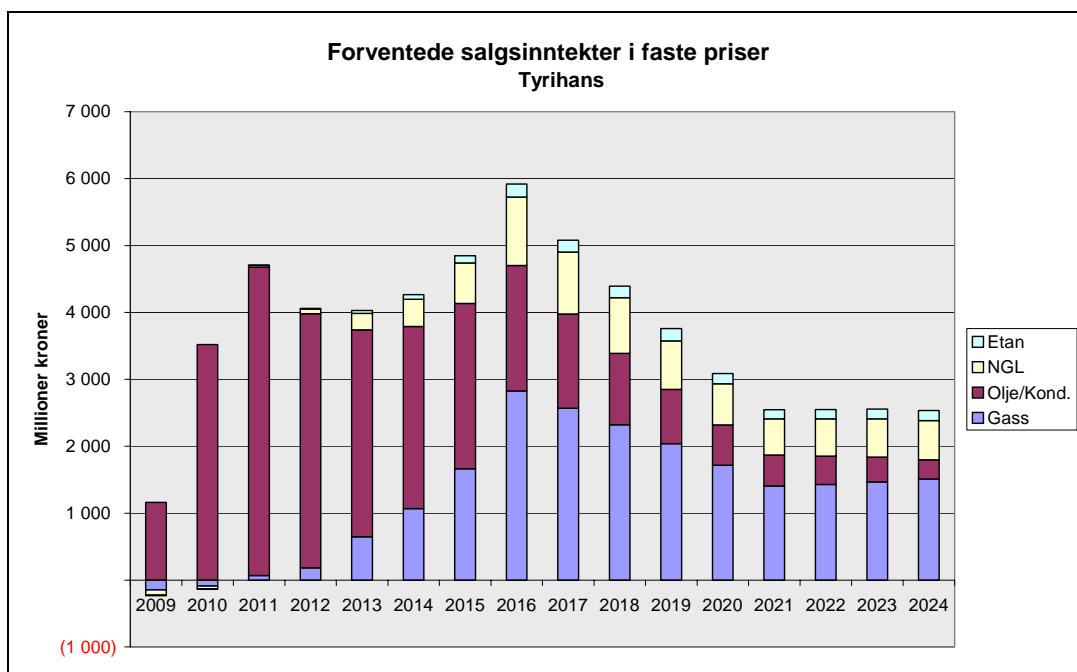
### 10.1 Samfunnsmessig lønnsomhet

Ved vurdering av samfunnsmessig lønnsomhet legges samfunnsmessige og ikke bedriftsøkonomiske kostnader til grunn. Tariffer for bruk av eksisterende innretninger i andre feltinstallasjoner er således ikke tatt med i de samfunnsmessige lønnsomhetsbetraktningene.

Figur 10-2 viser forventede salgsinntekter som følge av forventet produksjonsprofil. Salgsinntektene avhenger av produksjonsvolum, priser på olje og gass, samt dollarkurs. Etter et toppår i 2016 faller inntektene sterkt fram mot avvikling. For oljeproduksjonen er toppåret forutsatt å komme rundt 2011 med nærmere 5 milliarder kroner. Deretter utgjør gassproduksjon en stadig stigende andel, og når en topp rundt 2016 med om lag 5,8 milliarder kroner i totale inntekter.



Figur 10-1 Fordeling av totale kostnader over tid. Driftskostnadene inkluderer her tariffer og CO<sub>2</sub>-avgifter.



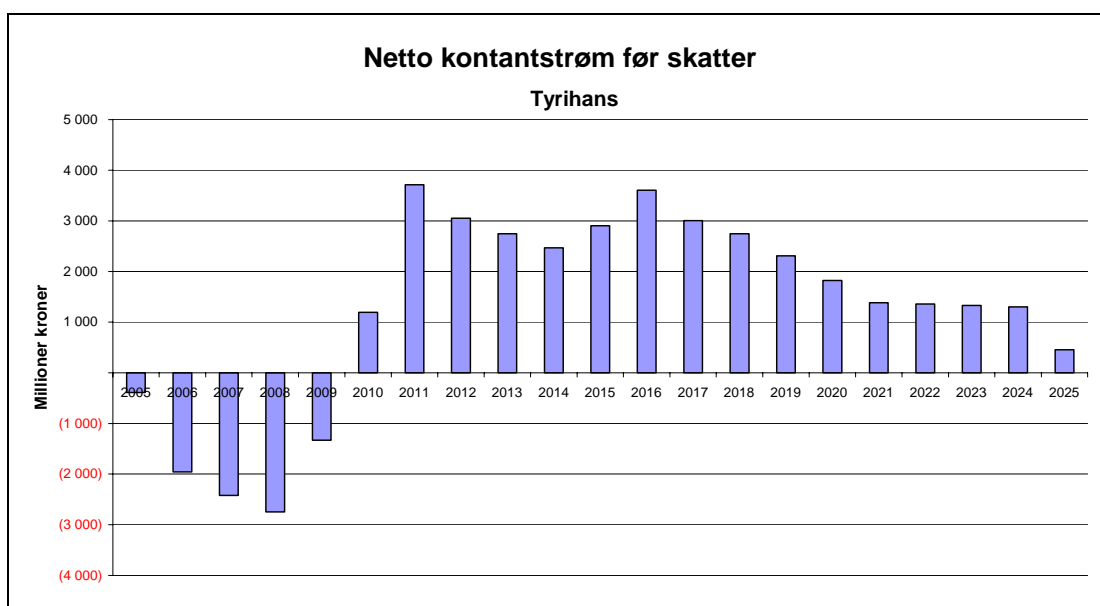
Figur 10-2 Forventede salgsinntekter fordelt på år og produkter, oppgitt i millioner kroner

Den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet uttrykkes som nåverdi av fremtidige inntekter fratrukket framtidige kostnader. Ved beregning av samfunnsmessig lønnsomhet tas bare de marginale kostnadene med, mens tariffen for bruk av eksisterende infrastruktur og prosessanlegg kun inngår ved bedriftsøkonomiske lønnsomhetsberegninger.

Figur 10-3 viser kontantstrømmen gjennom hele feltets levetid. I den første fasen (investeringsfasen)

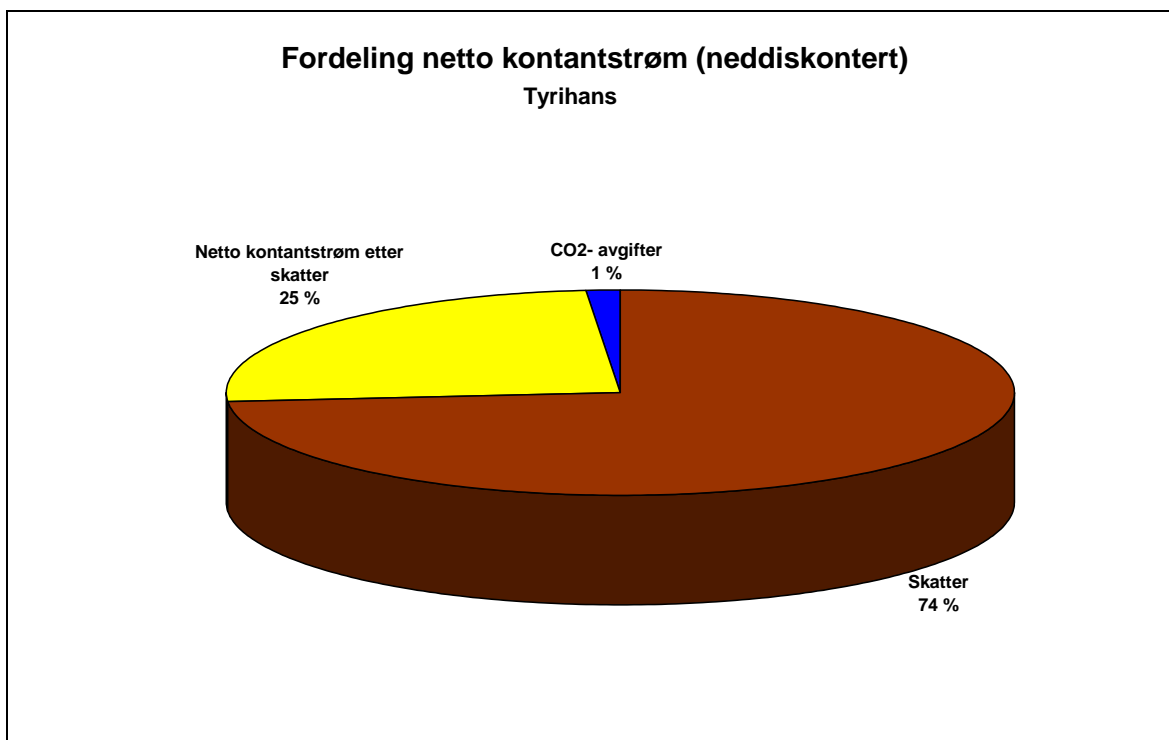
er kontantstrømmen negativ. Etter at feltet er kommet i drift i 2010 er kontantstrømmen positiv.

Inntektene tilfaller rettighetshaverne for å dekke skatter og avgifter, driftskostnader, investeringskostnader og fortjeneste.



Figur 10-3 Netto kontantstrøm før skatt for Tyrihans.





**Figur 10-4 Fordeling av netto kontantstrøm for Tyrihans med 7 % neddiskonteringsrente**

De samlede inntektene utgjør 60,9 milliarder kroner. Neddiskontert til år 2005 utgjør de 28,9 milliarder kroner (7 % neddiskonteringsrente). Netto kontantstrøm før skatt utgjør 26,5 milliarder kroner. Neddiskontert med 7 % rente blir netto kontantstrøm før skatt 9,6 milliarder kroner.

Figur 10-4 viser fordelingen av neddiskontert kontantstrøm før skatt.

Av netto kontantstrøm går 74 % til dekning av skatter, 1 % til dekning av CO<sub>2</sub>-avgifter mens 25 % tilfaller selskapene i lisensen. Vare- og tjenesteleveranser

## 10.2 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Mulighetene for norske leveranser er vurdert på bakgrunn av kunnskap om leverandørmarkedet, erfaringer fra utbygginger på norsk sokkel generelt og Statoils tidligere utbygginger. Slike erfaringer er imidlertid sjelden direkte overførbare fra prosjekt til prosjekt, siden utbyggingsløsninger er forskjellige og teknologi og kostnader i offshoreindustrien er under endring.

Kontraktstildeling vil foregå etter anbud, og den nasjonale andelen vil være avhenging av hvor konkurransedyktig den norske industrien viser seg å være.

Prosjektkostnadene er fordelt på hovedkomponenter, og det er gjort vurderinger av mulige norske/regionale andeler. Det må understrekes at slike anslag er svært usikre, og at de kun sier noe om mulige norske leveranser. Med regionale leveranser menes leveranser fra Midt-Norge, som er her inkluderer fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag.

Tabell 10-1 viser investeringskostnader for Tyrihans fordelt på komponenter og med mulig norsk andel.

Det vurderes som sannsynlig med omlag 55 % norske leveranser til undervannsproduksjonssystemer og prosessutstyr. Til grunn for dette ligger en antakelse om at anslagsvis 60 % av produksjonsstasjoner kan produseres av norsk industri, og muligens 10 % regionalt. Rørledninger produseres i utlandet, anslagsvis med 20 % norsk innhold og en liten regional andel. Styringskabler kan levers med anslagsvis 80 % norsk andel, men med liten andel regionalt. Anslagsvis 50 % av varer og spesielle tjenester antas å kunne levers fra Norge. Hoveddelen

av ingeniørtjenester samt aktiviteter i oljeselskap vil være norsk (90 %) og en vesentlig andel (30 %) fra regionen.

**Tabell 10-1 Investeringskostnader for Tyrihans fordelt på komponenter, og antatt norsk andel.**

Komponenter	Kostnad [milliarder kroner]	Norsk andel [%]	Regional andel [%]
Undervannsproduksjonssystemer, inkl rørledninger	4,9	55	8
Modifikasjoner Kristin og Åsgard	1,5	75	31
Boring	4,7	90	2
Prosjektledelse	0,36	85	30
<b>Total investering</b>	<b>11,4</b>	<b>65</b>	<b>6</b>

Det vil bli nødvendig med modifikasjoner på innretningene Kristin, Åsgard B. Tradisjonelt har norske bedrifter vært konkurransedyktige; og det er lagt til grunn opp mot 75 % norsk andel. Det arbeidet som skal utføres på feltet vil kunne ha en vesentlig andel regionale leveranser. Det må bygges en ny separator på Kristin. Leveransen av denne kan godt bli norsk, og muligens regional. Andelen anslås derfor til 75 %.

Boring og komplettering forventes hovedsaklig å være en norsk leveranse, anslagsvis 90 %, med en lav regional andel anslått til et par prosent. Boring kan skje både med norske og utenlandske rigger.

Prosjektledelse og forberedelser vil hovedsaklig være norske leveranser, og den norske andelen anslås til 85 %, med en vesentlig del fra Midt-Norge. En del av arbeidet vil foregå i prosjektorganisasjonen i Stjørdal og hos regionale ingeniørfirma.

Avviklig vil bestå av fjerning og plugging, som i hovedsak er maritime tjenester med høy norsk andel.

Basert på dette antas at ca 65 %, eller om lag 7,4 milliarder av den totale investeringen på 11,4 milliarder vil kunne være norske leveranser. Tilsvarende er det antatt at den regionale andelen vil kunne bli ca 6 %, eller om lag 700 millioner kroner.

### 10.2.1 Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Operatørens driftskostnader er estimert til omtrent 170 millioner årlig. Varekjøp vil hovedsakelig komme fra norske firma, mens kjemikalier vil hovedsaklig være produsert i utlandet.

Brønnvedlikehold og undervannstjenester forventes å ha et høyt norsk innhold med anslagsvis 90 %. De regionale tjenestene kan bli mellom 10 og 20 %.

### 10.3 Virkninger for sysselsetting

På grunnlag av leveransene som er beskrevet ovenfor, er sysselsettingsvirkningene som følge av utbygging og drift av Tyrihans beregnet. Beregningene viser hvilken sysselsettingseffekt utbyggingen og driften av Tyrihans feltet gir nasjonalt og regionalt.

Det er forutsatt at Tyrihans driftes fra Stjørdal. For utbyggingsfasen er det anslått at prosjektbemanningen blir omtrent slik, inkludert Statoils egne ansatte og konsulenter:

- Generell ledelse og administrasjon: 20 personer (Stjørdal)
- Topside ledelse og administrasjon: 15 personer (Stjørdal / byggeplasser)
- Subsea ledelse og administrasjon: 55 personer i 2006/2007, redusert til 40 i 2008 og 25 i 2009 (Stavanger / byggeplasser)
- Reservoar og boring: 50 personer, gradvis oppbygging fram til 2008 (Stjørdal)

I driftsfasen er bemanningen i Stjørdal anslått til 16 personer.

Tjenester fra forsyningsbasen er inkludert i kostnadsestimatene, men det er ikke gjort vurderinger av behovet for evt. tilleggsbemanning.

Sysselsettingsvirkningene er for øvrig er beregnet ved hjelp av modellsystemet PANDA. Ved hjelp av modellene beregnes sysselsettingsvirkninger av en økt aktivitet i økonomien. Følgende 3 virkninger inngår i modellen:

- **Direkte virkninger**  
Sysselsetting hos tiltakshaver (operatør) og hos integrerte kontraktører
- **Indirekte virkninger**

Syssestetting hos leverandører og underleverandører

- **Induserte vikninger**

Syssestetingsvirkninger som skapes ved at ansatte hos tiltakshaver og leverandør får økt forbruk (konsumvirkninger).

Direkte og indirekte virkninger utgjør til sammen produksjonsvirkninger. De samlede virkningene blir dermed summen av direkte leveranser, indirekte leveranser og avledet virksomhet gjennom økt privat forbruk.

Som et resultat av modellberegningene får en dermed de samlede syssestetingsvirkningene hos leverandører og underleverandører. Det understrekes at tallene er beregnet, og at resultatene inneholder en usikkerhetsfaktor på minimum 20 til 30 %.

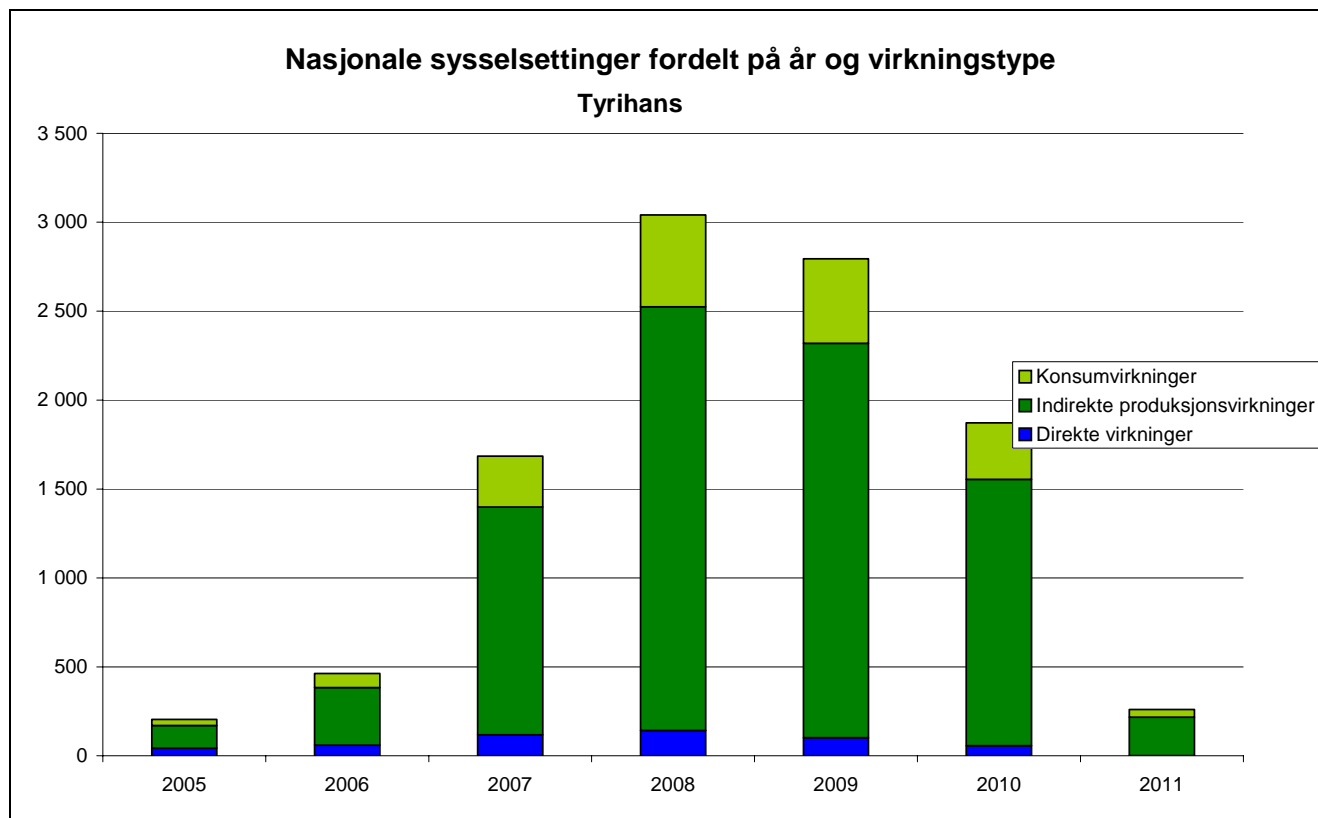
### 10.3.1 Nasjonale syssestetingsvirkninger

Syssestetingsvirkningene på nasjonalt nivå avhenger av hvor de største kontraktene blir plassert.

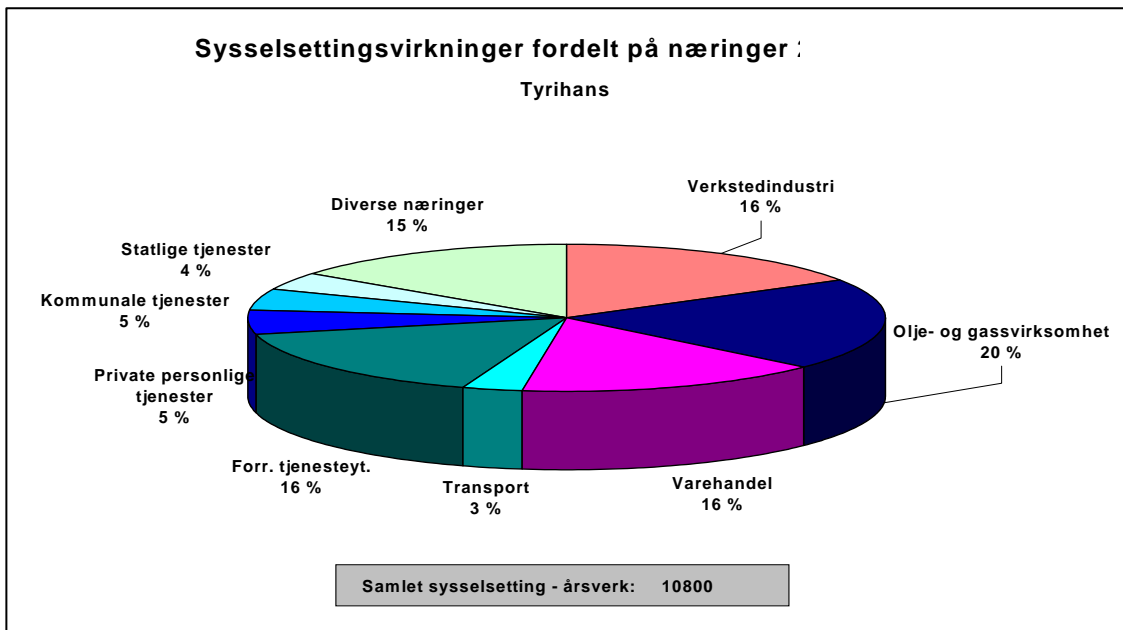
Figur 10-5 viser de nasjonale virkningene av Tyrihans i perioden 2005 til 2011. Virkningene vil være størst i 2008 og 2009 med opp til 3000 årsverk hvert år. Dette er årsverk som skriver seg fra både produksjonsvirkninger og konsumvirkninger. De høye virkningene skyldes bygging av produksjonsutstyr i første del av perioden, samt boring og oppstart av virksomhet i siste del av perioden. Fra 2011 faller syssestetingsvirkningene til 250 årsverk, som tilsvarer syssestetning i en typisk driftfase.

I hele perioden 2005 til 2011 vil den samlede syssestetningen tilsvare om lag 10800 årsverk.

Figur 10-6 viser nasjonale syssestetingsvirkninger fra Tyrihans fordelt på næringer i perioden 2005 til 2011. Av den samlede nasjonale syssestetingsvirkningen av Tyrihans i perioden 2005 til 2011 vil ca 20 %, eller 2200 årsverk, skje innen olje- og gassvirksomheten. Verkstedsindustrien og forretningsmessig tjenesteyting (en stor del ingeniørtjenester) vil hver stå for ca 16 % av den samlede syssestetingsvirkningen i utbyggingsfasen.



Figur 10-5 Nasjonale syssestetingsberegninger fordelt på år

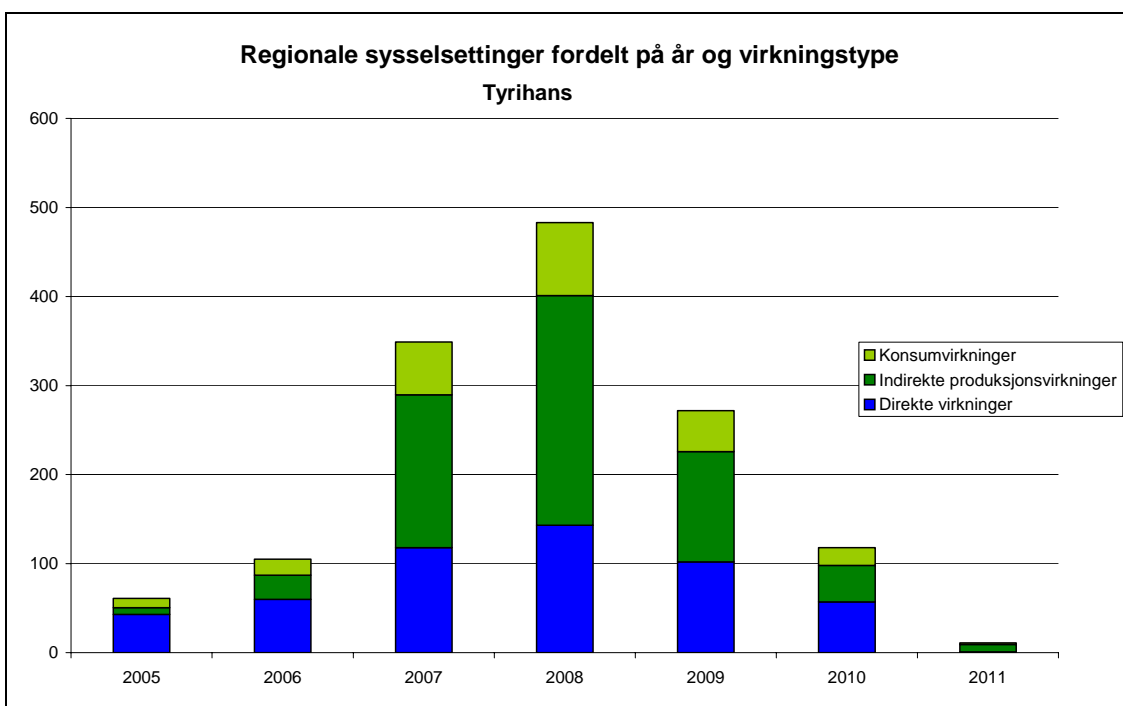


Figur 10-6 Nasjonale sysselsetningsberegninger for Tyrihans fordelt på næringer i perioden 2005 til 2011

### 10.3.2 Regionale sysselsettingsvirkninger

Figur 10-7 viser beregnede regionale sysselsetningsvirkninger som følge av Tyrihans. I årene 2007 til og med 2009 er den regionale sysselsettingen beregnet til å være mellom 300 og 500 årsverk hvert år.

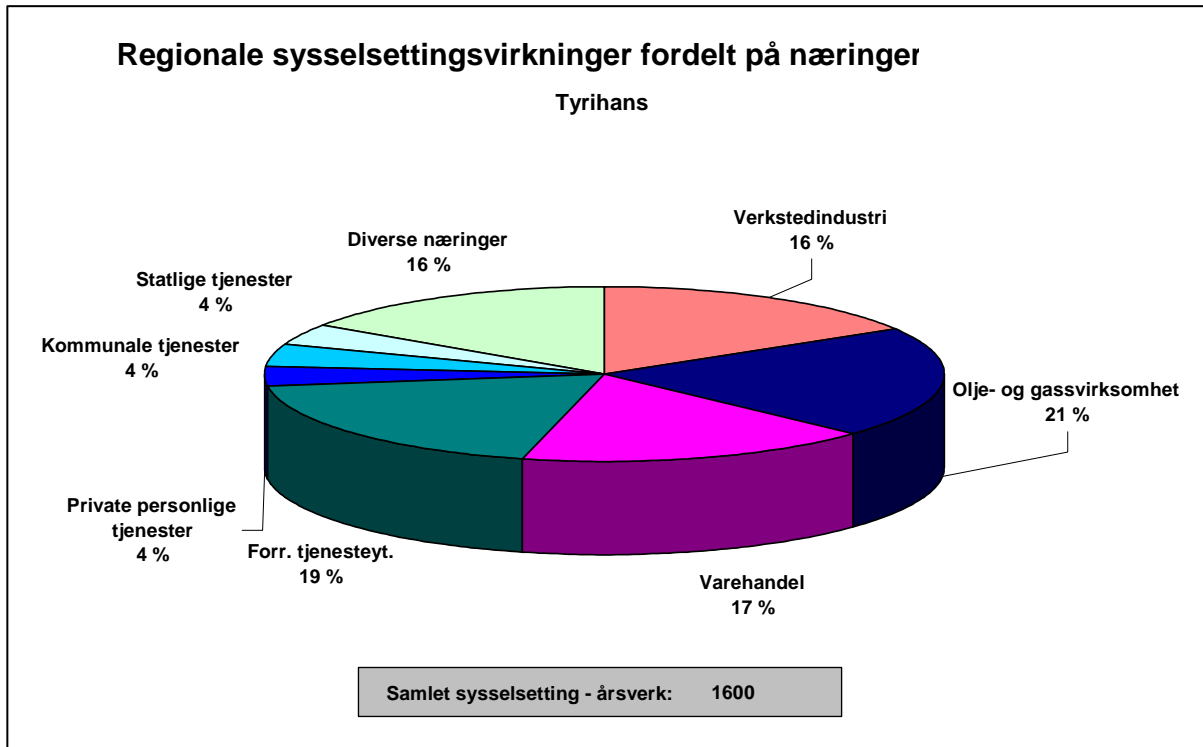
I første del av perioden er det prosjektteamet og ingeniørtjenester som dominerer. Senere kommer bygging av ny separator på Kristin, dersom dette arbeidet blir utført i regionen, og modifikasjonsarbeid på feltet.



Figur 10-7 Regionale sysselsetningsberegninger for Tyrihans i perioden 2005 til 2011

I Figur 10-8 er vist de regionale sysselsetningsvirkningene fra Tyrihans fordelt på næringer i perioden 2005 til 2011. Alt i alt har en beregnet at det i perioden 2005 til 2011 vil bli en samlet sysselsettingseffekt på 1600 årsverk. Olje og gassvirk-

somheten vil bli tilført vel 300 årsverk. Varehandel, forretningsmessige tjenester og verkstedsindustrien vil bli tilført i underkant av 300 årsverk hver i denne perioden.



Figur 10-8 Regionale sysselsetningsberegninger fordelt på næringer i perioden 2005 til 2011



## 11 Referanser

DNV, 2003: Miljøovervåking Region IV - Haltenbanken 2003. Rapport nr. 2004-0316. Rev 1

OLF, 2003: .RKU-Norskehavet 2003

Asplan Viak, 2005: Konsekvensutredning Tyrihans. Samfunn. Rapportnr. 1288

Sintef, 2004: Weathering properties and oil drift simulations of Tyrihans Nord and Tyrihans Sør. STF66 F04031 (2004-05-25)

Statoil 2005: Miljørisiko- og beredskapsanalyse for utbygging og drift av Tyrihans. F&T MST-04037





## 12 Forklaring av noen ord og forkortelser

CAPEX	Investeringskostnader
CH <sub>4</sub>	Metan
CO <sub>2</sub>	Karbondioksyd
CTour	Renseanlegg for produsert vann
DEH	Elektrisk oppvarming av brønnstrømsrør for å kontrollere hydratdannelse (Direct Electric Heating)
EIF	Environmental Impact Factor – metode for sammenligning av miljøbelastning ved alternative løsninger
EPCON	Renseanlegg for produsert vann
FPSO	Flytende produksjons og lagerskip (Floating Production Storage and Offloading Vessel)
GSm <sup>3</sup>	Milliarder standard kubikkmeter
HMS	Helse miljø og sikkerhet
ID	Indre diameter
KU	Konsekvensutredning
MEG	Mono etylen glykol
MSm <sup>3</sup>	Millioner standard kubikkmeter
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser, untatt metan
OPEX	Driftskostnader
PAD	Plan for anlegg og drift
PL	Produksjonslisens (utvinningstillstelse)
PUD	Plan for utbygging og drift
PVRI	Produsert vann reinjeksjon
OED	Olje og energidepartementet
NOK	Norske kroner
NO <sub>x</sub>	Nitrogenoksider (NO og NO <sub>2</sub> )
ROV	Remote Operated Vehicle – fjernstyrt undervannsfarkost
RKU	Regional konsekvensutredning
SO <sub>2</sub>	Svoveldioksyd
SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
SFT	Statens forurensingstilsyn
TEG	Trii etylen glykol
To-trinns rensing	Renseanlegg for produsert vann som gir tilnærmet samme effekt som EPCON eller CTour
THC	Total hydrocarbon
THN	Tyrihans Nord
THS	Tyrihans Sør



## App A Forholdet til RKU-Norskehavet

Som det framgår av utredningsprogrammet (Appendiks B), er konsekvensutredningen for Tyrihans delvis basert på henvisninger til RKU-Norskehavet, og dels er det tatt inn i dokumentet utdrag fra den regionale utredningen.

RKU-Norskehavet beskriver konsekvenser for miljø og samfunn av den samlede petroleumsvirksomheten i Norskehavet, og er i stor grad dekkende for Tyrihans.

### Bakgrunn

For bedre å ivareta helhetsvurderinger har det fra 1995 blitt utarbeidet områdebaserte konsekvensutredninger i tillegg til de feltspesifikke konsekvensutredninger. Dette ble første gang gjennomført for Tampen-området i 1995, deretter fulgte RKU for Haltenbanken/Norskehavet i 1998, og RKU for Nordsjøen i 1999.

En ny og oppdatert RKU for Norskehavet ble lagt fram for myndighetene i februar 2003 og ble godkjent i februar 2004 etter å ha vært på offentlig høring. Tyrihans er beskrevet i RKU som tilknytning til Åsgard og denne utredningen vil bli benyttet som referansedokument for Tyrihans KU. RKU Norskehavet innebærer dermed at utredningsbehovet for utbygging av Tyrihans reduseres, og at konsekvensutredningsprosessen effektiviseres og forenkles.

### Innhold

RKU Norskehavet er oppdatert med nye aktiviteter, ny kunnskap om aktuelle miljøproblemstillinger og petroleumsforekomster. Innen enkelte fagområder er også analyseverktøyene forbedret.

RKU Norskehavet inneholder nye prognoser for produksjonsutviklingen i området, basert på selskapenes innrapporteringer til revidert nasjonalbudsjett for 2002. Disse prognosene er benyttet som grunnlag for å beregne utslipp til luft og sjø. Disse beregningene viser at de maksimale utslippene både til luft og sjø vil inntreffe i årene 2012-2013.

Maksimalnivåene er benyttet videre for sprednings- og avsetningsberegninger. Med dette utgangspunktet er det gjort vurderinger av konsekvenser både av utslipp til sjø og av utslipp til luft.

### Oversikt over miljøressurser

RKU Norskehavet inneholder en oppdatert oversikt over sårbare naturressurser i området, med vekt på

spesielt miljøfølsomme områder (SMO), koraller, sjøfugl, fiskeressurser, marin bunnfauna og plankton, marine pattedyr og oter, strandområder, områder for friluftsliv og reiseliv, områder for akvakultur og sårbare naturressurser på land. Oversiktene er presentert ved hjelp av kart, tabeller og tekst.

### Utslipp til luft

For utslipp til luft er det gjort beregninger som viser totalavsetninger av nitrogen samt petroleumsvirksomhetens bidrag til de totale avsetningene, og det er gjort sammenligninger i forhold til tålegrenser for forsurening og overgjødning. Tilsvarende beregninger er gjort med hensyn til bakkenært ozon.

Petroleumsvirksomhetens bidrag til N-avsetninger i dette området er så lite at det ikke vil bidra til målbar endringer av forsuringssituasjonen. Bidraget vil også ha liten til ingen overgjødningseffekt på vegetasjonen langs kysten fra Sogn og Fjordane til Nordland og videre nordover. Effekter kan imidlertid tenkes å forekomme der vegetasjonstypenes tålegrenser allerede er overskredet eller er i ferd med å overskrides. Dette gjelder nedbørsmyr og epifyttvegetasjon (lav) fra Sogn og Fjordane nord til Møre og Romsdal, og næringsfattige skoger i Sogn og Fjordane. Effektene vil imidlertid høyst sannsynlig bli marginale.

Tålegrensene for bakkenært ozon i forhold til plantevegetasjon er allerede overskredet i Sogn og Fjordane og i Møre og Romsdal, mens verdiene i Sør-Trøndelag ligger rett under grensen. Bidraget fra petroleumsvirksomhet i Norskehavet vil isolert sett ikke føre til nye tålegrenseoverskridelser. Tar en med bidraget fra aktivitet i Nordsjøen, vil noen nye områder i Trøndelagsfylkene få overskridelse av tålegrensene for planter generelt, men ikke for skog. På grunn av usikkerhet med hensyn til grenseverdier, og fordi bakgrunnskonsentrasjonene ligger tett opp til de antatte grenseverdiene, er det vanskelig å anslå hvor mye bidraget fra Norskehavet vil påvirke vegetasjonen.

Bidraget fra petroleumsvirksomhet i Norskehavet vil ikke gi nye overskridelser av tålegrensene i forhold til dyreliv/helse.

### Regulære utslipp til sjø

RKU behandler grundig konsekvensene av utslipp av produsert vann og borekaks/borevæske, og omta-

ler også utslipp av ballastvann, hydraulikkvæske, drenasjevann og kjølevann.

Miljøriskoberegninger viser at utslipp av produsert vann ikke i nevneverdig grad vil kunne påvirke fiskebestander. I et begrenset område nær utslippspunktene kan en imidlertid ikke utelukke skadelige effekter på organismer på individnivå.

Utslipp av borekaks/borevæske vil bare i den umiddelbare nærhet til utslippet kunne føre til partikkelkonsentrasjoner som kan ha effekt på fiskelarver. Sedimentasjon av partikler vil teoretisk kunne påvirke bestander som gyter på havbunnen, men beregningene tyder ikke på annet enn helt lokale effekter, og det er liten grad av overlapp mellom gyteområder og områder med betydelig sedimentasjon av avfall fra boring.

Fysisk nedslamming vil kunne være et problem for bunnlevende organismer der det dannes et sammenhengende "teppe" av boreavfall på sjøbunnen.

Beregningene viser at utenfor en avstand større enn ca 2 km fra utslippspunktene vil det totale bidraget fra boreutslipp kunne utgjøre opp mot 0,1 mm i små områder. Først innenfor en radius på 200-300 m kan sedimenttykkelsen bli 20-30 mm, men da i områder med mange brønner.

### **Uhellsutslipp**

RKU Norskehavet dokumenterer at sannsynligheten for uhellsutslipp av noen størrelse (utblåsinger) er svært liten. Faren for dannelse av oljeflak er størst ved utblåsninger på overflaten. Slike oljeflak representerer et potensial for skade først og fremst på sjøfugl. Oljeflak som når land vil kunne forårsake skader på sårbare økosystemer i kystsonen, fiskerier, akvakulturnæringen, og annen kystbasert næringsvirksomhet.

Utblåsninger på havbunnen vil kunne gi konsentrasjoner av hydrokarboner i vannsøylen, som potensielt kan medføre negative effekter på sårbare organismer som opptrer i samme område, i første rekke fiskelarver. Det er utført beregninger som viser at det selv ved en verst tenkelig utslippshendelse kan ventes bare små tapsandeler på årsklasser av fiskelarver, og at beregnet restitusjonstid for eventuelt

påvirkede fiskebestander av torsk og sild vil være mindre enn 2 år.

### **Konsekvenser for fiskerier**

Norskehavet er et rikt havområde som rommer store og viktige fiskebestander. Disse danner grunnlag for betydelig fiskeriaktivitet, og området langs kysten og ut til kontinentalsokkelen er landets viktigste fiskeriområde.

RKU-Norskehavet dokumenterer hvilke lokasjoner i Norskehavet som er viktige for fiskeriene. Områdene ved Tyrihans, Åsgard og Kristin er karakterisert som "ikke viktige" for fiske med line, garn eller not, og "ikke viktige" eller "lite viktige" for fiske med trål. Lokasjonene med stor betydning for fiskeriene finnes i første rekke i nordre del av Norskehavet, ved Lofoten og Vesterålen, samt i områdene utenfor Nord-Møre.

Generelt er konsekvenser av petroleumsvirksomhet i forhold til fiskerier i stor grad knyttet til de arealbeslag som følger av sikkerhetssoner omkring overflateinstallasjoner. Slike sikkerhetssoner strekker seg ut til 500 m fra innretningens ytterpunkter. På store havdyp blir ankere for flytende installasjoner plassert et godt stykke utenfor sikkerhetssonen, og i praksis vil derfor ankerkjettinger og ankere også kunne bety en hindring for fiske.

Nedgraving eller steindumping benyttes ofte for å stabilisere, beskytte og/eller understøtte rørledninger på havbunnen. Ved at en på den måten unngår frie spenn kan en redusere konflikter i forhold til fiskeutøvelse. På den annen side kan steindumping i seg selv medføre operasjonelle ulemper for fiske, noe avhengig av steinstørrelse og type stein som blir benyttet. Sedimenthauger fra trekking av ankere kan også medføre ulemper i forhold til fiske med bunntrål.

Ved mindre oljeutslipp vil tilgrising av fiskeredskaper kunne være til ulempe for fiskeriene. Ved større søl vil det også kunne oppstå problemer knyttet til utestengning fra oljefelt, redusert markedsverdi på fisken og omfattende tilgrising av fiskeredskaper.

## App B Utredningsprogram

Forslag til program for konsekvensutredning for Tyrihans ble oversendt OED i mai 2004. OED distribuerte deretter programmet til aktuelle høringsparter ved brev datert 10. mai 2004.

I kapittel 1B er det tatt inn brevet fra OED datert 14.3.2005, der utredningsprogrammet fastsettes, samt en oppsummering av mottatte høringsuttalelser, med kommentarer til disse fra utbygger og fra departementet.

### 1A Forslag til utredningsprogram

I det følgende gjengis kapittel 5, Planlagte utredninger, fra "Forslag til program for konsekvensutredning" datert mai 2004.

"Det vil bli utarbeidet en feltspesifikk KU for Tyrihans-utbyggingen der en drar nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i RKU for Norskehavet (2003). Det betyr at det ikke vil bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket gjennom RKU, men at en i stedet vil benytte henvisninger. I dette kapitlet beskrives hvilke tema som anses dekket gjennom RKU, og hvilke nye utredninger som planlegges gjennomført som del av KU for Tyrihans.

#### **Oversikt over miljø, naturressurser og kulturminner, samt konsekvenser for disse**

Dette punktet anses for å være dekket av RKU-Norskehavet (Kap. 7, kap.12 og kap.16).

#### **Utslipp til luft**

Utbyggingen vil medføre utslipp til luft knyttet til:

- Boring
- Marine operasjoner
- Brønntesting
- Drift/prosessering
- Reinjeksjon av gass

- Lagring og transport av gass/olje

KU vil kvantifisere økningen i energibehov og utslippene til luft mht. parametrene CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og nmVOC. Det vil bli gjort rede for behovet for modifikasjoner på Kristin, og hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslipp til luft. KU vil synliggjøre selskapenes null-utslippstankegang, og hvordan denne tenkes implementert i dette prosjektet. Både planlagte og vurderte tiltak vil bli beskrevet.

Utslippene knyttet til utbyggingen vil sammenlignes med utslipp fra:

- Kristin før tilknytning av Tyrihans
- Haltenbanken/Norskehavet
- Samlede utslipp fra norsk sokkel

Følgende punkt anses dekket av RKU:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft (kapittel 8)

#### **Utslipp til sjø**

Utslipp og avbøtende tiltak (vurderte og planlagte) vil bli nærmere beskrevet i KU. Selskapets null-utslippstankegang, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet vil bli synliggjort. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Bruk av borevæske/ disponering av borekaks
- Brønntesting
- Klargjøring av rørledninger
- Kjemikaliebruk
- Utslipp av produsert vann

Utslippene til sjø som følge av utbyggingen vil bli relatert til utslipp fra:

- Kristin før tilknytning av Tyrihans
- Haltenbanken/Norskehavet

Miljøkonsekvenser av utslipp av produsert vann vil bli nærmere beskrevet for Tyrihans, sammen med en

beskrivelse av håndtering av produsert vann og teknologier som har vært vurdert.

### Akutt forurensing

Det vil bli utarbeidet en miljørisikoanalyse for det valgte konseptet. KU vil beskrive mulige utslipps-hendelser, oljedrift og skadeomfang. Forvitringsegenskapene til oljene og behovet for oljevernberedskap vil også bli nærmere beskrevet.

Følgende punkt anses dekket av RKU:

- Beskrivelse av miljøskade etter et akutt oljeutslipp (kapittel 10.5 – 10.6)
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området (kapittel 10.7).

### Avfallshåndtering

Avfallshåndtering knyttet til utbygging og drift av Tyrihans vil bli beskrevet, med henvisning til etablerte systemer for avfallshåndtering på Kristin-plattformen, samt kapittel 11 i RKU-Norskehavet.

### Konsekvenser for fiskerier

KU vil beskrive aktuelle havbunnsinstallasjoner og rørledninger, herunder rørledningstraseer. Videre vil behovet for beskyttelse av rørledninger bli vurdert, herunder en foreløpig vurdering av omfang av steindumping og/eller nedgraving og forekomst av frie spenn.

Følgende punkt anses dekket av RKU:

- Beskrivelse av fiskeressursene i influensområdet (kapittel 7.4)
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet (kap. 14.1) og omtale av konsekvenser av arealbeslag (kapittel 14.2), rørledninger og andre fysiske inngrep (kapittel 14.3), og akuttutslipp (kapittel 14.4).

### Konsekvenser for skipstrafikk

I samsvar med kommentarer gitt til RKU-Norskehavet, vil det bli gitt en beskrivelse av aktiviteter knyttet til legging og drift av rørledninger, og

hvilke konsekvenser dette eventuelt kan ha for skipstrafikk i området.

I tillegg vil det bli beskrevet hvilke konsekvenser produksjonen av Tyrihans vil få for skytteltrafikken fra Åsgard.

### Samfunnsmessige konsekvenser

KU vil inneholde beregninger og analyser av:

- Forventede leveranser, med hovedvekt på utbyggingsfasen, fordelt på nasjonale og regionale leveransemuligheter.
- Sysselsettingseffekter for utbyggings- og driftsfasen
- Samfunnsmessig lønnsomhet, herunder inntekter til stat som følge av skatter og avgifter
- Utbyggingens betydning for investeringsnivået på norsk sokkel og aktiviteten i norsk off-shorerettet næringsliv.

### Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak vil bli beskrevet med hovedfokus på:

- Tiltak for å unngå miljøskadelige utslipp til sjø
- Tiltak for å redusere utslipp til luft
- Tiltak for å unngå negative konsekvenser for fiskeriene
- Tiltak for å unngå skader på koraller

### Miljøovervåking

Før produksjonsboringen vil starter det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet for å kartlegge miljøtilstanden. Miljøovervåkingen vil deretter fases inn i den regionale overvåkingen i området.

KU vil inneholde en nærmere beskrivelse av planlagt miljøovervåking for Tyrihans. Nye relevante resultater fra den regionale miljøovervåkingen (2003) vil også bli presentert.

Følgende punkt anses dekket av RKU:

- Beskrivelse av regional miljøovervåking (kapittel 19).”

1B Fastsett utredningsprogram m/oppsummering av uttalelser og kommentarer til disse.

L073-631

Statoil ASA  
Ståle Gjersvold  
Pb. 273  
Stjørdal

Deres ref

Vår ref  
OED 2004/788 UM MDI

Dato  
14.03.2005

-18

**Fastsettelse av konsekvensutredningsprogram for Tyrihans**

Det vises til mottatt melding om forslag til utredningsprogram for Tyrihans fra Statoil ASA som ble sendt på offentlig høring av Olje- og energidepartementet 10. mai 2004.

Departementet viser videre til innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram samt møte mellom Statoil og Olje- og energidepartementet 15. desember 2004.

Vedlagt følger operatøren Statoil og departementet sine kommentarer til høringsuttalelsene. Departementet legger til grunn at det fremlagte utredningsprogram og innkomne høringsuttalelser med kommentarer danner grunnlag for konsekvensutredningen for Tyrihans. Det forutsettes at Statoil i det videre konsekvensutredningsarbeidet tar hensyn til de innkomne høringsuttalelser til utredningsprogrammet som det fremgår av vedlegget.

I medhold av forskrift til lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 653 § 22 annet ledd annet punktum fastsetter Olje- og energidepartementet med dette utredningsprogrammet for Tyrihans.

Med hilsen

*Egil Meisingset*  
Egil Meisingset (e.f.)  
underdirektør

*Morten Dillner*  
Morten Dillner  
rådgiver

Postadresse  
Postboks 8148 Dep  
0033 Oslo  
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse  
Einar Gerhardsens plass 1

Telefon\*  
22 24 90 90 / 22 24 62 09  
Org. nr  
977 161 630

Utvinings- og  
markedsavdelingen  
Telefaks  
22 24 27 78

Saksbehandler  
Morten Dillner  
22246278

Vedlegg: Oppsummering av høringsuttalelsene til program for konsekvensutredning for Tyrihans med operatørens og departementets kommentarer

Kopi: Høringsinstanser iht. vedlagte adresseliste

### **Adresseliste**

Fiskeri- og kystdepartementet, Postboks 8118 Dep, 0032 Oslo  
Forsvarsdepartementet, Postboks 8126 Dep, 0032 Oslo  
Arbeids- og sosialdepartementet, Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo  
Miljøverndepartementet, Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo

Arbeidsdirektoratet, Postboks 8127 Dep, 0032 Oslo  
Direktoratet for arbeidstilsynet, Postboks 8103 Dep, 0032 Oslo  
Direktoratet for naturforvaltning, 7485 Trondheim  
Fiskeridirektoratet, Postboks 185 Sentrum, 5804 Bergen  
Kystdirektoratet, Postboks 8158 Dep, 0033 Oslo  
Havforskningsinstituttet, Postboks 1870 Nordnes, 5817 Bergen  
Riksantikvaren, Postboks 8196 Dep, 0034 Oslo  
Statens forurensingstilsyn, Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo  
Statens kartverk, Sjøkartverket, Postboks 60, 4001 Stavanger

Møre og Romsdal fylkeskommune, Fylkeshuset, 6400 Molde  
Nordland fylkeskommune, Prinsensgt. 100, 8021 Bodø  
Nord-Trøndelag fylkeskommune, Fylkets Hus, 7735 Steinkjer  
Sør-Trøndelag fylkeskommune, Posttuttak, 7004 Trondheim  
Troms fylkeskommune, 9296 Tromsø

Kristiansund kommune, Rådhuset, 6509 Kristiansund N  
Stjørdal kommune, Postboks 133, 7501 Stjørdal

Norges Fiskarlag, Pirsenteret, 7462 Trondheim  
Norges Naturvernforbund, Postboks 342 Sentrum, 0101 Oslo  
Natur og ungdom, Postboks 4783 Sofienberg, 0506 Oslo  
Miljøstiftelsen Bellona, Postboks 2141 Grünerløkka, 0505 Oslo  
Norsk institutt for by- og regionforskning, Postboks 44 Blindern, 0313 OSLO  
Norsk ornitologisk forening, Seminarplassen 5, 7060 Klæbu  
Norsk Gassforum, Postboks 93, 4299 Avaldsnes

Oljedirektoratet, Postboks 600, 4003 Stavanger  
Gassco AS, Postboks 93, 5501 Haugesund



09.03.05

Vedlegg	1	FVC	1
Sak:	04/788-18		

## Oppsummering av høringsuttalelser til konsekvensutredningsprogram for Tyrihans med kommentarer

Nr	Høringsinstans	Dato
1	Norges Fiskarlag	10.06.04
2	Aetat Arbeidsdirektoratet	30.06.04
3	Fiskeridirektoratet	01.07.04
4	Oljedirektoratet	02.07.04
5	Miljøverndepartementet	05.07.04
6	Kystdirektoratet	06.07.04
7	Konkurransetilsynet	07.07.04
8	Havforskningsinstituttet	08.07.04
9	Statens forurensningstilsyn	19.07.04
10	Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland fylkeskommuner,	21.07.04
11	Fiskeridepartementet	22.07.04
12	Arbeids- og administrasjonsdepartementet	28.07.04
13	Kristiansund kommune	10.02.05

### 1 Norges Fiskarlag

Norges fiskarlag reagerer på at området i fiskerisammenheng beskrives som "ikke viktig" for fiske med bunntål eller andre fiskeredskaper. Utredningsprogrammet må beskrive de faktiske forhold vedrørende fiskeriaktivitet, med spesiell henvisning til virkninger av begrensingssoner på Åsgard-feltet.

Norges fiskarlag ber også om at det klargjøres hvordan man skal oppnå nullutslippsmålet dersom det ikke blir reinjisering.

#### **Utbyggers kommentar:**

*Vurdering av utbyggingsområdets viktighet i fiskerisammenheng er basert på RKU Norskehavet hvor det ble valgt å bruke landinger og fangstverdi på årsbasis som kriterier for viktighet. Det er benyttet en inndeling i "ikke viktig", "lite viktig", "viktig" og "meget viktig". Med utgangspunkt i disse kriteriene er nærområdet ved Tyrihans vurdert som "lite viktig" for trålfiske, og "ikke viktig" for linefiske og not-fiske. Nærområdet til Kristin er vurdert som "lite viktig" for autolinefiske, og "ikke viktig" for notfiske og trålfiske. Fiskerimyndighetene eller Norges Fiskarlag har ikke hatt noen innvendinger til denne beskrivelsen.*

*Vi er enige i at også områder som klassifiseres som "ikke viktige" kan være viktige nok for de fartøyene som i en gitt periode driver sitt fiske der, og vil i konsekvensutredningen klargjøre innholdet i begrepene. Vi mener likevel at den beskrivelsen som er gitt i RKU-Norskehavet får fram hvor de mest betydningsfulle områdene for de ulike fiskeriene er, og at det derfor ikke er behov for ytterligere utredninger av fiskeriaktiviteten i området i tilknytning til Tyrihans-utbyggingen. I RKU-Norskehavet er det for øvrig gitt en fylldig generell beskrivelse av konsekvenser for fiskeriene av arealbeslag.*

09.03.05

*I planleggingsfasen for rørlegging vil det bli samlet inn sporingsdata fra fiskefartøy i området (FiD). Dette vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen.*

*Som det fremgår av utredningsprogrammet vil selskapets nullutslippstankegang, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet, bli synliggjort i konsekvensutredningen.*

## **2 Aetat, Arbeidsdirektoratet**

Aetat har ingen merknader til innretningen av utredningsprogrammet, men skriver at de ønsker at følgende momenter inngår i utredningen:

- Hva slags type leveranser og kompetanse det er behov for
- Hvilke sysselsettingsmessige konsekvenser Tyrihans vil ha for eksisterende driftsmiljø i Stjørdal og eksisterende forsyningsbase i Kristiansund.
- Hvordan tidsplanen for Tyrihans faller sammen med andre større utbyggingsprosjekter.

### **Utbyggers kommentar:**

*Som det fremgår av utredningsprogrammet vil konsekvensutredningen inneholde beregninger og analyser av forventede leveranser og sysselsettingseffekter, både i anleggs- og driftsfasen. Utredningen vil imidlertid bli begrenset til å beskrive konsekvenser av Tyrihansutbyggingen.*

## **3 Fiskeridirektoratet (FiD)**

FiD ber om at utredningen inneholder et estimat over behovet for steindumping under/over rørledning både med hensyn på mengde og på hvor stort areal på sjøbunnen som vil bli dekket av stein.

FiD påpeker viktigheten av at produsert vann blir reinjisert, og anmoder utbygger om å prioritere arbeidet med denne hovedløsningen.

FiD mener det er uheldig å benytte betegnelsene "ikke viktig" eller "lite viktig", da havområdene det gjelder må karakteriseres som "viktig" for fiskefartøyene i de periodene de blir brukt. Når det gjelder fiskeriaktiviteten i området synes denne tilfredsstillende beskrevet, og programmet dekker i hovedsak de områder som berører fiskeri.

### **Utbyggers kommentar:**

*Utbygger tar FiDs uttalelse til etterretning og vil beskrive behov for steindumping med hensyn til mengde og areal.*

*Utbygger merker seg FiDs anmodning om å prioritere arbeidet med reinjeksjon av produsert vann som hovedløsning. Reinjeksjon av produsert vann er den prioriterte løsningen i henhold til Statoils miljøstrategi. Som det fremgår av utredningsprogrammet er den miljømessige kostnadseffektiviteten av reinjeksjon imidlertid lav for Tyrihans. Muligheten for reinjeksjon utredes videre og vil bli nærmere beskrevet i konsekvensutredningen.*

*Konsekvensutredningen vil inneholde en beskrivelse av kriteriene som ligger til grunn å definere viktigheten av et område i fiskerisammenheng. Vi viser for øvrig til vår kommentar til uttalelsen fra Norges Fiskarlag.*

09.03.05

#### **4 Oljedirektoratet (OD)**

OD mener utredningsprogrammet gir en grundig og god oversikt over temaene som vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen for Tyrihans.

#### **5 Miljøverndepartementet**

Miljøverndepartementet har ingen merknader til utredningsprogrammet, og viser for øvrig til høringsuttalelsen fra SFT.

#### **6 Kystdirektoratet**

Kystdirektoratet har ingen spesielle kommentarer til det foreslåtte utredningsprogrammet når det gjelder akutt oljeforurensning.

Kystdirektoratet savner en omtale av miljørisiko knyttet til potensiell kjemikalieforurensning som følge av planlagt utbygging og drift av feltet.

**Utbyggers kommentar:**

*Utbygger tar Kystdirektoratets uttalelse til etterretning og vil beskrive miljørisiko knyttet til potensiell kjemikalieforurensning som følge av planlagt utbygging og drift av feltet.*

#### **7 Konkurransetilsynet**

Konkurransetilsynet viser til tidligere uttalelser for andre felt og reiser spørsmål om hvor ønskelig det er at selskapene anslår forventede leveranser fordelt på nasjonale og regionale leveringsmuligheter, samt sysselsettingseffekter. Konkurransetilsynet mener at slike anslag kan legge føringer for valg av leverandør.

**Utbyggers kommentar:**

*Uttalelsen fra konkurransetilsynet tas til orientering, og det vises til selskapenes kommentarer til samme uttalelse i forbindelse med RKU Norskehavet (se <http://www.statoil.com/rku>).*

*Utbygger presiserer at alle kontraktstildelinger for Tyrihans vil skje i henhold til Norges og EUs konkurranseregler, og tildeling vil være basert på en kommersiell og teknisk evaluering.*

#### **8 Havforskningsinstituttet (HI)**

HI anmoder sterkt om at Tyrihans bygges ut med kapasitet for reinjeksjon av produsert vann. Reinjeksjon vil være i tråd med myndighetenes målsetting om nullutslipp og utbyggingen vil i mindre grad øke den kroniske belastningen av oppløste komponenter fra produsert vann i Haltenbankområdet.

HI mener det er vesentlig å ha kjennskap til hvilke mengder forurensningskomponenter som planlegges tilført miljøet, og mener dette kan synliggjøres best ved å oppgi årlige utslipp i tabellform.

HI forutsetter at konsekvensutredningens vurderinger av virkninger av regulære utslipp forholder seg til aktuelle arter for området.

09.03.05

HI mener utredningen bør inneholde beskrivelse av nedbrytningsprosesser/ hastigheter/ eventuell fordampning for oppløste oljekomponenter ved forskjellige temperaturer og ved forskjellige innlagringsdyp av det produserte vannet. Det bør videre beregnes aktuelle oppholdstider for marine organismer i kontaminerte vannmasser. Dette for å kunne gi antydninger om hvilke doser av de forskjellige komponenter marine organismer i influensområdet kan bli utsatt for.

HI viser til tidligere høringsuttalelser og peker på behovet for å få klarlagt mulige virkninger på marine organismer av radioaktive komponenter i produsert vann. HI er spesielt bekymret for at "scaleinhibitorer" skal kunne gjøre naturlig forekommende radioaktive komponenter mer tilgjengelig for optak i marine organismer.

HI viser til tidligere uttalelser til RKU Norskehavet (2003) og at de er kritiske til denne utredningen.

HI etterlyser en oppfølging av behovet for en biologisk overvåking og refererer til 16., 17., og 18. konsesjonsrunde.

**Utbyggers kommentar:**

*Utbygger merker seg HIs anmodning om reinjeksjon av produsert vann, og viser for øvrig til kommentar til høringsuttalelse fra FiD.*

*Utbygger tar HIs uttalelse om presentasjon av utslipp av produsert vann til etterretning, og vil vise forventede årlige utslipp av komponenter i produsert vann i tabellform i konsekvensutredningen.*

*Utbygger merker seg HIs ønsker om nærmere beskrivelser av spredning og effekter av utslipp av produsert vann. Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse av utslipp fra Tyrihans og potensiale for miljøskade basert på EIF beregninger. Utover dette anser utbygger at beskrivelsen i RKU Norskehavet er dekkende, og viser bl.a. til selskapenes kommentarer til høringsuttalelser til denne (se <http://www.statoil.com/rku>).*

*Utbygger merker seg HIs uttalelse om avleirings- og hydrathemmere, og vil redegjøre for planlagt bruk, samt potensielle miljøeffekter av disse. Antagelser om sammensetning av produsert vann fra Tyrihans er basert på prøver av formasjonsvann fra Tyrihans, samt målinger av produsert vann fra Åsgard B. Metanol slippes ut i produsert vann fra Åsgard B, og forhold knyttet til metanol er dermed ivarettatt. Metanol vil imidlertid ikke påvirke utslipp av salter, avleiring av baritt eller naturlige forekommende radioaktive komponenter. For øvrig vises det til selskapenes kommentarer til høringsuttalelser til RKU, hvor tilsvarende uttalelse om radioaktive komponenter er besvart.*

*Utbygger merker seg HIs uttalelse om RKU Norskehavet. Utbygger presiserer at RKU er behandlet av Olje- og energidepartementet, som har lagt til grunn at RKU Norskehavet med vedlegg kan benyttes som del av feltspesifikke utredninger ved senere utbygginger i området (jfr. Brev fra OED datert 18. feb 2004). Forutsetningen er at de uttalelsene som er avgitt til RKU-Norskehavet tas hensyn til slik det framgår av RKU-vedlegget. Vi viser til dette (<http://www.statoil.com/rku>).*

09.03.05

*Utbygger merker seg HIs uttalelse om biologisk overvåking, og viser til selskapenes kommentarer til tilsvarende høringsuttalelse til RKU.*

## **9 Statens forurensningstilsyn (SFT)**

SFT skriver at programmet langt på vei dekker SFTs utredningsbehov, men at det bør utvides noe med hensyn på utslipp til sjø og luft. Følgende punkt bør det redegjøres for:

- Nullutslipp – Nødvendige vurderinger av alternative utslippsreducerende tiltak, inklusive reinjeksjon/injeksjon av produsert vann.
- Hydraulikkvæske – Alternative løsninger/systemer og vurderinger av mulige effekter på miljøet som følge av utslipp av hydraulikkvæske til sjø.
- Utslipp til luft – Vurderinger av alternative NOx-reducerende tiltak både i forhold til Kristin og Åsgard B.
- Boring og brønnoperasjoner – Alternative løsninger for å redusere utslippene til luft og sjø
- Risikoreducerende tiltak – Vurderinger av tiltak, aktuelle metoder for lekkasjedeteksjon og varsling m.v.

SFT anbefaler videre at alternativene og planlagte tiltak (utslipp, kostnader og miljøeffekter) bør presenteres slik at de kan sammenliknes innbyrdes. SFT er av den oppfatning at forslag til program for konsekvensutredning dekker de mest viktige elementene når det gjelder ytre miljø.

### ***Utbyggers kommentar:***

*Utbygger tar SFTs uttalelser til etterretning og vil søke å redegjøre for de nevnte punktene.*

## **10 Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland fylkeskommuner**

Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland fylkeskommuner har fremmet en felles uttalelse. Det understrekes at det må bli gjennomført en analyse av ringvirkningene for næringslivet i de fire fylkene som følge av utbyggingen. Videre anmodes det om at ilandføring av naturgassen til denne regionen må utredes.

### ***Utbyggers kommentar:***

*Som det fremgår av utredningsprogrammet vil samfunnsmessige virkninger av utbyggingen bli utredet på nasjonalt og regionalt nivå. Regionen for Tyrihans vil sannsynligvis bli definert tilsvarende som i RKU Norskehavet, d.v.s. fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland. For øvrig vises det til RKU Norskehavet og selskapenes kommentarer til tilsvarende høringsuttalelse til RKU.*

*Utbygger har valgt å utrede de utbyggingsalternativene som er mest økonomisk fordelaktige. Alternativene som er beskrevet i utredningsprogrammet er alle knyttet opp mot tilgjengelig gasseksportkapasitet i området, og det er ikke planlagt å utrede andre alternativer for ilandføring av gass.*

09.03.05

## 11 Fiskeridepartementet (FD)

FD slutter seg til uttalelsene fra Kystdirektoratet, Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet, og har ingen ytterligere kommentarer til utkastet.

## 12 Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD)

AAD viser til Konkurransetilsynet og støtter deres uttalelse. For øvrig vises det til tidligere uttalelser i tilsvarende saker.

## 13 Kristiansund kommune

Kristiansund kommunes uttalelse inneholder følgende punkter:

1. Kristiansund kommune ber om at konsekvensutredningen må utrede hvilken type landbasert aktivitet som knyttes til utbygging og drift av Tyrihans. Kommunen mener at i tillegg til å bruke forsyningsbasen i Kristiansund, må Kristiansund være stedet for nødvendig vedlikehold, testing og inspeksjon av havbunnsutstyret for Tyrihans.
2. Kristiansund kommune mener at myndighetene må legge føringer for at nødvendig infrastruktur og kompetanse bygges opp for at olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel fortsatt skal "komme hele landet til gode" på en slik måte at den bidrar til verdiskaping og sysselsetting i landbasert virksomhet også i Midt-Norge.
3. Kommunen viser til at ved hver konsekvensutredning for nye felt utredes mulighetene for nasjonale og regionale konsekvenser, men dette må følges opp i ettertid ved gjennomføring av en analyse av ringvirkningene for næringslivet i regionen.
4. Kristiansund kommune vil understreke at det er avgjørende for utvikling av landbasert virksomhet i nærheten av feltene, at myndighetene oppfordrer oljeselskap og leverandører til å etablere virksomhet og betjene kontraktene fra en landbase nær feltene. Dette vil gi både samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske løsninger over tid. På denne måten kan de nasjonale målsettingene om at petroleumsvirksomheten skal "komme hele landet til gode" oppnås, også nord for Stadt.
5. Kommunen peker på at ilandføring av ressursene må bli en sentral del av utredningen, og det vises til felles uttalelse fra Møre og Romsdal fylke, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag og Nordland fylkeskommuner.

### *Utbyggers kommentar:*

Til punkt 1:

*Som det framgår av utredningsprogrammet vil den landbaserte delen av driften av Tyrihans bli integrert i Statoils driftsmiljø i Stjørdal, og en vil benytte eksisterende base i Kristiansund som hovedforsyningsbase. Generelt er det basenes operasjonelle egnethet og kostnadene ved å anvende dem som er bestemmende for hvilke forsyningsbaser som velges. Det vil være naturlig at de aktiviteter som kommunen nevner i sin uttalelse vil finne sted i Kristiansund, men dette vil også være avhengig av hvilke leverandører som får de ulike kontraktene.*

Til punkt 5:

*Vi viser til vår kommentar til fellesuttalelsen fra de fire fylkene. Utbygger vil utrede de alternativer som framstår som økonomisk mest fordelaktige. Alle disse alternativene forutsetter en tilknytning til eksisterende gasseksportkapasitet i området, og utnyttelse av eksisterende kapasitet på feltet for lagring og utskipning av olje. Det er i forbindelse med*

09.03.05

*Tyrihans-utbyggingen ikke aktuelt å utrede andre alternativer for ilandføring av olje eller gass.*

**Departementets kommentar:**

Til punkt 2:

*Departementet deler Kristiansund kommunes synspunkter om at olje og gassvirksomheten skal komme hele landet til gode. Som det fremgår av utredningsprogrammet vil samfunnsmessige virkninger bli utredet på regionalt nivå. Det er opp til rettighetshaverne å foreta beslutning om å bygge ut Tyrihans og hvilke kontrakter de ønsker å inngå for leveranser av varer og tjenester til utbyggingen. Når det gjelder spørsmål om baser vises det til kommentar til punkt 1.*

Til punkt 3:

*Konsekvensutredningen skal redegjøre for virkningene en utbygging kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak som følge av en utbygging. Utredningen utgjør en viktig del av departementets beslutningsgrunnlag i forbindelse med godkjenning av utbygging av et felt iht. petroleumsloven. Departementet har forståelse for at det er nyttig å få oversikt over hvilke ringvirkninger utbyggingsprosjekt har i ettertid for næringslivet i regionen, men vil ikke pålegge Statoil som operatør for Tyrihans å gjennomføre en slik analyse av virkningene i ettertid innenfor rammene av Tyrihans-prosjektet. Det er imidlertid viktig at Statoil i arbeidet med konsekvensutredningen benytter seg av det erfaringsgrunnlag som foreligger knyttet til regionale virkninger av tidligere utbygginger.*

Til punkt 4:

*Det vises til kommentarer til punkt 2 og 3.*





## App C Myndighetenes styringssignaler

Storting og Regjering har over tid fokusert på en bærekraftig olje- og energipolitikk som skal minimalisere de negative konsekvenser ved virksomheten. I det følgende er referert de viktigste styringssignaler gitt gjennom Stortingsmeldinger i perioden 2000-2001 til 2003-2004. Videre er også hovedpunktene fra Olje- og energidepartementets miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren gjengitt. Utover dette er det også tidligere gitt viktige styringssignaler blant annet i følgende meldinger:

- ◆ Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- ◆ Stortingsmelding nr. 29 (1997-1998) Norges oppfølging av Kyoto-protokollen
- ◆ Stortingsmelding nr. 8 (1999-2000) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- ◆ Stortingsmelding nr. 39 (1999-2000) Olje- og gassvirksomheten
- ◆ Stortingsmelding nr. 24 (2000-2001) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Den politikk som er skissert i disse meldingene er videreført og videreutviklet i de nedenfor nevnte Stortingsmeldinger.

### **Stortingsmelding nr. 42 (2000-2001) Biologisk mangfold, Sektoransvar og samordning**

Stortingsmeldingen er et politisk verktøy for Norges oppfølging av konvensjonen om biologisk mangfold, og inneholder blant annet en redegjørelse fra hver enkelt sektormyndighet vedrørende de aktiviteter innenfor deres ansvarsområde som har betydning for biologisk mangfold. Sektormyndighetene redegjør videre for tiltak de vil iverksette i 2001-2005.

Olje- og energidepartementet viser til at Stortinget før åpning av nye områder foretar en samlet vurdering av miljøhensyn, fiskeriinteresser, interessene til andre berørte næringer, samt fordelene ved å drive petroleumsvirksomhet. Stortinget kan dessuten pålegge enkeltområder særlige vilkår, eksempelvis borefrie perioder. I områder som åpnes for leting, setter Regjeringen i tillegg spesifikke krav til leteaktiviteten for å begrense interessekonflikten mellom miljø- og fiskeriinteressene. Også i utbyggings- og driftsfasen vil myndighetene gjennom petroleumsløven kunne ivareta miljøhensyn.

I driftsfasen vil det viktigste arbeidet knyttet til å bevare det biologiske mangfoldet være knyttet til å redusere de kontinuerlige utslippene av luft og sjø som indirekte vil kunne påvirke det biologiske mangfoldet.

Utslippene til luft fra petroleumsvirksomheten reguleres i dag gjennom flere ulike virkemidler. Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i henhold til CO<sub>2</sub>-avgiftsloven pålagt CO<sub>2</sub>-avgift. For petroleumssektoren stilles det videre krav om at det skal installeres lav-NO<sub>x</sub> på nye gassturbiner som settes i drift. På de turbintypene hvor det ennå ikke er ferdig utviklet og kvalifisert lav-NO<sub>x</sub>, krever myndighetene at det legges til rette for ettermontering av teknologien når denne foreligger. VOC-utslippene samt utslippene til sjø av olje og kjemikalier reguleres i dag gjennom utslippstillatelser i forurensningsloven.

For å sette i gang prosessen med å nå målet om nullutslipp som omtalt i St.meld. nr 58 (1996-97), har miljøvernmyndighetene etablert et utstrakt samarbeid med industrien. Petroleumssektoren skal også stanse eller sterkt redusere bruken av de høyest prioriterte miljøgiftene innen år 2000, 2005 og 2010, og kontinuerlig redusere bruken av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø i den hensikt å stanse utslippene innen en generasjon.

### **Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk**

Regjeringen legger til grunn for den videre politikken nasjonalt at Kyoto-protokollen trer i kraft, og at det må legges opp til en politikk som kan sikre at Norge oppfyller sine forpliktelser under protokollen.

Når det gjelder petroleumssektoren så ligger det største potensialet for ytterligere utslippsreduksjon i å redusere behovet for energi, overføre kraft fra land, øke virkningsgraden ved kraftproduksjon, ekstrahere CO<sub>2</sub> fra avgasser for deretter å lagre den i underjordiske formasjoner, og i redusert fakling.

Regjeringen vil videreføre CO<sub>2</sub>-avgiften for utslipp av CO<sub>2</sub> fra petroleumsvirksomheten inntil et nasjonalt kvotesystem er innført. Myndighetene kan også ivareta miljøhensyn gjennom godkjenningprosedyrene knyttet til oljeselskapenes planer for utbygging og drift av felt og planer for anlegg og drift av rør-

ledninger. Regjeringen vil kontinuerlig vurdere den fremtidige virkemiddelbruken i petroleumssektoren og blant annet se nærmere på hvordan teknologiutvikling kan stimuleres ytterligere.

### **Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) Rent og rikt hav**

Stortingsmeldingen signaliserer bl.a oppstart av arbeidet med å etablere en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet samt at man vil legge til rette for en langsiktig politikk med sikte på økosystembasert forvaltning av kyst- og havområdene, blant annet basert på etablering av miljøkvalitetsmål for økosystemene.

Når det gjelder petroleumsvirksomheten så viser Regjeringen til at man vil

- sikre at målet om nullutslipp til havs blir realisert
- sette i gang et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien
- opprettholde et høyt sikkerhets- og beredskapsnivå i petroleumsvirksomheten
- foreta en konsekvensutredning av helårig petroleumsaktivitet i havområdene fra Lofoten og nordover. Inntil en slik plan er på plass, åpnes ikke Barentshavet ytterligere for petroleumsvirksomhet
- foreta en vurdering av petroleumsfrie fiskerisoner i områdene fra Lofoten og nordover.

Myndighetenes målsetning er å sikre en god balanse mellom hensynet til petroleumsaktivitet og miljø- og fiskerihensynene og at petroleumsvirksomheten blir integrert i en helhetlig sameksistensmodell med andre næringer og interesser også i de nordlige havområdene. Det har videre vært et mål å sikre at virksomhetens utslipp til sjø i minst mulig grad skal være til skade for det marine miljø.

Regjeringen mener det særlig er nødvendig å øke kunnskapen om hvilke konsekvenser utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten kan ha på lang sikt. Regjeringen vil, i samarbeid med industrien, igangsette et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø.

For å få et bedre og mer helhetlig beslutningsgrunnlag, utover de feltspesifikke utredningene den enkelte rettighetshaver skal utføre knyttet til konkrete utbygginger, vil Regjeringen foreta en konsekvens-

utredning av helårig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover. Denne utredningen må ses i sammenheng med de andre aktivitetene i området, og arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet. Hensikten med denne utredningen vil være å se konsekvensene av eksisterende og forventet fremtidig petroleumsaktivitet i de nordlige havområdene i sammenheng.

Myndighetene ønsker så langt som mulig å basere fremtidig petroleumsvirksomhet i havområdene fra Lofoten og nordover på den sameksistensmodellen som så langt har ligget til grunn for de ulike næringers felles bruk av havområdene. I den grad det skulle oppstå situasjoner der det synes umulig å oppnå god sameksistens mellom petroleumsvirksomheten og fiskerinæringen, vil Regjeringen vurdere opprettelsen av petroleumsfrie fiskerisoner.

### **Stortingsmelding nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til Stortingsmelding nr. 54 (2000-2001)**

#### **Norsk klimapolitikk**

Gjennom Stortingsmeldingen foreslår Regjeringen at det etableres et nasjonalt kvotesystem med kvoteplikt fra 2005 og at en rekke andre nasjonale tiltak gjennomføres.

Det er Regjeringens mål at det skal etableres rammebetingelser som gjør det mulig å etablere gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Regjeringen vil sørge for at Statoil og rettighetshaverne på Snøhvit utarbeider en tidsatt plan for å utprøve CO<sub>2</sub>-reducerende teknologier.

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel er en stor kilde til utslipp av klimagasser, og utslippene forventes å øke i fremtiden dersom ikke nye virkemidler iverksettes. Regjeringen vil derfor legge til rette for krafttilførsel fra land og vil vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres. Regjeringen skal også vurdere ytterligere utslippsreducerende tiltak knyttet til fakling på sokkelen.

Regjeringen vil

- legge til rette for utslippsreduksjoner på norsk sokkel gjennom krafttilførsel fra land. Regjeringen vil vurdere ulike ordninger for hvordan dette kan gjøres
- beholde CO<sub>2</sub>-avgiften på samme nivå som i dag for å opprettholde incentivene for utslippsreducerende tiltak
- vurdere ytterligere utslippsreducerende tiltak knyttet til fakling

### **Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) Om olje- og gassvirksomheten**

Basert på de målsetninger Regjeringen har for olje- og gasspolitikken, så vises det til at hensynet til fortsatt sameksistens mellom viktige samfunnsinteresser som petroleumsvirksomhet, fiskerier og miljøhensyn vil være viktig for muligheten til å utvikle ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel slik at det kan være mulig å realisere den langsiktige utviklingsbanen. I Stortingsmelding nr. 12 (2001-2002) presenterer regjeringen et forslag om en mer helhetlig og økosystembasert forvaltning av våre havområder.

For å kunne nå de miljømessige målene for olje- og gasspolitikken vil Regjeringen gjennomføre følgende tiltak:

- sørge for at samarbeidet mellom myndighetene og industrien utvikles videre for å nå målet om nullutslipp av mulige miljøfarlige stoffer til sjø innen 2005.
- med bakgrunn i nullutslipparbeidet satse ytterligere på miljøforskning, blant annet for å møte utfordringene som ligger i skjæringspunktet mellom petroleumsvirksomhet, fiskeri og miljø.
- igangsette et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien.
- satse på forskning og utvikling av teknologi som bidrar til mer kostnadseffektive løsninger på de miljørelaterte utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor.
- i framtiden satse på samfunnsmessig kostnadseffektive virkemidler for å møte forpliktelsene mht. utslipp til luft.

### **Stortingsmelding nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand**

Regjeringen fastslår i meldingen at den vil sikre at målet om nullutslipp fra petroleumsvirksomheten blir oppnådd. Det vises til at tiltak i forhold til bruk av kjemikalier er viktig for å nå nullutslippsmålet. Offshoresektoren må hele tiden aktivt vurdere om det finnes alternativer som medfører mindre risiko for helse- og miljøskade enn de kjemiske stoffene som er i bruk i dag og velge dette alternativet hvis dette kan skje uten urimelig kostnad eller ulempe. Det forutsettes også at operatørene fortsatt er pådriverne for utvikling av mindre miljøfarlige alternativer. Reduksjon i kjemikaliebruken må også søkes oppnådd gjennom utvikling og valg av materialer og metoder som reduserer behovet for kjemikalier.

Det forventes at operatørene er ambisiøse i arbeidet med å nå målet, og at de aktivt utvikler og tar i bruk nye teknikker som kan sikre nullutslipp til sjø av miljøfarlige stoffer. Det må satses videre på å utvikle teknologi som i størst mulig grad kan forhindre eller redusere utslippene av produsert vann. Der det ikke er mulig å forhindre utslipp av produsert vann, må utslippene renses bedre enn i dag. I tillegg til å redusere innholdet av olje i vann, må det utvikles mer effektive metoder for rensing av de miljøfarlige stoffene i produsert vann.

Det er bred enighet om at kunnskapsgrunnlaget vedrørende langtidsvirkninger av utslipp til sjø ikke er tilstrekkelig, og at den innsatsen som gjøres av industrien og forvaltningen på området bør organiseres på en mer rasjonell måte enn i dag. Regjeringen har derfor satt i gang et forskningsprogram på langtidseffekter av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø i samarbeid med industrien.

### **Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten**

Regjeringens mål er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langt perspektiv. Hovedutfordringene for å nå den langsiktige utviklingsbanen knytter seg til å

- øke utvinningen fra eksisterende felt
- øke leteaktiviteten
- redusere kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel
- videreutvikle kompetansen i den norske petroleumsklyngen

samtidig som en høy standard for ytre miljø og HMS opprettholdes.

For å nå målene vil Regjeringen blant annet

- sørge for at det høye ambisjonsnivået på miljøområdet opprettholdes samt sikre fortsatt god sameksistens med fiskerinæringen.
- gjenåpne for helårig petroleumsvirksomhet i Barentshavet Syd med unntak av de kystnære områdene og de særlig verdifulle områdene rundt Bjørnøya, Tromsøflaket, iskanten og polarfronten. I forbindelse med gjenåpningen av Barentshavet skal:
  - oljevernberedskapen og arbeidet for å redusere risikoen knyttet til eksport av petroleum med skip i området Lofoten-Barentshavet styrkes

- det nedsettes et utvalg for å vurdere erstatningsordninger for fiskeri- og havbruksnæringen ved eventuelle store oljeutslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet
- det igangsettes programmer for å fylle kunnskapshull knyttet til petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet
- det arbeides for at petroleumsvirksomheten i området Lofoten-Barentshavet innrettes på en slik måte at den bidrar til en verdiskaping og sysselsetting i landbasert virksomhet i regionen.

Stortingsmeldingen fokuserer videre blant annet på bruk av CO<sub>2</sub> til økt utvinning på sokkelen. For å kunne realisere dette vil Regjeringen

- invitere industrien til et samarbeid om en mer kostnadseffektiv og fleksibel implementering av miljøkrav i petroleumssektoren innenfor nasjonalt og internasjonalt rammeverk.
- arbeide for tilrettelegging for bruk av CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, bl.a. gjennom å ta initiativ til et samarbeidsprosjekt mellom myndigheter og industri, og å invitere myndighetene i Storbritannia, Danmark og Nederland til en dialog om disse spørsmålene.

#### **Olje- og energidepartementet (1999): Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren**

Handlingsplanen tar utgangspunkt i Stortingsmelding nr. 58 (1996-97) og Stortingsmelding nr. 8 (1999-2000), og fastsetter sektormål for olje- og energisektoren innenfor hvert enkelt av de 8 resultatområdene skissert i Stortingsmelding nr. 58. Handlingsplanen skisserer videre tiltak og virkemidler for å nå disse sektormålene. De sektormål som er relevante for petroleumsvirksomheten er beskrevet nedenfor.

#### **Vern og bruk av biologisk mangfold (Resultatområde 1)**

- Ved åpning av nye områder for letevirksomhet og ved utbygging og drift av nye og eksisterende installasjoner, skal hensynet til det biologiske mangfoldet ivaretas.
- Sektoren skal bidra til bevaring av truede og sårbare arter og deres livsmiljø.

#### **Kulturminner og kulturmiljøer (Resultatområde 3)**

- Sikre at olje- og energisektorens kulturminner og kulturmiljøer ivaretas og forvaltes på en faglig forsvarlig måte.
- Sikre at olje- og energisektorens virksomhet ivaretar kulturminne- og kulturmiljøhensyn på en tilfredsstillende måte.

#### **Overgjødning og oljeforurensning (Resultatområde 4)**

- Det skal for nye felt som hovedregel etableres løsninger som innebærer null-utslipp, og for eksisterende skal det innen 2005 etableres løsninger for null-utslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser fra petroleumsvirksomheten.
- Gjennom konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (OSPAR) har Norge forpliktet seg til at innholdet av olje i produsert vann som slippes ut i sjøen ikke skal overstige 40 mg olje pr. liter.
- Olje- og energisektoren vil bidra til at risikoen for miljøskade og andre ulemper som følge av akutt forurensning skal ligge på et akseptabelt nivå.

#### **Helse- og miljøfarlige kjemikalier (Resultatområde 5)**

- Det skal for nye felt som hovedregel etableres løsninger som innebærer null-utslipp og for eksisterende skal det innen 2005 etableres løsninger for nullutslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser fra petroleumsvirksomheten.
- Å begrense bruk og utslipp av alle miljøfarlige kjemikalier, og ansvarliggjøre bransjen og brukerne slik at miljø- og ressurstankegangen integreres i alle deler av energiforsyningen.

#### **Avfall og gjenvinning (Resultatområde 6)**

- Olje- og energidepartementet vil sørge for at disponeringsløsninger blir valgt og gjennomført i tråd med internasjonale forpliktelser. Hovedregelen om forbud mot sjødisponering av utrangerte offshoreinstallasjoner innebærer at store mengder materiale vil bli tatt på land i årene som kommer. Olje- og energidepartementet ønsker å legge til rette for at størst mulig del av

dette materialet går til gjenbruk eller resirkulering, slik at avfallsmengden blir minst mulig.

- Søke å redusere mengden avfall som oppstår, deretter å søke å legge til rette for en rasjonell gjenbruk, materialgjenvinning og energimessig utnyttelse av avfallet, for så å sikre best mulig sluttbehandling av restavfallet.

#### **Klima, luftforurensninger og støy (Resultatområde 7)**

- Bidra til at Norges Kyoto-forpliktelsen blir oppfylt på en kostnadseffektiv måte.

- Olje- og energisektoren skal gjennomføre kostnadseffektive tiltak (vedrørende NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>) som bidrar til at forpliktelsene (nasjonale resultatmål) blir overholdt.
- Sektoren vil bidra til å gjennomføre tiltak som bidrar til at VOC-forpliktelsen (nasjonale resultatmål) blir overholdt.
- De langsiktige tiltakene innen energisektoren skal bygge opp under de nasjonale målene for luftkvalitet. Ved utforming og bruk av ulike virkemidler skal relevante miljøaspekter innarbeides i beslutningsgrunnlaget.