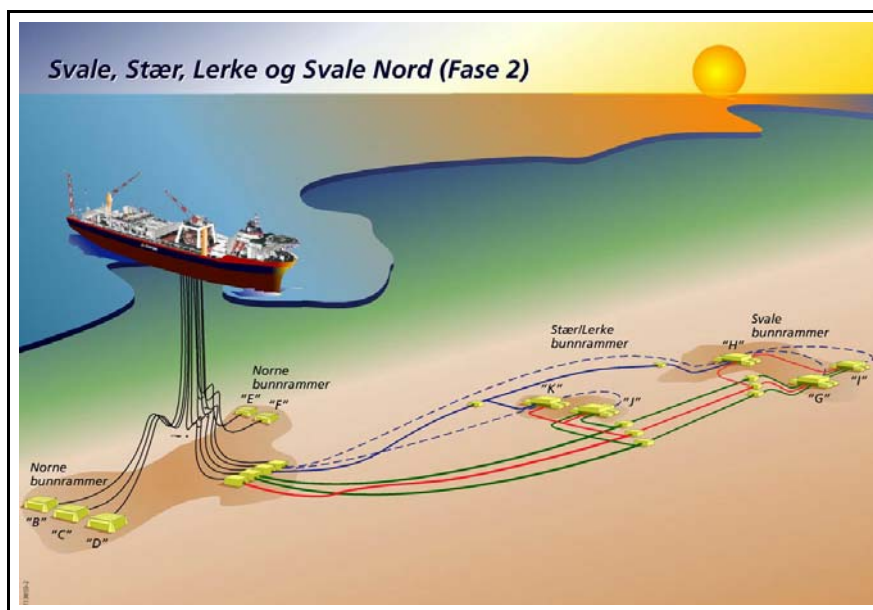
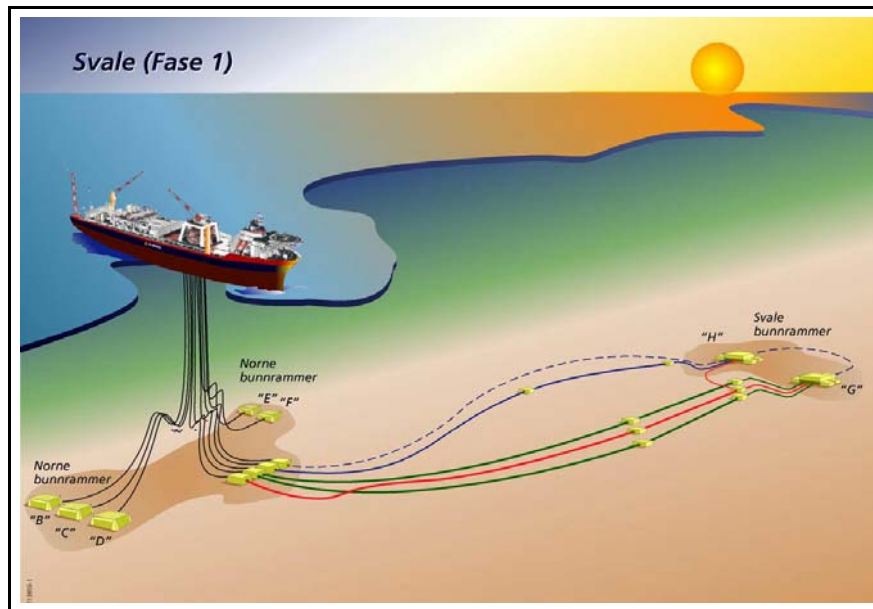


Plan for utbygging og drift av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord



Del 2: Konsekvensutredning

**Plan for utbygging og drift av
Svale, Stær, Lerke og Svale Nord**

Utvinningstillatelse 128

Del 2
Konsekvensutredning

Utarbeidet av Statoil
juli 2001

Innholdsfortegnelse

1 Sammen drag	1
2 Innledning	3
2.1 Formålet med konsekvensutredningen	3
2.2 Forholdet til Regional konsekvensutredning for Norskehavet	3
2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredninger	4
2.4 Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid	4
2.4.1 <i>Bransjens oppfølging av myndighetenes styringssignaler</i>	4
2.5 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen	5
2.6 Nødvendige søknader og tillatelser utenom godkjent PUD	5
2.7 Forkortelser benyttet i konsekvensutredningen	5
3 Utredningsprogrammet	6
3.1 Oppsummering av uttalelser fra høringsrunden	6
3.1.1 <i>Fiskeridepartementet</i>	6
3.1.2 <i>Kommunal- og regionaldepartementet</i>	6
3.1.3 <i>Statens forurensingstilsyn</i>	6
3.1.4 <i>Direktoratet for naturforvaltning</i>	7
3.1.5 <i>Fiskeridirektoratet</i>	7
3.1.6 <i>Kystverket</i>	7
3.1.7 <i>Riksantikvaren</i>	7
3.1.8 <i>Havforskningsinstituttet</i>	7
3.1.9 <i>Troms fylkeskommune</i>	8
3.1.10 <i>Nord-Trøndelag fylkeskommune ved Felles oljepolitisk Utvalg for Trøndelag</i>	8
3.1.11 <i>Aure kommune</i>	8
3.2 Underlagsrapporter for KU	9
4 Beskrivelse av prosjektet	10
4.1 Rettighetshavere	10
4.2 Avtalemessige forhold	10
4.3 Utvinningstillatelsens historie	10
4.4 Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert	10
4.5 Ressurser og produksjonsplaner	10
4.6 Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen	11
4.7 Reservoarforhold Svale	11
4.8 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet	11
4.9 Utbyggingsløsning	12
4.9.1 <i>Traséundersøkelser</i>	14
4.9.2 <i>Bore- og anleggsfasen</i>	14
4.9.3 <i>Transportløsninger</i>	15
4.9.4 <i>Modifikasjoner på Norne-skipet</i>	15
4.10 Økonomi	15
4.11 Avvikling	15
5 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet	17
5.1 Forhold utredet i Regional konsekvensutredning for Norskehavet	17
5.2 Forurensingssituasjonen	17
5.3 Spesielt miljøfølsomme områder	18
5.4 Koraller	18
5.5 Fisk og fiskerier	19
5.6 Kulturminner	20
6 Planlagte utslipp til luft	22
6.1 Utslipp knyttet til boring	22

6.1.1	<i>Utslipp ved kraftgenerering</i>	22
6.1.2	<i>Utslipp ved brønnopprensning/ brønntesting</i>	22
6.2	Utslipp til luft knyttet til driftsfasen	23
6.3	Utslipp fra lagring og lasting av råolje	23
6.4	Utslipp fra transportaktivitet	25
6.5	Sammenligning med utslippsprognoser og utslippsmålsettinger	25
6.5.1	<i>Forholdet til den regionale konsekvensutredningen</i>	27
6.6	Utslipp pr oljeekvivalent	27
6.7	Konsekvenser av utslipp til luft	27
6.8	Tiltak for å redusere utslipp til luft	28
6.8.1	<i>Tiltak for å redusere VOC-utslipp</i>	28
7	Planlagte utslipp til sjø	29
7.1	Utslipp til sjø fra boring og komplettering av brønner	29
7.1.1	<i>Utslipp fra boreoperasjonene</i>	29
7.1.2	<i>Utslipp til sjø knyttet til sementering, komplettering og gruspakking</i>	30
7.1.3	<i>Konsekvenser av utslipp fra boring</i>	30
7.2	Utslipp fra klargjøring av rørledninger	31
7.3	Produsert vann	31
7.3.1	<i>Sammensetning av produsert vann</i>	31
7.3.2	<i>Metode for vurdering av miljørisiko</i>	32
7.3.3	<i>Resultater av miljørisikoberegningen</i>	33
7.3.4	<i>Antakelser og usikkerheter</i>	34
7.4	Utslipp av hydraulikkvæske	35
7.5	Tiltak for å redusere skadelige utslipp	35
8	Avfallshåndtering	35
9	Akutte utslipp og beredskap	36
9.1	Sannsynlighet for oljeutslipp	36
9.2	Oljedriftsberegninger	36
9.2.1	<i>Overflateutblåsning</i>	37
9.2.2	<i>Undervannsutblåsning</i>	37
9.3	Miljøskader	38
9.4	Beredskap mot akutt forurensning	38
10	Arealbeslag og fysiske inngrep	39
10.1	Aktivitetsbeskrivelse	39
10.2	Konsekvenser for fiskerier	40
10.3	Konsekvenser for koraller	40
10.4	Avbøtende tiltak	40
11	Samfunnsmessige konsekvenser	41
11.1	Innledning	41
11.2	Samfunnsmessig lønnsomhet	41
11.3	Innvirkning på investeringsnivået på norsk sokkel	42
11.4	Forventet utvikling i investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel	43
11.5	Vare- og tjenesteleveranser	43
11.5.1	<i>Leveranser til utbyggingen</i>	43
11.5.2	<i>Leveranser til driften</i>	44
11.6	Sysselsettingsvirkninger	44
11.6.1	<i>Metode</i>	44
11.6.2	<i>Virkninger:</i>	44
11.6.3	<i>Nasjonale sysselsettingsvirkning</i>	45
11.6.4	<i>Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen</i>	45
11.6.5	<i>Regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen</i>	47

12 Sammenstilling av konsekvenser, avbøtende tiltak, oppfølgende undersøkelser og overvåking	48
12.1 Sammenstilling av konsekvenser	48
12.2 Sammenstilling av tiltak	49
13 Litteratur	50
14 Vedlegg 1: Program for konsekvensutredning - Svale-området	51
14.1 Utredningsaktiviteter	51
14.1.1 <i>Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet</i>	51
14.1.2 <i>Utslipp til luft</i>	51
14.1.3 <i>Utslipp til sjø</i>	51
14.1.4 <i>Akutt forurensing</i>	52
14.1.5 <i>Konsekvenser for fiskerier og akvakultur</i>	52
14.1.6 <i>Samfunnsmessige konsekvenser</i>	52
14.1.7 <i>Oppfølgende tiltak og undersøkelser</i>	52
15 Vedlegg 2: Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid	54

1 Sammendrag

Svale er et oljefunn 10 km nordøst for Norne. Prospektene Stær og Lerke ligger mellom Svale og Norne, mens Svale Nord ligger like nord for Svale. Prospektene er ikke påvist ennå. Vanddybden i området er omlag 380 m.

Innenfor området finnes flere andre prospekter som har fått økt sannsynlighet for funn etter påvisningen av olje i Svale-feltet. Flere alternative konsept har vært vurdert. En områdestudie tilsier at det vil være mer lønnsomt å fase inn Svale til Norne enn innfasing til en ny installasjon i området. Dette gjelder også for prospektene Stær, Lerke og Svale Nord. Konsekvensutredningen beskriver utbygging av Svale som en satellitt til Norne med innfasing av satellittene Stær, Lerke og Svale Nord senere.

Reservoaregenskapene i de oljeførende lagene i Åreforrasjonen av Svale-feltet har gode produksjonsegenskaper. Svale-oljen er mer viskøs enn Norne-oljen og har lavere innhold av voks og gass enn Norne. Produksjonsperioden for Svale er foreløpig estimert til 14 år; fra 2004 til 2017. Det er antatt å kunne produsere Stær, Lerke og Svale Nord innenfor tilnærmet samme tidsperiode. Ressursene i prospektene summere seg opp til ca 10-12 millioner Sm³ olje. Egenskapene vil være en blanding av Norne- og Svaleegenskaper siden Stær er antatt å være lik Norne, og Lerke og Svale Nord er antatt å være mer lik Svale.

Svale planlegges bygget ut med en bunnramme for vanninjeksjon og en bunnramme for produksjon. Stær og Lerke planlegges også bygget ut med to bunnrammer h.h.v. for vanninjeksjon og produksjon, mens Svale Nord planlegges bygget ut med en bunnramme for både vanninjeksjon og produksjon. Ved innfasing til Norne produksjonsskip vil en utnytte ledig kapasitet for olje- og gassprosessering når Norne sin egen produksjon går av plata. Tilknytningen vil bestå av to stigerør opp til skipet via to strømningsrør, samt en forenklet måling av brønnstrømmen til produksjon- og testmanifold.

Utvinningsmekanismen for Svale er basert på injeksjon av sjøvann. I første omgang vil det bli lagt til rette for injeksjon av ubehandlet sjøvann til Svale og gassløft til både produksjonsbrønner og produksjonsstigerør.

Området for utbyggingen omfattes av den Regionale konsekvensutredningen for Haltenbanken /Norskehavet. Utslippene fra utbyggingen vil sammen med øvrige utslipp i området ligge innenfor de rammer som den regionale utredningen er basert på. Regionale konsekvenser av utslipp er derfor ikke nærmere utredet, men henvisninger til regionale utredninger og analyser er gitt.

Planlagte utslipp til luft pr. oljeekvivalent vil holde seg innenfor Miljøsoks og Statoils ambisjonsnivå for norsk sokkel, angitt som måltall for utslipp pr. oljeekvivalent. Dette er også forventet siden mesteparten av den generelle basisdriften av produksjonsskipet er knyttet til utslipp fra Norne og ikke fordelt på de ulike satellittfelt.

I bore- og installasjonsfasen er årlige utslipp på det meste beregnet til ca. 8300 tonn CO₂, 200 tonn NO_x, 13 tonn VOC og 7 tonn SO₂. I driftsperioden frem til 2017 er årlige utslipp for Norne med tillegget av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord beregnet til i underkant av 1000 tonn NO_x, 300.000 tonn CO₂ og 3400 tonn VOC.

Ved boring vil det bli sluppet ut borekaks og boreslam. Det planlegges bruk av vannbasert borevæske i de øverste seksjonene, og det legges opp til gjenbruk av borevæsken. Dersom operasjonelle forhold krever bruk av oljebasert borevæske i de nederste seksjonene, vil brukt borevæske og kaks bli ført til land for behandling.

I forbindelse med trykktesting og driftsklargjøring av brønnstrøms-rørledningen, vil disse bli fylt med rent sjøvann som vil kunne stå i flere uker. Kjemikalier som biosid og/eller korrosjonshemmer vil da bli tilsatt for å unngå begroing og korrosjon. Ved tømning av rørledningene før oppstart vil det bli tilsatt glykol.

Produsert vann vil bli reinjisert eller rensert og sluppet ut til sjø sammen med produsert vann fra Norne. Størst utslippsmengde er beregnet til ca. 10.000 tonn/døgn det siste året av produksjonen fra Svale og ca. 9000 tonn/døgn samlet for Stær, Lerke og Svale Nord i 2013.

Beregningene av miljørisiko knyttet til utslipp av produsert vann fra Norne, Svale, Svale Nord, Stær og Lerke samlet i 2008 viser at forventet konsentrasjon i vannmassene overskrider nedre effektgrense i et område begrenset til 10 km fra utslippspunktet og ved en dybde på mellom 10 til 20 meter. Det betyr at det er knyttet en risiko for miljøeffekter til dette området. Lette fenoler står for det største bidraget til miljørisiko, og konsentrasjonen av disse komponentene vil være størst i vannet fra Norne og Stær.

Utbyggingen av satellittene forventes i liten grad å påvirke risikonivået knyttet til akutt forurensning fra Norne-skipet. Innfasing av Svale vil imidlertid doble den årlige lekkasjefrekvensen for utslipp fra oljeførende rørledninger i driftsfasen. Årsaken til dette er at rørledningene fra Svale er betydelig lengre enn de som allerede er koblet opp mot Norne.

Oljedriftsberegninger for en utblåsning fra Svale viser lav sannsynlighet for stranding. Spesielt gjelder dette undervannsutslipp som vil gi tynnere oljefilmer med påfølgende raskere fordampning og nedblanding i vannmassene. Ved et undervannsutslipp kan oljedråper bli innlagret ved 100-200 meters dyp. Sannsynligheten for dette er størst om høsten. Da vil også konsentrasjonen av olje kunne bli størst; oppimot 30 ppm i et område fra 5 til 25 km². Eventuell effekter i vannsøylen er vurdert å bli kortvarige. Beredskapen mot akutt forurensning vil bli dekket gjennom den beredskapen som er etablert for Norne.

Det er ikke registrert viktige fiskefelt i området som vil bli fysisk berørt av havbunnsinstallasjonene. Havbunnsinstallasjonene vil bli overtrålbare og konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep for fiskeflåten er derfor vurdert som ubetydelige.

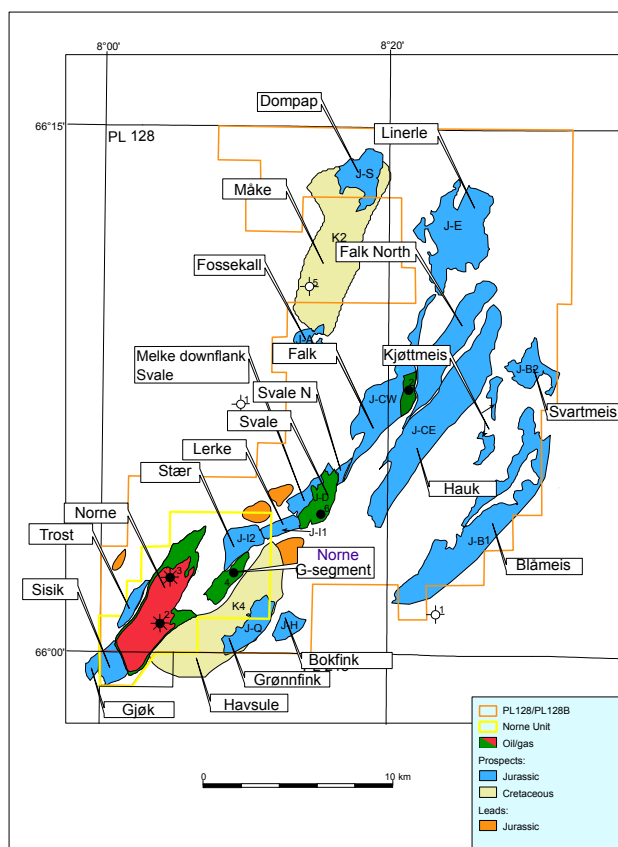
Det er hittil ikke registrert korallforekomster i utbyggingsområdet. Planlagte undersøkelser av traséene og oppankringskorridorene vil avdekke eventuelle forekomster som må tas hensyn til i den videre utbyggingen. Havforskningsinstituttet vil i så fall bli involvert i diskusjonen om konsekvensreduserende tiltak.

De totale kostnadene for utbygging er pr mai 2001 beregnet til cirka 2,9 milliarder 2001-kroner for Svale, og 4,7 milliarder kroner for Svale med tillegg av Stær og Lerke. Den samfunnsmessige avkastningen er høy. Den samlede samfunnsmessige netto kontantstrøm er beregnet til 7,4 milliarder kroner. Neddiskontert med 7% renter p.a. er netto kontantstrøm beregnet til 3,7 mrd kroner.

I utbyggingsfasen av Svale (2002 til 2003) er det forventet god kapasitet innenfor petroleumbasert industri og ingeniørfirma. Med andre ord vil Svale og senere Lerke, Stær og Svale Nord bidra med et positivt bidrag til aktiviteten i norsk offshore-rettet virksomhet i en tid det kan forventes nedgang. I utbyggingsfasen anslås det at de nasjonale leveransene av varer og tjenester vil kunne utgjøre 65-80 %, og at de regionale leveransene vil kunne utgjøre 10-20 %. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbyggingen er anslått til 11-12.000 årsverk. Den regionale sysselsettingsvirkningen er anslått til 1000-1300 årsverk i utbyggingsfasen, og 30-40 årsverk i driftsperioden. Driftsaktivitetene vil bli integrert i de driftsmiljøer som allerede er etablert for Norne.

2 Innledning

I området rundt Norne-feltet finnes flere mindre prospekter som kan være aktuelle å bygge ut. Denne planen for utbygging og drift (PUD), del 2 Konsekvensutredning (KU), omfatter feltene: Svale, Stær, Lerke og Svale Nord. Andre nærliggende felt vil bli behandlet i en egen PUD/KU dersom videre undersøkelser viser at disse er drivverdige.



Figur 2.1 Oversikt over Norne, Svale, Lerke, Stær og Svale Nord med nærliggende felt

Svalefeltet, som planlegges å bygges ut først, ble påvist i mai 2000 med undersøkelsesbrønn 6608/10-6 i produksjons lisens 128. Denne lisensen dekker også Norne. Nornes produksjon går av platå i løpet av 2003. En rask utbygging av Svale-området, med oppstart i 2004, vil derfor kunne forlenge platåperioden med 3 år.

Konsekvensutredningen dekker utredningsbehovet for alle nødvendige planer etter Petroleumsloven, og omhandler boring, produksjon, lagring og lasting av petroleumsressursene.

2.1 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av utbygging og drift, de forventede konsekvensene dette vil ha for miljø, naturressurser og samfunn, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planleggingen av større prosjekt, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med teknisk/økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Prosessen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

Saksbehandlingen knyttet til program for konsekvensutredning og selve konsekvensutredningen gir de instanser som kan bli berørt av planene anledning til å komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet.

2.2 Forholdet til Regional konsekvensutredning for Norskehavet

På bakgrunn av ønsker fra myndighetene ble det i 1996, under ledelse av Statoil, startet et samarbeid mellom selskaper med operatørskap i området for å utarbeide en regional konsekvensutredning for Haltenbanken/ Norskehavet (RKU), i det følgende omtalt som RKU Norskehavet.

Bakgrunnen var todelt, dels et behov for å kunne foreta en samlet vurdering av konsekvensene av den totale petroleumsvirksomheten innenfor det aktuelle området, og dels et ønske om en effektivisering av selve utredningsprosessen ved at RKU som et felles basisdokument skulle kunne gi grunnlag for forenklinger ved senere feltspesifikke konsekvensutredninger.

Utredningen ble sendt til høring i juni 1998 og ble godkjent av departementet 22.09.99.

Svale og de andre prospektene omkring Norne ligger innenfor det området som er omfattet av

RKU Norskehavet (Statoil mfl. 1998). RKU og den feltspesifikke konsekvensutredningen skal til sammen dekke utredningsbehovet for utbyggingsprosjektet. RKU Norskehavet er nærmere beskrevet i kapittel 5.1.

Den regionale konsekvensutredningen er i sin helhet tilgjengelig på internett, under følgende adresse:

<http://www.statoil.com/hms/norskehavet>

Oppdatering av RKU vil bli igangsatt.

2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

Konsekvensutredninger er hjemlet i Petroleumslovens § 4-2. I Forskrift til Petroleumsloven § 20 heter det:

“Plan for utbygging og drift av en eller flere petroleumsføremønstre, jf. lovens § 4-2, skal inneholde en beskrivelse av utbyggingen og en konsekvensutredning”.

For felteksterne rørledninger kreves i tillegg en plan for anlegg og drift (PAD). Da Svale-området dekkes av samme lisens som Norne, anses rørledningene mellom satellittene og Norne produksjonsskip, som feltinterne. Rørledningene behandles derfor i PUD.

Konsekvensutredningen skal utarbeides på grunnlag av et utredningsprogram utarbeidet i henhold til § 22 i Forskrift til Petroleumsloven. Dette programmet tilpasses utbyggingens omfang og i hvilken grad utbyggingen anses omfattet av en konsekvensutredning for et større område. For utbygging av Svale-området er et slikt program utarbeidet. Det endelige utredningsprogrammet, fastsatt av Olje- og energidepartementet, er gjengitt i vedlegg 1.

Forskrift til Petroleumsloven inneholder nærmere bestemmelser om konsekvensutredningen og hva den skal inneholde. I § 22a, første ledd, heter det:

“En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumsføremønstre skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for

næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak.”

Innholdet av konsekvensutredningen er videre detaljert i de andre leddene i § 22a i forskriften. I tillegg er det utarbeidet en veileder for utarbeidelse av PUD/PAD, som i del 2 inneholder en veiledning til utarbeidelse av konsekvensutredningsdelen.

2.4 Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

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

- St. meld. nr. 54 (2000-2001). Norsk Klimapolitikk
- St. meld. nr. 58 (1996-97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling
- St. meld. nr. 8 (1999-2000) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand
- Olje- og energidepartementet: Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren 1999

I vedlegg 2 er det gitt en kort oversikt over viktige styringssignaler i de nevnte dokumentene. St. meld. nr. 54 ble nylig lagt frem og er ikke inkludert i vedlegget.

2.4.1 Bransjens oppfølging av myndighetenes styringssignaler

"Nullutslippsrapporten"

Som en direkte oppfølging av St. meld. 58 (se ovenfor) har selskapene gjennom OLF (Oljeindustriens Landsforening) samarbeidet med myndighetene om mulighetene for å gjennomføre "0-utslipp" til sjø. Resultatet av dette arbeidet ble "Nullutslippsrapporten" som forelå i 1998. Med utgangspunkt i denne har selskapene gjennomgått alle felt og installasjoner for å vurdere hvordan 0-utslipp kan gjennomføres. Det foreligger en omfattende skriftlig dokumentasjon, med strategiplaner for hvert enkelt felt og installasjon.

Norsok Standard, "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.

Miljøsok, rapport fase 1 og rapport fase 2

Miljøsok har vært et samarbeidsforum mellom myndighetene og norsk olje- og gassindustri for å fremme miljøarbeidet på sokkelen. 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 målsettinger som er fastsatt av myndighetene. Rapportene inneholder statusbeskrivelser, utslippsprognoser og målsettinger om utslippsreduksjoner på kort og lang sikt.

2.5 Saksbehandling og tidsplan for konsekvensutredningen

Olje- og energidepartementet (OED) sender konsekvensutredningen på høring etter å ha mottatt denne fra utbygger, og koordinerer den videre behandling av denne mot de øvrige myndigheter og høringsinstanser.

Uttalelsene fra høringen av konsekvensutredningen legges fram for utbygger for kommentarer. Det samlede materiale legges til grunn for OED sin behandling av saken. Ved investeringer under 5 milliarder kroner er myndighet til å godkjenne utbyggingen delegert fra Stortinget til OED som utarbeider en kongelig resolusjon hvor bl.a. konklusjonene fra konsekvensutredningen og høringsuttalelsene gjennomgås.

En Plan for utbygging og drift (PUD) består av to deler, en utbyggingsdel og en konsekvensutredning (KU). Følgende tidsplan legges til grunn for PUD. Tidsplanen er basert på Svale som satellitt til Norne med oppstart av produksjon i 2004.

- Innsending KU: 05.07.2001
- Høring av KU : 05.07 - 19.10.2001
- Innsending PUD: 03.12.2001
- Godkjenning PUD: 30.01.2002

En tidsplan for utbyggingsprosjektet er vist under kap. 4.

2.6 Nødvendige søknader og tillatelser utenom godkjent PUD

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser som må innhentes fra myndighetene i løpet av planprosessen. Behovet for å innhente andre tillatelser enn de som er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av utredningsprogram og konsekvensutredning.

- Utslippstillatelse etter forurensningsloven. Myndighet er Statens forurensningstilsyn (SFT). Utredningsprogram og konsekvensutredning forutsettes også å dekke kravene til melding og konsekvensutredning etter forurensningslovens § 13.
- Samtykkesøknad etter petroleumsloven for boring av brønner. Myndighet er Oljedirektoratet (OD).
- Samtykkesøknad etter sikkerhetsforskriften § 15, 1. ledd, for større ombygginger eller endringer av bruksformål for en innretning.
- Produksjonstillatelse etter Petroleumsloven for utvinning, prosessering og faking av hydrokarboner. Myndighet er Olje- og energidepartementet (OED).

2.7 Forkortelser benyttet i konsekvensutredningen

Sm³: Benevnningen benyttes innen oljebransjen for olje- og gassvolumer, og henspiller på at volumene er standardisert for et trykk på 1 atmosfære og 15 °C. Dette er de samme betingelsene som ligger til grunn for definisjonen av m³ i det metriske systemet, og bokstaven S er således overflødig ved angivelse av vann- og oljevolumer. For gass kan det brukes ulike målebetingelser. Mest vanlig er 0 °C og 1 atm. (normal kubikkmeter) og 15 °C og 1 atm. (standard kubikkmeter). Statoil benytter den siste standarden som benevnes med Sm³.

Sm³/sd: Standard kubikkmeter pr. strømningsdøgn. Benyttes f.eks for å markere at et oppgitt utslipp bare gjelder for de dager det foregår produksjon

Sm³ o.e.: Standard kubikkmeter oljeekvivalent. 1 Sm³ o.e. = 1 m³ olje = 1000 Sm³ gass = 1 tonn NLG

3 Utredningsprogrammet

Forslag til program for konsekvensutredning for Svale ble oversendt OED i september 2000. OED distribuerte deretter programmet til aktuelle høringsparter ved brev av 14.09.2000. I dette kapittelet gis en oversikt over mottatte høringsuttalelser, samt kommentarer til disse. Høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse ble diskutert i møte med OED den 19. januar 2001.

Endelig utredningsprogram, fastsatt av OED i brev med ref. OED 00/1968 OG TF av 28. mars 2001, finnes i vedlegg 1.

3.1 Oppsummering av uttalelser fra høringsrunden

Følgende instanser har avgitt høringsuttalelse til forslaget til program for konsekvensutredning:

- Fiskeridepartementet
- Kommunal- og regionaldepartementet
- Statens forurensningstilsyn
- Direktoratet for naturforvaltning
- Fiskeridirektoratet
- Kystverket
- Riksantikvaren
- Havforskningsinstituttet
- Troms fylkeskommune
- Nord-Trøndelag fylkeskommune ved Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag
- Aure kommune

Et sammendrag av høringsuttalelsene er gjengitt i det følgende, sammen med operatørens kommentarer.

3.1.1 Fiskeridepartementet

Fiskeridepartementet henviser til uttalelsene fra Kystdirektoratet, Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet, og har ingen ytterligere kommentarer.

3.1.2 Kommunal- og regionaldepartementet

Kommunal- og regionaldepartementet har ingen merknader til saken.

3.1.3 Statens forurensningstilsyn

SFT uttaler at det kan være hensiktsmessig å se mulige framtidige utbygginger i samme område under ett, men at det ved innlevering av KU må være klarlagt hvilke felt som vil bli bygget ut og hvilke utbyggingsløsninger og utslipp som er aktuelle. SFT peker videre på at det er uvanlig at det utarbeides forslag til utredningsprogram for prospekter hvor utnyttbare reserver ennå ikke er påvist.

SFT ser det som uheldig dersom det legges opp til å utarbeide en KU som skal benyttes som del av PUD for flere separate utbygginger. SFT forutsetter at PUD for eventuelle separate satellittutbygginger som følger etter hverandre i tid må inneholde en oppdatert KU utarbeidet for den aktuelle satellitten.

SFT uttaler at miljøkriterier som er lagt til grunn, miljøvurderinger og begrunnelse for valg av utbyggingsløsning må dokumenteres.

Videre hevdes det at det i KU bør framgå hvordan en har vurdert behovet for oppdatering av den regionale konsekvensutredningen og om noen av de høringsuttalelsene som ble gitt til RKU Norskehavet er relevante for Svale.

SFT påpeker at KU bør inneholde en oversikt over eventuelt særlig sårbare miljøressurser som ikke er nevnt i RKU og at korallrev i influensområdet for boreutslipp og evt. andre skadelige utslipp bør kartlegges.

SFT uttaler at ved utredning av konsekvenser av akuttutslipp må det tas særlig hensyn til den spesielle oljetypen på Svale, som har andre karakteristikker enn Norne-oljen bl.a. mht. opptaksmuligheter.

Kommentarer til uttalelsene: PUD, og dermed også KU-delen av PUD, vil omfatte de utbyggingsløsninger som er aktuelle for Svale og inkludere de andre satellittene som forventes faset inn via Svale-installasjonene (Stær, Lerke og evt. Svale Nord). Falk, Hauk og evt andre satellitter i området vil bli omhandlet i egen PUD/KU dersom videre undersøkelser viser at disse er drivverdige. KU vil redegjøre nærmere for gjennomføringen av kartlegging av evt. forekomster av kaldtvannskoraller i rørledningstraséer og i områder for oppankring av borerigger og utplassering av

bunnrammer, samt i områder der eventuelle korallforekomster kan bli påvirket av utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske. Resultatene av disse kartleggingene vil ikke foreligge ved innsendelse av KU, men vil bli benyttet ved planlegging og gjennomføring av prosjektet for å unngå skader på koraller. Det vises videre til kommentarene til uttalelsen fra DN.

Svale-oljen vil i KU bli vurdert mht. oppsamlings- og forvitringsegenskaper. Vurderingene vil bli gjort dels på tester av olje hentet opp fra Svale, dels på grunnlag av erfaringer med lignende oljetyper fra andre felt.

Utredningsprogrammet anses å være dekkende, også for de andre forhold som er tatt opp av SFT.

3.1.4 Direktoratet for naturforvaltning

DN foreslår at følgende punkt tas inn i utredningsprogrammet: "Dersom det blir oppdaget korallrev ved gjennomføring av traséundersøkelser, skal det utredes hvilke konsekvenser disse blir påført av det planlagte tiltaket. Det skal i så fall redegjøres for hvordan eventuelle skader kan unngås."

Kommentarer: Det henvises til kommentarene under SFTs uttalelse. Det vil bli gjennomført kartlegginger for å avdekke evt. korallforekomster og unngå skader på disse. KU vil beskrive disse kartleggingene, og hvordan en vil ta hensyn til eventuelle funn. Dette er omtalt i kap. 3 i utredningsprogrammet, men vil bli presisert i kap 5.

3.1.5 Fiskeridirektoratet

FD uttaler at KU må redegjøre for arealbeslag og sikkerhetssoner/begrensningssoner i hhv. utbyggings- og driftsperiode. Fiskeridirektoratet peker på at utredningsprogrammet preges av usedvanlig stor usikkerhet rundt valg av utbyggingsløsning, og at det derfor er vanskelig å peke på konkrete moment som må tas inn i programmet.

FD uttaler videre at utslipp av borekaks og produsert vann, samt influensområde for akutte utslipp, må belyses i KU.

Kommentarer: De forhold som Fiskeridirektoratet er opptatt av vil bli dekket av KU. Når det gjelder omfanget av KU (usikkerhet ang utbyggingsløsning) vises det til kommentaren til SFT sin uttalelse.

3.1.6 Kystverket

Kystverket v/Kystdirektoratet viser til at hele tiltaket ligger utenfor havne- og farvannslovens virkeområde, og en for øvrig heller ikke ser andre forhold som medfører behov for utredning innen etatens arbeids- og ansvarsområde.

3.1.7 Riksantikvaren

RA uttaler at det bør gjennomføres en visuell kartlegging av sjøbunnen, som gjennomgås av marinarkeolog for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. RA peker på at dette innebærer minimale ekstrakostnader for tiltakshaver, samtidig som det kan bidra til store kunnskapsmessige fordeler for kulturminneforvaltningen. Dersom funn blir gjort, uttaler RA at KU bør beskrive og vurdere disse, og eventuelle konsekvenser/avbøtende tiltak.

Kommentarer: I det aktuelle området antas det at eventuelle kulturminner vil være skipsvrak/rester av skipsvrak. De traséundersøkelser som vil bli gjennomført før valg av trase for rørledninger vil gjøre det mulig å oppdage evt. forekomster av kulturminner. Da traséundersøkelsene kan gjennomføres først etter at KU er innsendt, vil det ikke la seg gjøre å beskrive eventuelle funn i selve KU-dokumentet.

Undersøkelsene vil likevel, på samme måte som for korallrev, gjøre det mulig å legge rørledningene på en måte som ikke skader evt. verdifulle kulturminner. Ved evt. funn vil Statoil stille seg velvillig til la RA få tilgang til innsamlet materiale slik at disse undersøkelsene kan bidra til økt kunnskap om kulturminner i området. Ved evt. funn vil Statoil ta kontakt med kulturminnemyndighetene. Dette vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

Det anses ikke nødvendig med en endring i utredningsprogrammet.

3.1.8 Havforskningsinstituttet

HI kommenterer bruken av benevnningen standard kubikkmeter (Sm^3) for olje og vann. Havforskningsinstituttet (HI) peker på at metriske måleenheter i henhold til SI-systemet skal benyttes og at Sm^3 ikke finnes i dette systemet.

HI påpeker at utslipp av produsert vann må beskrives mht. mengde og innhold av oppløste komponenter,

videre at KU bør også gi opplysninger om utslippsdyp og forventet innlagringsdyp av produsert vann.

HI henviser til at SFTs utslippstillatelse vil komme til å inneholde en paragraf om at HI skal kontaktes før utslipp iverksettes, og anmoder om at denne kontakten blir tatt i så god tid på forhånd at det er mulig å finne fram til et tidspunkt for slike utslipp som gir minst mulig skade i det marine miljø.

Kommentarer: *Benevningen Sm³ benyttes innen oljebransjen for olje- og gassvolumer, og henspeiler på at volumene er standardisert for et trykk på 1 atm. og 15 °C. Dette er de samme betingelsene som ligger til grunn for definisjonen av m³ i det metriske system. Vi er derfor enige i at benevningen Sm³ er overflødig ved angivelse av volumer både av vann. og olje. Benevningen er imidlertid svært innarbeidet innen petroleumsmiljøer, og vil nok fortsatt bli å finne i mange sammenhenger.*

Det planlegges å benytte eksisterende anlegg på Norne for utslipp og injeksjon med en blanding av sjøvann og produsert vann. Konsekvensutredningen vil gjøre nærmere rede for miljørisikovurderinger omkring evt utslipp av produsert vann. Innholdet i produsert vann, hvilke mengder som kan forventes, og hvilke tiltak som planlegges iverksatt for å hindre miljøskade ved eventuelle utslipp, vil bli beskrevet. Konsekvenser av utslipp av produsert vann er på generelt grunnlag utredet i RKU Norskehavet, og det vil bli henvist til denne.

Når det gjelder utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil Statoil forholde seg til de vilkår som blir fastsatt av SFT i utslippstillatelsen, slik som påpekt av HI.

Utredningsprogrammet anses som dekkende i forhold til kommentarene fra HI.

3.1.9 Troms fylkeskommune

Troms fylkeskommune v/plan- og næringssetaten har ingen konkrete kommentarer til forslag til program for konsekvensutredningen.

3.1.10 Nord-Trøndelag fylkeskommune ved Felles oljepolitisk Utvalg for Trøndelag

Felles oljepolitisk utvalg for Trøndelag (FOPUT) uttaler at ringvirkninger for næringslivet i Trøndelag må tallfestes og videre at det må legges vekt på størst mulige ringvirkninger både i utbyggings- og driftsfasen for

næringslivet i Trøndelag. FOPUT ber om at dette tallfestes og at det vises hvilke positive effekter drift av dette feltet vil ha for kompetansemiljøene i Trondheim og Stjørdal.

FOPUT mener at høyest mulig verdiskapning og størst mulig bidrag til velferd og sysselsetting må være målsettingen for regionale områdestudier. FOPUT mener ressursene i området bør sees i en større regional sammenheng slik Statoil legger opp til. Dette vil være i tråd med de regionale konsekvensutredningene som er gjennomført. Selv om de totale utslipp ikke overskrider enkelte utslippsstørrelser som er lagt til grunn i den regionale konsekvensutredningen for Haltenbanken/Norskehavet, mener FOPUT at det fortsatt må arbeides med utslippsreducerende tiltak i arbeidet med de utbyggingskonsepter som nå er til vurdering.

Kommentarer: *KU vil beskrive de samfunnsmessige virkningene av Svale-utbyggingen ved å estimere de sysselsettingsmessige virkninger nasjonalt og regionalt, og ved å estimere forventede leveranser av varer og tjenester nasjonalt og regionalt. Regionen vil i den forbindelse sannsynligvis bli definert som Nord-Trøndelag, Nordland og Troms fylker. Det vil ikke bli gjort særskilte vurderinger på fylkesnivå.*

Utredningsprogrammet anses som dekkende for de forhold som tas opp av FOPUT.

3.1.11 Aure kommune

Aure kommune slutter seg til Møre og Romsdals Fylkeskommunes høringsuttalelse til Regional konsekvensutredning for Haltenbanken og Norskehavet. Aure kommune presiserer viktigheten av forebyggende arbeid mot uhell for å redusere risikoen for akutte utslipp. Aure kommune oppfordrer OED til å være pådriver for snarest mulig å få avklart ansvarsforhold og praktisk tilrettelegging for en samlet oljevernberedskap for regionen. Oljevern vektlegges også i oversendelsesbrevet.

Kommentarer:

KU vil utrede sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til bore- og driftsfasen, det vil bli gjort vurderinger av oljens oppsamlings- og forvitringsegenskaper, og det vil bli foretatt miljørisikovurderinger.

Utredningsprogrammet anses dekkende for de forhold som påpekes av Aure kommune

3.2 Underlagsrapporter for KU

Underlagsrapporter som har blitt utarbeidet som del av KU-dokumentasjonen er vist i tabell 3.1. Rapportene kan ettersendes på forespørsel.

Tabell 3.1 . Underlagsrapporter til KU

Tema	Utførende selskap	Tittel / dokumenttype / dato
Arealbeslag og konsekvenser for fiskeri	Agenda Utredning & Utvikling AS	Konsekvensutredning for Svale - virkninger for fiskeriene. Notat 09.05.01.
Akutt utslipp av olje	Sintef	Spredning av olje fra eventuelle undervanns-utblåsninger på Svale-feltet Notat 10.05.01
	DNV	Oljedriftsberegninger for Svalefeltet. Rapportnr. 2001-0614 (23.05.01)
	CorrOcean Safetec Nordic	Endring av risiko og beredskap på Norne FPSO. Dok.nr. ST-20116-TN-6 (rev. 01) Juni 2001
Samfunnsmessige virkninger	Asplan Viak	Konsekvensutredning Svale (Vurdering av samfunnsmessige konsekvenser) 15.06.01
Miljørisiko relatert til produsert vann	Statoils Forskningscenter	Miljøriskoberegninger for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord Konsekvensutredning (EIF-beregninger) Notat 02.07.01

4 Beskrivelse av prosjektet

Svale er et oljefunn 10 km nordøst for Norne. Oljetyperne er ulik Norne olje, med lavt gass/oljeforhold og høy viskositet. Prospektene Stær og Lerke ligger mellom Svale og Norne, mens Svale Nord ligger rett nord for Svale. Prospektene er ikke påvist ennå. Vanndybden i området er omlag 380 m.

4.1 Rettighetshavere

Den ikke-utforskede delen av lisens PL 128 inneholder flere prospekter. Svale, Svale Nord, Lerke og Stær er lokalisert til letedelen av lisensen. Rettighetshaverne er vist i tabell 4.1. Eierandelene er ulike for Svale inkludert, prospektene og Norne på grunn av utøvelse av glideskala på Norne.

Tabell 4.1. Rettighetshavere i PL 128, kommersiell del og letedel.

Selskap	Norne	Svale, Stær, Lerke, Svale Nord
Statoil	25	40,45
SDØE	54	24,54
Norsk Hydro	8,1	12,5
Agip	6,9	11,5
Enterprise	6	10

4.2 Avtalemessige forhold

Det tas sikte på at det ved innlevering av PUD skal være avtalt en kommersiell modell for hvordan verdiene skal fordeles. Dette vil bli basert på en forenklet tilknytningsavtale. Statoil er operatør for Norne og dermed også operatør for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord.

4.3 Utvinningstillatelsens historie

Svalefunnet ble gjort under boring av letebrønn 6608/10-6 i mai 2000. Brønnen påviste olje både i Melke- og Åreformasjonene. Prospektene Stær, Lerke og Svale Nord er ikke påvist ennå. Det er en mulighet for at det kan bli boret en undersøkelsesbrønn på Stær i løpet av 2001. Videre

avgrensning av Lerke og Svale Nord er ikke fastlagt ennå.

4.4 Alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert

Innenfor området finnes flere andre prospekter som har fått økt funnsannsynlighet etter påvisningen av olje i Svale-feltet og flere alternative konsept har vært vurdert:

- I. Utbygging av Svale som en satellitt til Norne, med sikte på produksjonsstart ved platåslutt på Norne, tidligst i år 2004. Innfasing av Stær, Lerke og Svale Nord senere.
- II. Selvstendig utbygging av Svale. Dette alternativet forutsatte at det ble gjort andre store funn i området, f.eks. på Falk. I så fall kunne en produsere Svale og Falk og eventuelt andre funn ved hjelp av et flytende produksjonsskip i nord.
- III. Utbygging av Svale som en satellitt til Norne, og siden overføring til eventuelt ny infrastruktur dersom det ble gjort andre betydelige funn i området.
- IV. Sammenkopling av Norne, Svale og eventuelt ny infrastruktur dersom det ble gjort andre betydelige funn i området.

En områdestudie tilsier at det vil være mer lønnsomt å fase inn Svale til Norne enn innfasing til en ny installasjon i området. Dette gjelder også for prospektene Stær, Lerke og Svale Nord. I utbyggingsløsningen for Svale er det derfor lagt til rette for innfasing av disse satellittene og alternativ I er valgt for videre behandling.

4.5 Ressurser og produksjonsplaner

Ressursene i prospektene summere seg opp til omlag 12 millioner Sm³ olje. Egenskapene vil være en blanding av Norne- og Svaleegenskaper siden Stær er antatt å være lik Norne, og Lerke og Svale Nord er antatt å være mer lik Svale.

Produksjonsperioden for Svale er foreløpig estimert til 14 år, fra 2004 til 2017. Det er antatt å kunne produsere Stær, Lerke og Svale Nord innenfor tilnærmet samme tidsperiode.

For produksjonen fra Svale er det på Norne produksjonsskip forutsatt følgende maksimale kapasiteter:

- Oljeproduksjon: 9 000 m³/d
- Vannproduksjon: 10 000 m³/d
- Væskeproduksjon (olje + vann): 12 000 m³/d
- Vanninjeksjon: 13 000 m³/d
- Rate for gassløft: 1,1 mill m³/d

Ved en eventuell innfasing av Lerke, Svale Nord og Stær vil det være behov for kapasitetsøkninger. I første rekke gjelder dette installasjon av ny produksjonsseparator. Dette er tatt inn i investeringskostnader for disse prospektene.

4.6 Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen

Tidsplanen pr. 03.07.01 for utbyggingsprosjektet basert på oppstart av produksjonen i 2004, er listet i tabell 4.2. Den videre planlegging vil avklare endelig tidspunkt for oppstart.

Tabell 4.2. Fremdriftsplan for utbygging av Svale

Aktivitet	Dato
Innsendelse av PUD	03.12.01
PUD godkjenning	30.01.02
Levering av undervannsutstyr	02.12.01 - 01.05.03
Modifikasjoner på Norne FPSO	07.12.01 - 29.10.03
Levering av bunnrammer	01.05.02
Riggaktivitet 1, boring Svale	30.05.02 - 15.12.02
Produksjonsnedstegning Norne	01.09.02 - 09.09.02
Riggaktivitet 2, boring Svale	04.09.03 - 17.10.03
Start produksjon Svale	01.01.04
Boring/komplettering Svale	13.03.04 - 14.07.04

4.7 Reservoarforhold Svale

Svalereservoaret er delt inn i to adskilte formasjoner: Melke og Åre. Det er Åre-formasjonen som er hovedreservoaret og disse volumene legges til grunn i utbyggingsøknaden, mens Melke-reservoaret vil bli beskrevet som tilleggsreserver. Utvinnbare reserver for Åre er estimert til ca 9,6 millioner m³ olje.

Reservoaregenskapene i de oljeførende lagene i Åre har gode produksjonsegenskaper. Oljen fra Svale er mer viskøs enn Norne-oljen (viskositet på 3 centiPoise (cP) mot 0,6 cP på Norne) og har lavere innhold av voks og gass enn Norne.

Drenering ved hjelp av vanninjeksjon er lagt til grunn for PUD-arbeidet. Det legges også opp til å ha mulighet for alternerende vann og gassinjeksjon (WAG) i brønnene. Det vil være behov for å ha gassløft i brønnene på grunn av lavt trykk og tung olje. Det er lavt gassinhold i Svale-oljen og dette gir små mengder løsningsgass. Her har en antatt at gassen som inngår i gassløft eller blir brukt til brensel på Norne.

Resultater fra en avgrensingsbrønn for Svale (boret april-mai 2001) viser et bariumsinnhold i formasjonsvannet som er håndterbart med hensyn til avleiring i brønnene. Det skal videre gjennomføres en interferenstest for å se på kommunikasjon over forkastningene. I tillegg skal det gjennomføres en produksjonstest i Melke-formasjonen for å se om denne er produserbar. Oppdatering av reservoarmodell og produksjonsprofiler vil pågå frem til august 2001. Relevante myndigheter vil bli orientert dersom modellene skulle vise betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

4.8 Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet

Hensynet til helse, miljø og sikkerhet (HMS) står sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av feltene i Svaleområdet, og alle aktiviteter vil være underlagt Statoils overordnede HMS-retningslinjer. Det overordnede HMS-målet er at virksomheten ikke skal forårsake ulykker, skade, tap, yrkesrelaterte sykdommer eller negative langtidseffekter.

Utbyggingen skal møte gjeldende HMS-målsettinger; i det følgende gjengitt i stikkords form:

- Risikonivået skal minimaliseres, og ikke overstige en FAR-verdi (Fatal Accident Rate) på 10
- Utslipp til luft og vann skal ikke overstige Miljøsoks og Statoils ambisjonsnivå (<52 kg CO₂/Sm³ o.e. levert, < 0,12 kg NO_x/Sm³ o.e., < 1,4 kg nmVOC/Sm³ o.e.)

- HMS-hensyn skal integreres i all relevant virksomhet, strategier og planer
- Statoils målsetting om 0 skadelige utslipp ("0-tankegangen") skal implementeres
- Sikre kvalifisert personell og fornuftig ressursforvaltning
- Sikre erfaringsoverføring og tett samarbeid med tilsvarende prosjekter
- Sikre god kommunikasjon mellom prosjektet og partnere / myndigheter
- Stille 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 operasjoner med hensyn på sikkerhet og effektivitet. Personell involvert i planlegging, implementering og verifisering av bore- og brønnoperasjonene skal inneha nødvendige kvalifikasjoner.

Et eget HMS-program er utarbeidet for Svale og oppdateres ved starten av hver prosjektfase, og for øvrig ved behov (for eksempel ved kontraktsinngåelser, før spesielle operasjoner, før produksjonsstart og periodisk i driftsfasen). Det vil bli satt krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget HMS-program. Kontraktørene skal i tillegg kunne dokumentere et HMS-styringsystem.

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 gjennomført en studie av hvordan modifikasjoner på Norne vil påvirke personrisiko. Studien gav følgende resultat: Tilknytningen av satellittene i Svaleområdet vil øke risikonivået på Norne med tilnærmet 3 %. Dette tilsvarer en økning i FAR-verdi på 0,2. Ny FAR-verdi for Norne er beregnet til 6,2. Risikonivået ligger innenfor gjeldende akseptgrenser.

Miljørisiko relatert til planlagte og akutte utslipp til sjø har blitt analysert for utbyggingen, og resultatene er nærmere omtalt i kapittel 7 og 8. I tillegg er det utført studie på teknisk sikkerhet og arbeidsmiljø som en del av konseptstudien for modifikasjoner på Norne FPSO.

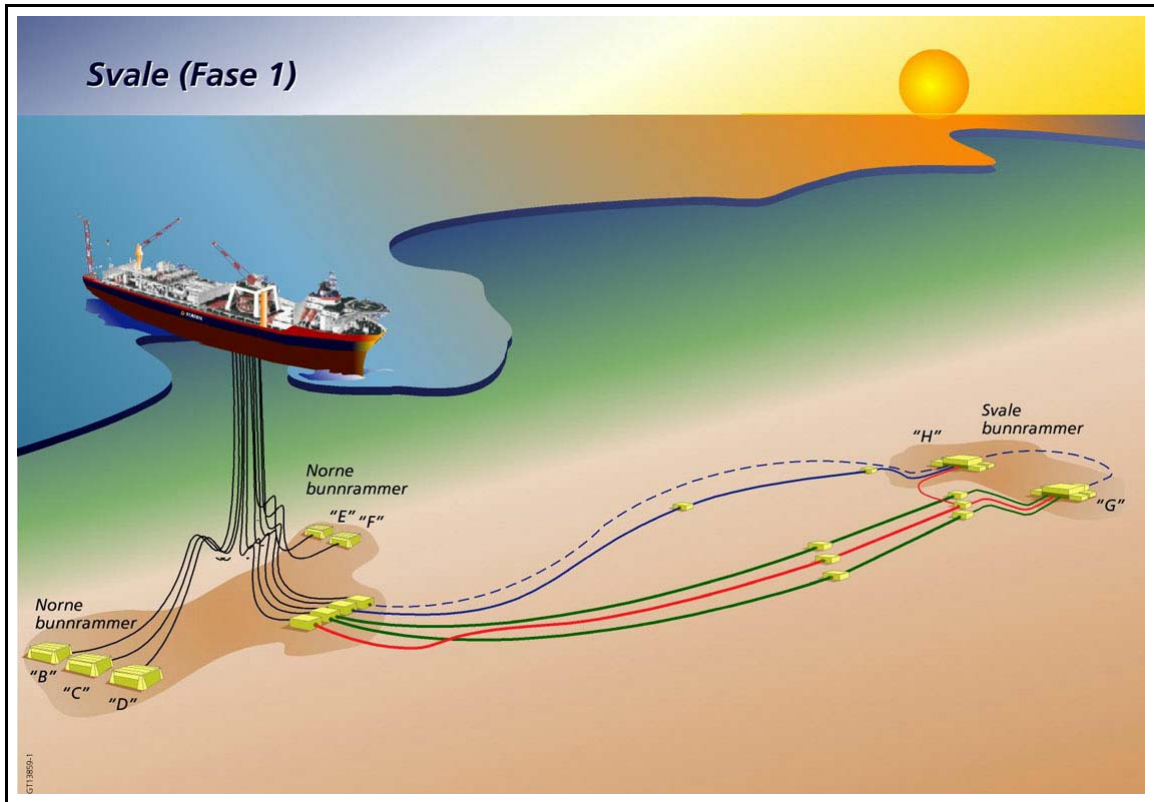
4.9 Utbyggingsløsning

Det planlegges å fase inn undervannsanleggene for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord til Norne FPSO. Svale planlegges bygget ut med en bunnramme for vanninjeksjon og en bunnramme for produksjon. Stær og Lerke planlegges også bygget ut med to bunnrammer h.h.v. for vanninjeksjon og produksjon, mens Svale Nord planlegges bygget ut med en bunnramme for både vanninjeksjon og produksjon.

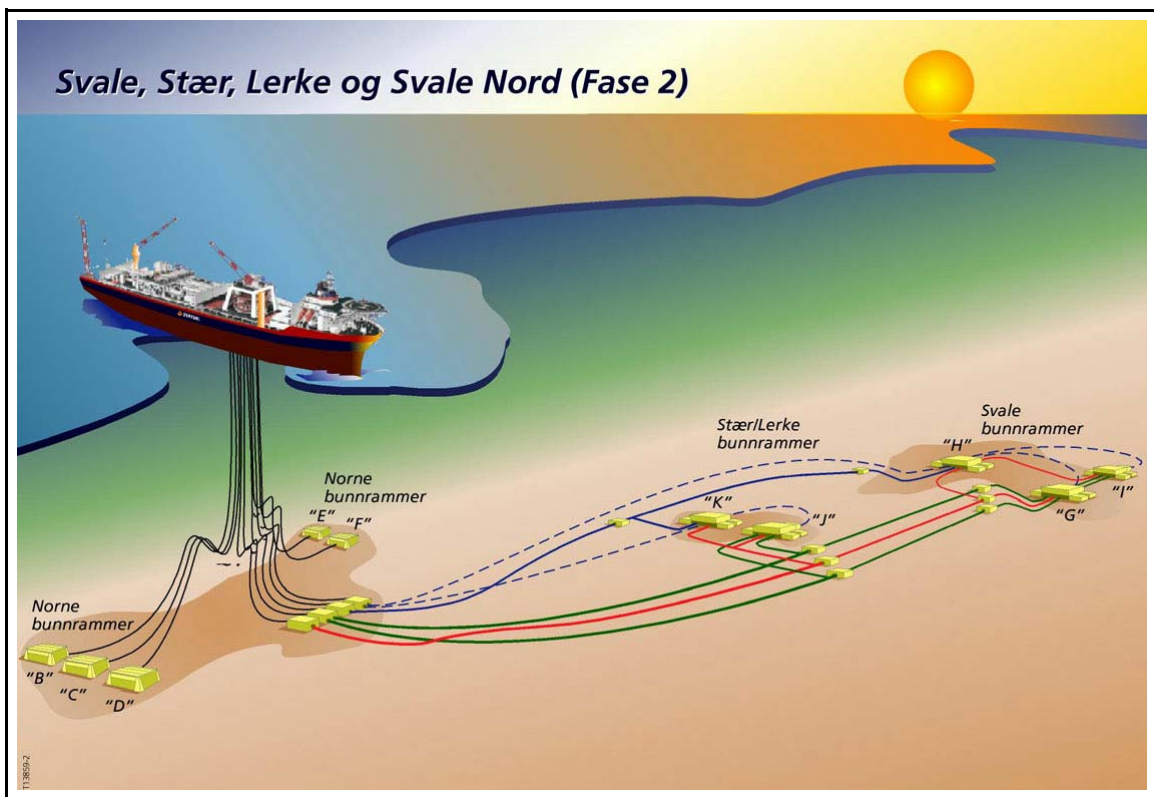
Produksjonsbrønnene på Svale vil bli utstyrt for gassløft nede i brønnen. Alle brønnene er planlagt med sandkontroll. Produsentene planlegges med sandskjerm og gruspakking, mens injektorene får bare sandskjerm. Lengden på brønnene vil bli fra 2250 m til 3000 m, med vinkler fra 30 - 60 grader.

Ved innfasing til Norne FPSO vil en utnytte ledig kapasitet for olje- og gassprosessering når Norne sin egen produksjon går av platå. Tilknytningen vil bestå av to stigerør opp til skipet via to strømningsrør, samt en forenklet måling av brønnstrømmen til produksjon- og testmanifold.

Utvinningsmekanismen for Svale er basert på injeksjon av sjøvann. I første omgang vil det bli lagt til rette for injeksjon av ubehandlet sjøvann til Svale og gassløft til både produksjonsbrønner og produksjonsstigerør. Produsert vann fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil bli blandet med vannet fra Norne, og eksisterende anlegg for injeksjon av produsert vann vil også bli benyttet for det nye vannet. Produsert vann kan ledes via vannkjølere til sugesiden av vanninjeksjonspumpene. Ved siste oppgradering av vanninjeksjonssystemet med en fjerde pumpe, ble det tatt hensyn til at denne pumpen skal tåle en kombinasjon av produsert vann og sjøvann.



Figur 3.2. Skisse av mulig utbyggingsløsning for Svale med tilknytning til Norne-skipet (Fase 1)



Figur 3.3. Skisse av mulig utbyggingsløsning for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord med tilknytning til Norne-skipet (Fase 2)

For å håndtere og realisere Nornes sine mål om injeksjon av produsert vann har Nornes driftsorganisasjon satt i gang en gruppe (KF) som kontinuerlig vurderer problemstillinger, tiltak og forbedringer i forbindelse med injeksjon av produsert vann. Et system for reinjeksjon er under testing og utredning pågår. Utredningen inkluderer blant annet:

- Sand i produsert vann
- Avleiring i injeksjonsystemet
- Forsuring av reservoaret
- Temperaturbegrensninger

4.9.1 Traséundersøkelser

Ulike faser av de planlagte traséundersøkelsene som vil bli gjennomført i forkant av marine operasjoner, er oppsummert som følger:

Fase 1 - Oversiktskartlegging av korridoren:

- Gjennomføres i perioden august - oktober 2001
- Kartlegging av en korridor på 1 km
- Grunnundersøkelser bunnrammeplassering
- Utgjør grunnlag for rørprosjektering, trasévurdering og lokalisering av optimal trasé
- Bruk av skrogmontert multistråleekkolodd, tauet sidesøkende sonar og innhenting av lett seismikk
- Eventuelle forekomst av koraller i korridoren vil bli avdekket

Fase 2 - Detalkartlegging av traséen:

- Gjennomføres trolig i løpet av andre halvår 2002
- Dekning av en korridor på 80-200 m bredde langs den valgte traséen
- Grunnlag for detaljprosjektering/optimalisering av rørledningen i forhold til frie spenn, steinfyllinger, nedgraving, m.m.
- Bruk av multistråleekkolodd og høyopløselig sidesøkende sonar samt bunnpenetrerende ekkolodd festet til enten en kabelstyrt eller kabelfri undervannsfarkost (ROV)
- Geoteknisk prøvetaking og trykksonderinger utføres som eget tokt 3-4 uker etterpå

Fase 3 - Leggeundersøkelse:

- Dersom et ankerbasert leggefartøy velges, vil aktuell oppankringskorridor (bredde 3-4 km) måtte kartlegges med multistråle ekkolodd og sidesøkende sonar senest 6 måneder før legging. Denne operasjonen gjøres for at leggekonspektør skal kunne planlegge et oppankringsmønster som ikke kommer i konflikt med eventuelle korallforekomster.
- Før legging vil traséen inspiseres med en kabelstyrt undervannsfarkost for å sjekke at ingen uidentifiserte forhold/objekter befinner seg i leggetraséen

4.9.2 Bore- og anleggsfasen

Anleggsarbeidene vil omfatte:

- Utplassering av bunnrammer
- Boring og komplettering av brønner
- Legging av rørledninger

Svale planlegges å bygges ut med seks brønner; to for injeksjon og fire for produksjon. Brønnene vil bli boret fra mobil borerigg. Stær og Lerke planlegges å bygges ut med to oljeproducenter og en injeksjonsbrønn hver, og Svale Nord planlegges å bygges ut med en oljeproducent og en injeksjonsbrønn. Boreplan er vist i tabell 4.2.

Tabell 4.2. Plan for boring av oljeproducenter (o) og vanninjeksjonsbrønner (i)

År	Svale	Stær	Lerke	Svale N
2 002	2 o + 2 i			
2 003	2 o			
2 004		2 o + 1 i	1 o	
2 005			1 o + 1 i	1 o + 1 i

Posisjoner for bunnrammene for Svale (G/H), Stær og Lerke (K/J) er gitt i tabell 4.3. Bunnrammen for Svale Nord (I) vil bli plassert like Nord for bunnrammene ved Svale, som vist i figur 3.3.

Tabell 4.3. Posisjoner for havbunnsrammer

Bunnrammer	Posisjon (m)
Produksjonsramme "G"	466 261 Ø 7 328 496 N
Injeksjonsramme "H"	466 300 Ø 7 328 450 N
Produksjonsramme "J"	463 467 Ø 7 325 834 N
Injeksjonsramme "K"	463 441 Ø 7 325 807 N

Rørledninger vil bli utplassert mellom Svale og Norne. Ved utbygging av Stær, Lerke og Svale Nord, vil disse bli tilkoblet de utplasserte rørledningene. Lengde og dimensjoner for rørledningene mellom Svale og Norne er vist i tabell 4.4.

4.4 Oversikt over rørledninger

Funksjon	Lengde (km)	Indre diameter (mm)
Produksjon	2 x 10	285
Vanninjeksjon	1 x 10	320
Gassinjeksjon/løft	1 x 10	203,2

4.9.3 Transportløsninger

Oljen fra satellittene vil bli transportert til Norne gjennom to strømningsrør og to stigerør.

Transporten av olje fra produksjonsskipet Norne vil skje med skytteltankere. Skytteltankerne har en kapasitet på 135.000 m³. Norne produserer omlag 35 000 m³ olje/døgn som tilsvarer omlag 90 laster pr. år. Svale vil til sammenligning kunne produsere omlag 7-8000 m³ olje/d på platå som utgjør omlag 20 % av produksjonen fra Norne og tilsvarer omlag 20 laster pr. år. Transporten vil gå sørover til raffinerier i Europa eller til Mongstad.

4.9.4 Modifikasjoner på Norne-skipet

Det vil bli behov for mindre modifikasjoner for å øke væske og vannbehandlingskapasiteten på produksjonsskipet. I tillegg må fakkelsystemet modifiseres før innfasing av satellittene. Følgende modifikasjoner vil bli gjennomført på produksjonsskipet Norne:

- Installere to Svale produksjonslinjer
- Installere flerfase målesystem på hver produksjonslinje for Norne og Svale
- Oppgradere testseparator målesystem for kalibrering av flerfasemålere
- Installere to innløpsvarmevekslere for Svale og oppgradere varmemediumsystemet med en ny pumpe
- Installere Svale vanninjeksjonslinje fra eksisterende vanninjeksjonsmanifold
- Installere Svale gassløft linjer til produksjonsriser fra eksisterende gassinjeksjon/eksport linje
- Oppgradere testseparator for bruk under normal produksjon

- Oppgradere sand- og vannbehandlingskapasiteten med en sand- og hydrosyklonenhet
- Oppgradere produsertvann avgassingstank
- Oppgradere kapasiteten i fakkelsystemet for økt væskeproduksjon
- Installere pumpe for utsirkulering av brønnstrømsvæske i produksjonslinjer med stabilisert råolje
- Installere kjemikalietanker og pumper for undervannsystemene
- Oppgradere undervanns hydraulikkenhet
- Bygge et lokalt utstyrrom på dreieskiven
- Installere en metanoltank på skipet for å øke lagerkapasiteten
- Installere en metanoltank med pumpe på dreieskiven for rask tilgjengelighet
- Oppgradere kontroll- og styringssystemet på skipet.

4.10 Økonomi

De totale kostnadene for utbygging er pr mai 2001 beregnet til cirka 2,9 milliarder 2001-kroner for Svale, og 4,7 milliarder kroner for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord. Utbyggingskostnadene omfatter investeringer i anlegg og produksjonsutstyr, boring og brønnvedlikehold fram til produksjonsoppstart. Driftskostnadene etter produksjonsstart er beregnet til 210 - 320 millioner kroner årlig inkludert Stær, Lerke og Svale Nord og omfatter produksjon på feltet og driftsbemanning i land.

De samlede inntekter er beregnet å utgjøre 60 mrd kroner i tiden 2005 til 2017. Verdien av salgsinntektene utgjør om lag 9,7 mrd kroner neddiskontert til 2001 med 7% rente.

4.11 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.

I St.meld. nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel, har OED vurdert enkelte konkrete

disponeringssaker. Rørledninger som har ligget eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt

fjernet. Storparten av øvrige rørledninger og kabler som har vært stabilt nedgravd eller tildekket, blir anbefalt etterlatt på stedet.

Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig akseptable, og som ikke vil skape problemer for utøvelse av fiske på kort eller lang sikt. Alle feltrør og koblingsenheter vil først bli stengt ned og sikret. Brønnene vil deretter bli forseglet med to plugg, før beskyttelsesstrukturer, koblinger og brønnrammer bli fjernet ved hjelp av kranfartøy. Det vil ikke bli etterlatt utstyr på havbunnen som kan utgjøre en sikkerhetsmessig risiko for noen virksomhet.

Flere metoder kan anvendes i forbindelse med avvikling. En metode kan være å kutte eksponerte deler av ledningene, fjerne disse, og behandle endene på de etterlatte ledningene slik at de ikke skaper problemer for utøvelse av fisket. Dette kan oppnås f.eks. ved å kutte ledningene under sjøbunnen, ved å grave rørledningsendene og eventuelt deler av rørledningene for øvrig ytterligere ned i sjøbunnen, ved overdekning med stein, eller ved en kombinasjon av disse metodene. Dette vil bli behandlet i avslutningsplanen.

Havbunnsrammer og ventiltrær vil normalt ha en gjenbruksverdi, avhengig av når produksjonen avsluttes. Det vil også bli vurdert hvorvidt rørledningene kan ha en gjenbruksverdi.

I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan rørledninger, brønnrammer og andre havbunnsinstallasjoner skal håndteres. I tabell 4.5 er det gitt en oversikt over havbunnsinstallasjoner for utbyggingen.

Tabell 4.5. Havbunnsinstallasjoner

5 (2) stk brønnrammer m/brønnhoder, ventiltrær og beskyttelsesstrukturer
Endestykker for kontrollkabel, 10 (6) stk
Glassfiber beskyttelses-tunneller over tilkoblingsledninger eller lignende
Beskyttelsesstruktur over T-kobling brønnstrømsledning
Diverse tilkoblingsenheter
Brønnstrømsledning, 20 km (Carbon m/liner)
Vanninjeksjonsledning, 10 km Carbon m/PE liner
Gassinjeksjonsledning/løft, 10 km Carbon
Stigerør 4 stk. a 700 meter
Dynamisk kontrollkabel 1. stk. 700 meter
Statisk kontrollkabel 17 (10) km + 600 (300) meter
Endemodul m/piggefasiliteter, 2 (1) stk

*Tall uten parentes angir totalt antall installasjoner for Svale, Stær, Lerke og svale Nord. Tall i parentes angir kun for Svale

5 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet

Naturressurser og miljøforhold er utførlig beskrevet i RKU Norskehavet (kap. 5), og det henvises til denne. Se internettadresse under kap. 2.2.

5.1 Forhold utredet i Regional konsekvensutredning for Norskehavet

RKU Norskehavet omfatter, på tilsvarende måte som feltspesifikke konsekvensutredninger, både miljø- og samfunnsmessige konsekvenser.

Innholdet i RKU Norskehavet er i korte trekk:

- Innledning
- Merknader til utredningsprogrammet
- Oversikt over felt/rørledninger i området
- Oversikt over produksjon og utslipp
- Naturressurser i influensområdet
- Miljømessige konsekvenser fra utslipp til luft
 - ✓ CO₂ og klima
 - ✓ Regionale problemstillinger (forsuring, overgjødning, luftkvalitet/bakkenært ozon)
 - ✓ Utslppsreduserende tiltak (områderettede og feltspesifikke)
- Miljømessige konsekvenser av utslipp til sjø
 - ✓ Produsert vann
 - ✓ Ballastvann/drenasjevann/kjølevann
 - ✓ Slam/kaks fra boring
 - ✓ Akutt giftighet og langtidsvirkninger fra oljeinnhold, kjemikalier og andre komponenter
 - ✓ Vurderes både utfra generell kunnskapsstatus og feltspesifikke og regionale modellberegninger
 - ✓ Utslppsreduserende tiltak
- Akutte utslipp til sjø
 - ✓ Uhellshendelser og sannsynligheter for uhell
 - ✓ Vurdering av influensområder og virkninger av uhellsutslipp
 - ✓ Oljevernberedskap
- Konsekvenser for fiskerinæringen
 - ✓ Fiskeriaktiviteten i berørte områder
 - ✓ Konsekvenser av arealbeslag, rørledninger og akutte utslipp
- Samfunnsmessige virkninger

- ✓ Samfunnsøkonomisk lønnsomhet
- ✓ Vare- og tjenesteleveranser
- ✓ Nasjonale sysselsettingsvirkninger
- Miljøundersøkelser
 - ✓ Overvåking av bunn og vannsøyle
 - ✓ Nasjonale terrestriske overvåkingsprogram

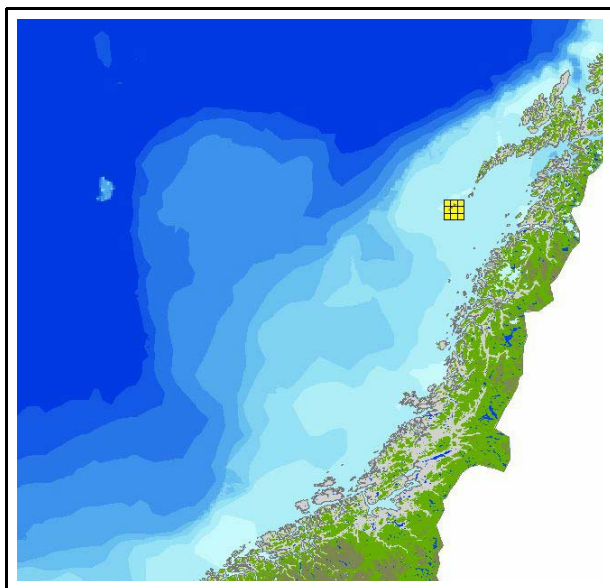
5.2 Forurensingssituasjonen

Havbunnen ved Norne har vært overvåket for kjemisk og biologisk påvirkning siden 1995. Oppfølgende regionale undersøkelser har vært utført under utbyggingen av Norne-feltet (1997) og under driftsfasen (2001). Svale-området vil inngå i den regionale overvåkingen som neste gang vil bli utført i 2004. En grunnlagsundersøkelse vil bli gjennomført før boringen, sommeren 2002.

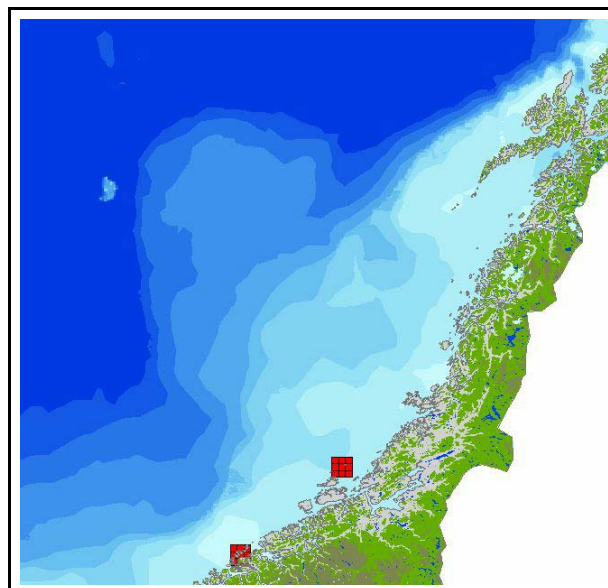
Hovedkonklusjonen fra de regionale undersøkelsene er at Haltenbanken er lite forurenset. Leire og siltholdig sediment dominerer, og bløtbunnsamfunnet blir karakterisert som sunt i hele regionen. Det er ikke funnet forurensing av tung- metaller, og hydrokarboninnholdet i sedimentene er lavt. De fleste stasjonene karakteriseres som "ikke forurenset". Konsentrasjonen av barium, som stammer fra borevæsker, har stort sett økt siden de tidligere undersøkelsene. Høyest konsentrasjon er funnet på de eldste feltene.

De regionale stasjonene som ligger nærmest Svale (Regional 1) har posisjonen 465959 Øst og 7320299 Nord (UTM-koordinater), og havdybden er 391 meter. Sedimentet er karakterisert som silt. Det ble funnet lave naturlige verdier for hydrokarboner, barium og tungmetaller. Diversitetsindeksene viste at forholdene i bunnfaunasamfunnet er gode.

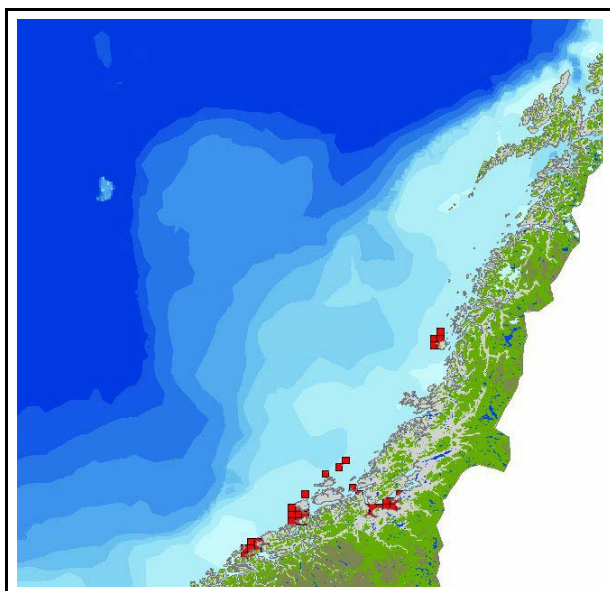
Ved Norne er 4 av de 20 prøvetakingsstasjonene funnet å være biologisk og kjemisk påvirket. Stasjonene ligger nær bunnrammene og påvirkningen skyldes sannsynligvis et høyere totalt hydrokarbonnivå som følge av akutt utslipp av oljebasert boreslam.



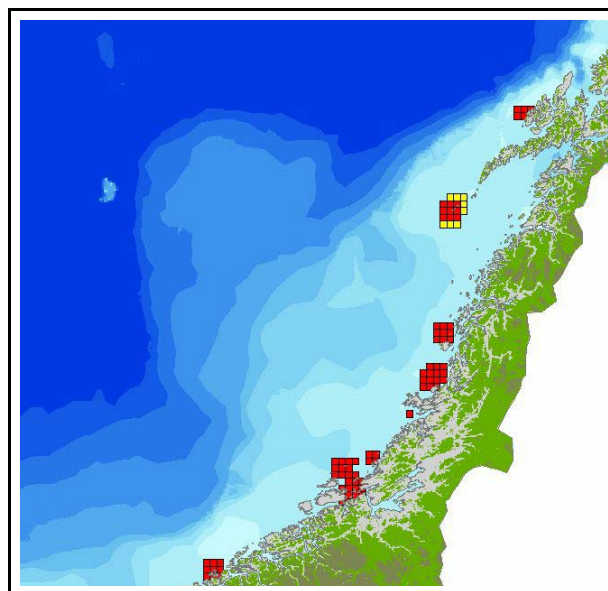
Figur 5.1. Regional SMO for torskeegg (April)



Figur 5.3 Nasjonal SMO for sjøpattedyr (Juli)



Figur 5.2. Nasjonale SMO for sjøfugl (januar)



Figur 5.4. Nasjonale (rødt) og regionale (gult) SMO for Sjøfugl (juli)

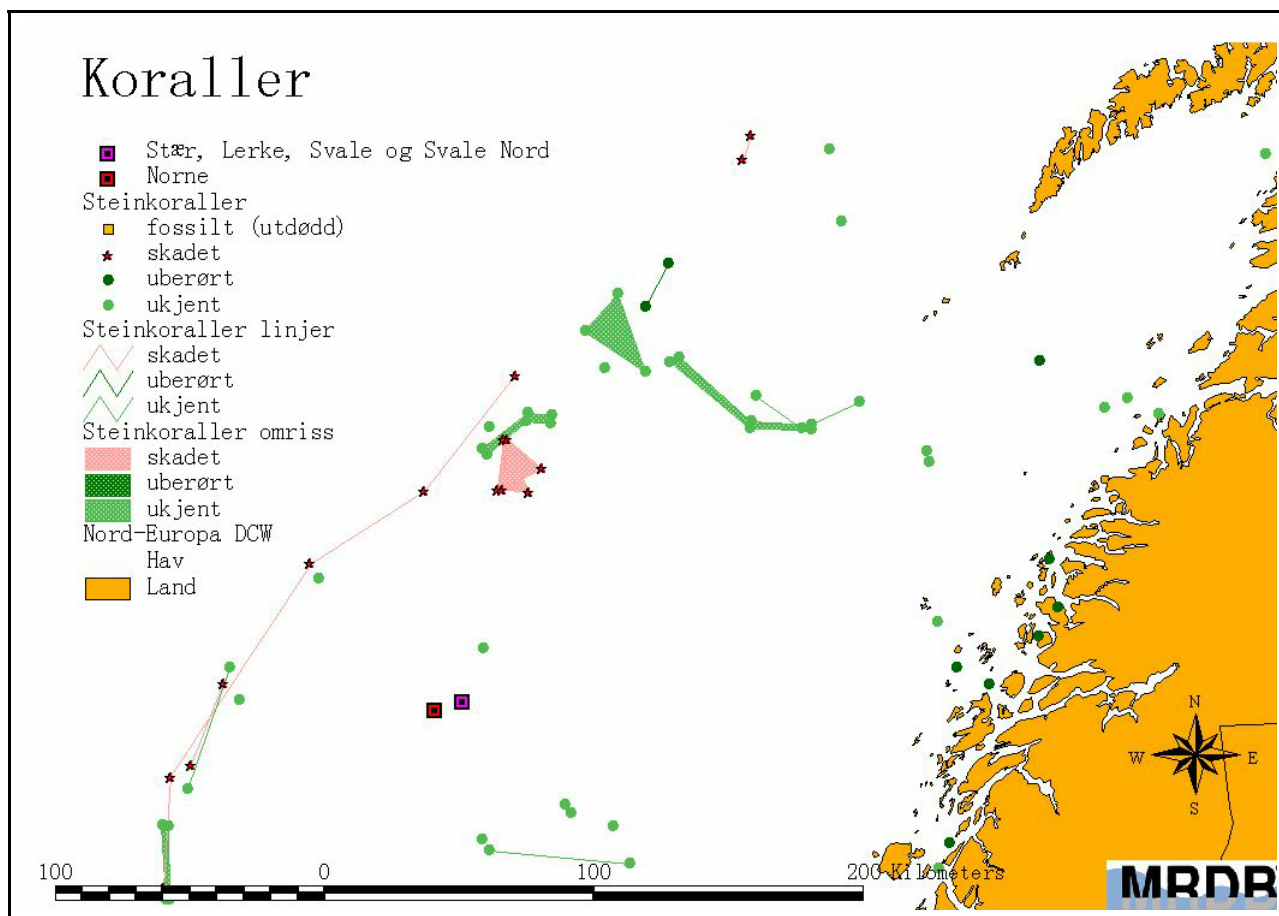
5.3 Spesielt miljøfølsomme områder

SFT har på oppdrag av MD identifisert spesielt miljøfølsomme områder i relasjon til petroleumsvirksomhet (SMO). SMO-arbeidet ble publisert i 1999 og er ikke dekket gjennom RKU Norskehavet. SMO omtales derfor nærmere her.

SMO for Norskehavsregionen er beskrevet som sel og sjøfugl langs kysten, og gytefelt for torsk ved Lofoten (mars-april), se figur 5.1 - 5.4.

5.4 Koraller

Korallrev er ikke beskrevet i RKU Norskehavet, og omtales derfor nærmere her. Et korallrev med steinkoraller (*Lophelia*) utgjør et meget variert habitat. Den komplekse strukturen gjør revene egnet som leveområde for et stort antall fastsittende og frittlevende dyr. Den totale høyden på de største korallrevene kan bli opp til 25-30 m, og lengden kan være flere hundre meter.



Figur 5.5. Korallforekomster registrert i MRDB (Kilde: Fosså *et al.*, 2000)

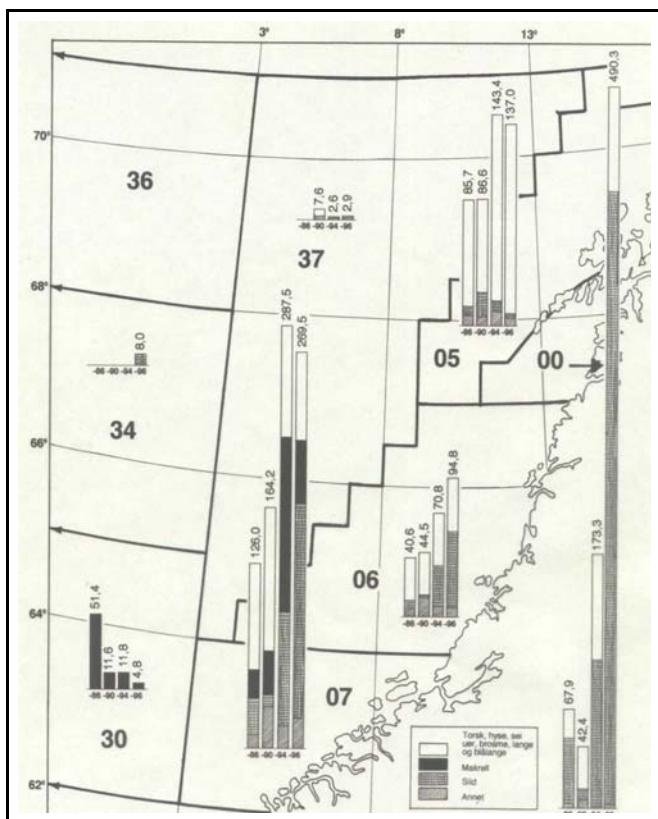
I forbindelse med planleggingen av Haltenpipe ble den 200 km lange traséen kartlagt i en bredde på 3 km. Innenfor dette området ble det funnet 57 store korallrev på vanndybder mellom 250 og 300 m. Datering av rev ved Haltenpipe-traséen viser at de største revene i området er noe over 8000 år gamle. Den endelige traséen for røret ble valgt slik at ingen del av rørledningen kom nærmere noen av disse korallrevene enn 50 m.

Svaleutbyggingen innebærer legging av rørledning-er mellom satellittene og Norne. Det er ikke kjent forekomster av *Lophelia*-rev i dette området som vist i figur 5.5, og det forventes ikke at utbyggingen vil medføre konflikt med sårbare forekomster av korallrev. Planlagte traseundersøkelser vil gi nærmere opplysninger om hvorvidt slike forekomster finnes langs de aktuelle traséene. Størrelse og tetthet kan da bestemmes ut fra undersøkelser med sidesøkende sonar og inspeksjon med ROV.

5.5 Fisk og fiskerier

Midtnorsk sokkel er et høyproduktivt havområde med betydelige planktonforekomster og store bestander av blant annet torsk, hyse, sei, uer og sild, som er svært viktige i fiskerisammenheng (se figur 5.6). Forekomst av fisk og fiskerier i Norskehavet er nærmere beskrevet i RKU. Beskrivelsen av fiskeriaktiviteten i områder som berøres av prosjektet er basert på Aaserød (2001).

Utbyggingsprosjektet ligger innenfor fiskeristatistikkens lokasjon 0624, med Norne plassert i det sørvestre hjørnet av lokasjonen som vist i figur 5.7. Det er registrert tråling etter vassild i de sørlige deler av lokasjonen, som utgjør nordvestlig avgrensning av vassildfeltet i Sklinnadjupet. De fiskerikartlegginger som er gjennomført viser en nordvestlig avgrensning av trålfeltet på Sklinnadjupet på omlag 65° 55' N og 8° Ø.



Figur 5.3.: Det norske fisket i fiskeristatistikk-områder utenfor Midt-Norge fordelt på de viktigste fiskeslag (Kilde: Fiskeridirektoratet)

Det mest interessante området er, i følge aktive fiskere, områdene med større dyp enn 400 meter, d.v.s. områder som ligger dypere enn utbyggingsprosjektet. Det er også registrert mindre trålfangst, hovedsakelig av uer, i lokasjonen enkelte år. De fiskerikartleggingene som er gjennomført viser imidlertid at bunnforholdene ved Norne, Lerke, Stær, Svale og Svale Nord ikke er egnet for trålfiske.

I følge fiskerikartleggingene er det registrert et lite, men viktig linefelt i den nordvestre del av lokasjonen. Det er videre registrert et større og sammenhengende meget viktig linefelt i den østlige halvdel av lokasjon 0624. Begge feltene ligger

utenfor utbyggingsområdet og benyttes primært i 1. kvartal (spesielt februar- mars). Det er bare registrert et sporadisk linefiske i nærområdet til Norne og Svale. Det drives heller ikke garnfiske av betydning i nærområdet. Fiskeriaktiviteten i lokasjon 0624 er sammenstilt i tabell 5.1.

Tabell 5. 1: Oversikt over fiskerier innenfor fiskeristatistikklokasjon 0624

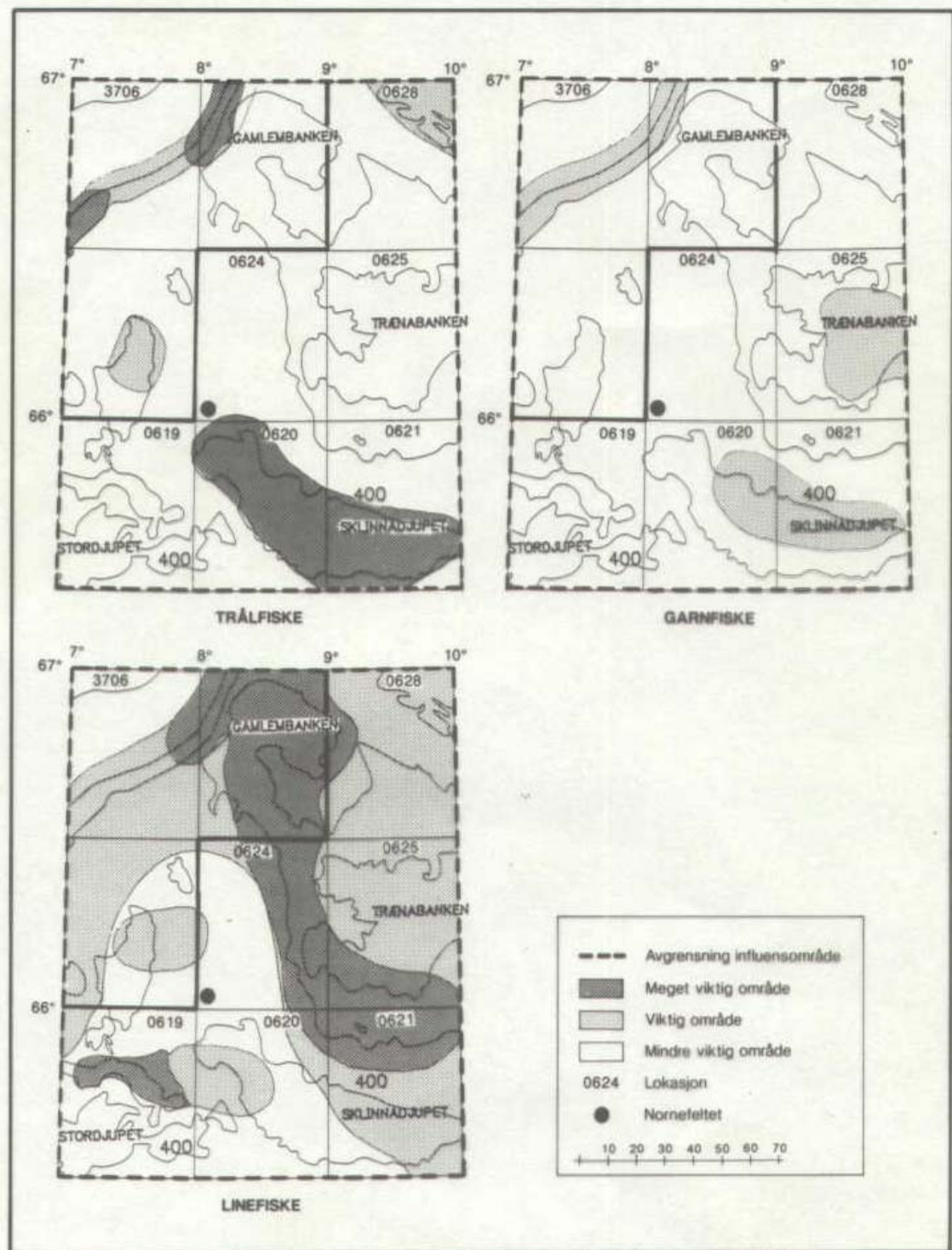
Fiskerier i Lokasjon 0624	Viktighet
Linefiske i østre halvdel av lokasjonen:	Meget viktig
Linefiske i nordvestre del av lokasjonen:	Viktig
De mest fangstintensive periodene er februar – mars. Feltene benyttes også i 2. og 3. kvartal.	
Garnfiske: ikke registrert noe i fiskerikartleggingene	Lite viktig
Trålfiske: sporadisk	Lite viktig *)

* Vurderingen av viktighet for trålfiske er basert på Fiskeridirektoratets fangststatistikk.

RKU beskriver registrerte gytefelt i Norskehavet. Utbyggingen av Svale-området vil ikke berøre viktige gytefelt. Det samme gjelder senere utbygging av feltene Lerke, Stær og Svale Nord. For en nærmere beskrivelse av fiskeressurser og fiskeriaktivitet i området vises det til RKU Norskehavet, kapitlene 5.1.3, 5.1.4, 5.1.10 og 9.

5.6 Kulturminner

Langs rørledningstraseene og på lokalitetene for plassering av bunnsrammer vil det kunne forekomme skipsvrak. Synlige vrak vil bli oppdaget ved de planlagte traséundersøkelsene. Ved eventuelle funn vil det bli gitt informasjon til kulturminnemyndighetene, og det vil være en målsetting å unngå at planlagte inngrep kommer i konflikt med registrerte funn.



Figur 5.7. Viktige fiskefelt i områdene rundt Norne

6 Planlagte utslipp til luft

Utbygging av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil føre til økte utslipp til luft som følge av:

- Boring og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner (legging av rør m.m.)
- Drift/prosessering
- Reinjeksjon av gass
- Transport av olje (lagring på Norne-skipet, lastning av skytteltankere, transport med skytteltankere)
- Økt transportaktivitet (forsyningsbåter)

Til boring og komplettering vil det bli benyttet en halvt nedsenkbar borerigg, og utslipp til luft vil skje fra denne. I driftsfasen vil det kunne være aktuelt å benytte borerigg eller boreskip for brønnintervensjoner eller brønnvedlikehold, og det vil fra disse bli utslipp til luft. For øvrig vil alle utslipp til luft i driftsfasen skje fra Norne-skipet, og fra oppankrede tankskip under lastning av olje. Tiltak for å redusere skadelige utslipp til luft er omtalt i kapittel 6.7.

6.1 Utslipp knyttet til boring

Boreriggen planlegges å være fullt utstyrt for boring, komplettering og brønntesting. Total tid for bore- og brønnoperasjoner (boring og komplettering) vil være omtrent som vist i tabell 6.1.

Tabell 6.1. Estimert tid for boring og komplettering av en brønn på Svale

Boring antall dager	Komplettering antall dager	Totalt antall dager
24	25	51

Borestart er tidligst 2. kvartal 2002 og i henhold til foreløpig boreplan vil det pågå bore- og kompletteringsarbeid i årene 2002 - 2005 som vist i tabell 4.2.

Utslipp til luft i borefasen på Svale, Stær og Lerke vil i hovedsak bestå av:

- Avgasser i forbindelse med kraftgenerering på boreriggen
- Avgasser ved brønnopprensning/brønntesting

6.1.1 Utslipp ved kraftgenerering

I borefasen vil dieselmotorer på boreriggen benyttes til kraftgenerering. Forventet dieselforbruk er ca. 15 m³/døgn. Dette medfører et totalt forbruk av diesel på 650 tonn ved boring og komplettering av en brønn. Totale utslipp til luft for hele borefasen er angitt i tabell 6.2.

Tabell 6.2. Beregnet utslipp til luft i borefasen

År	Dager	Diesel	CO ₂	NO _x	VOC	SO ₂
		m ³	Tonn	Tonn	Tonn	Tonn
2002	204	3060	8320	180	13	7
2003	102	1530	4160	90	7	4
2004	204	3060	8320	180	13	7
2005	153	2295	6240	135	10	5

Utslippsfaktorer: CO₂: 3,2 tonn/tonn, NO_x: 70x10⁻³ tonn/tonn, nmVOC: 5x10⁻³ tonn/tonn, SO₂: 2,8x10⁻³ tonn/tonn. Egenvekt diesel : 0,85 tonn/m³

6.1.2 Utslipp ved brønnopprensning/brønntesting

Brønnene vil bli rensket opp, testet og klargjort mens boreriggen ligger på feltet. Tid til brønnopprensningen og riggens utslipp for kraftgenerering er inkludert i estimatene gitt i tabell 6.2.

Det planlegges ingen langvarig brønntest for å evaluere brønnens produksjonskapasitet. Noe gass og diesel vil imidlertid bli brent i opprenskningsfasen. På Norne ble tre brønner rensket opp ved bruk av brennerbommen på Transocean Prospect i 2000. Totalt ble det for disse 3 brønnene rapportert forbruk av 374 tonn diesel og 34 860 Sm³ gass i forbindelse med opprenskningsarbeidet. Beregnet utslippet til luft fra disse brønnene er vist i tabell 6.3.

Tabell 6.3. Utslipp til luft ved brønnopprensning

Brønn- opprensning Norne	CO ₂	NO _x	VOC	SO ₂
	Tonn	Tonn	Tonn	Tonn
3 stk i 2000	1279	2	1	1

I tillegg ble det rapportert utslipp på 8 mg PCB, 49 mg PAH og 0,0004 mg Dioksin fra de tre brønnene totalt.

Brønnene på Svale er ikke planlagt i detalj ennå, men de vil bli kortere enn Norne-brønnene som det er referert til her. Forbruket av gass og diesel og dermed utslippene forventes derfor å bli mindre enn tilsvarende operasjon på Norne-brønner.

Brønnbanene for Lerke, Stær og Svale Nord er ikke bestemt ennå.

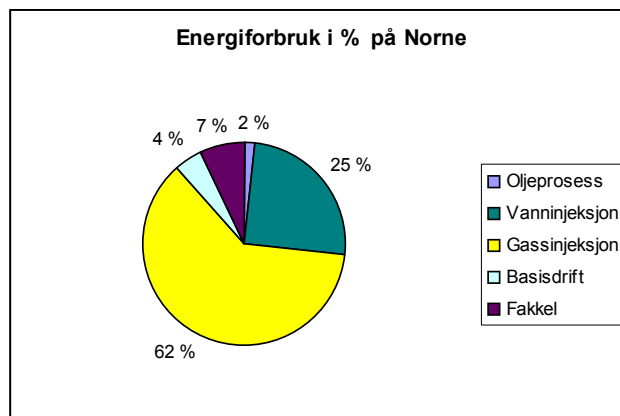
6.2 Utslipp til luft knyttet til driftsfasen

Brønnstrømmen fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil gå til separatorene på Norne for utskilling av gass, olje og vann. Stabilisert olje vil bli overført til lastetankene på Norneskipet og gassen fra separatorene vil bli komprimert i flere trinn før den blir reinjisert i reservoaret eller går til salgsgass. Slik de foreløpige planene er, vil både Svale, Stær, Lerke og Svale Nord i perioder være avhengig av gassleveranser fra Norne.

Prosessering og lagring av gass og olje krever energi som igjen vil medføre utslipp til luft av CO₂, NO_x, CO, CH₄, nmVOC og N₂O. Av disse er det CO₂, NO_x, nmVOC og CH₄ som av mengdemessige årsaker har størst miljømessig betydning. Utslippene av disse gassene kommer fra følgende kilder på Norne-skipet:

- 2 stk dual fuel gassturbiner for generering av kraft til prosessanlegg og skip
- 2 stk gassturbiner for drift av gassinjeksjonskompressorer (lav-NO_x)
- Dieselmotor (essential generator) for kraftproduksjon
- Dieselmotor for drift av brannpumper og nødstrømsaggregat
- Diffuse utslipp fra prosessanlegget
- Utslipp fra lagring og lastning av olje
- Utslipp knyttet til transport av olje med skytteltankere

Energibehovet og dermed utslippene er først og fremst knyttet til komprimering og injeksjon av gass. På Norneskipet stod gassinjeksjon for 62 % av energibruken i 2000 som vist i figur 6.1.



Figur 6.1. Energiforbruk for Norne

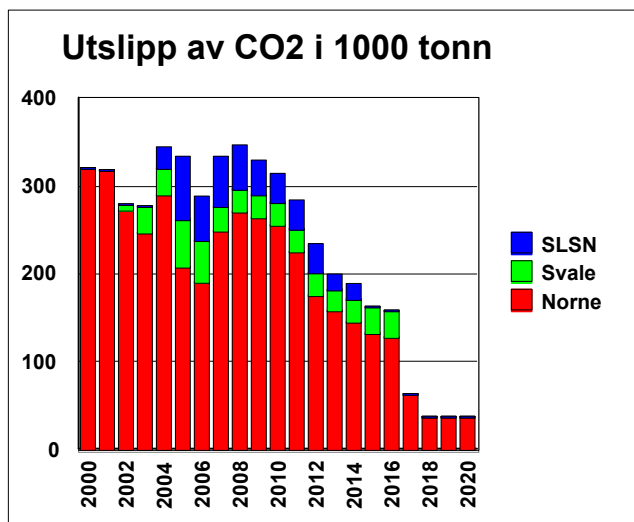
Gass- og vanninjeksjon vil også for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord utgjøre de største andelene av energiforbruket. Men siden både prosesseringen og kraftgenereringen er integrert med Norne, er ikke fordelingen mellom de ulike prosessene tallfestet på hver av prosjektene slik som den er vist ovenfor for Norne. Med dagens kapasitet for kraftgenerering på Norne er det mulig å fase inn de nye prosjektene uten nye turbiner for kraftgenerering. Turbinene vil imidlertid få en større belastning når de nye prosjektene fases inn.

Utslippmessig er det klimagassen CO₂ som dominerer. Fig 6.2 gir en oversikt over planlagte CO₂-utslipp fram til 2020 for Norne, Svale, Stær, Lerke og Svale Nord.

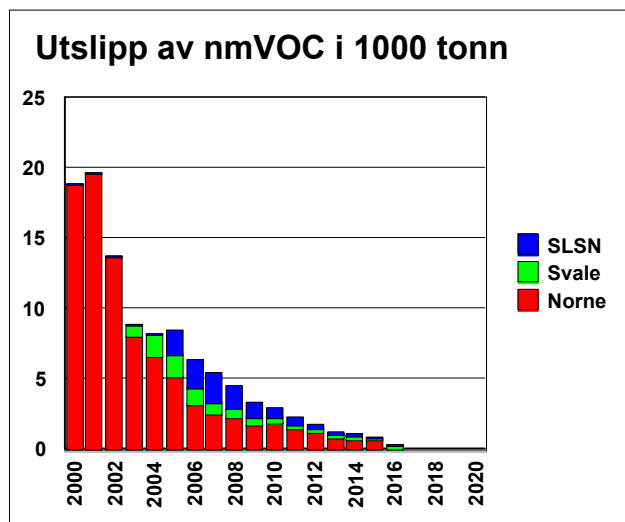
NO_x-utslippene på Norne var høyest i de første årene da man ikke hadde lav-NO_x gass turbiner samtidig som boringen pågikk på den separate flyteriggen. Det er dieselforbruket på boreriggen som i årene 2002 til 2005 vil utgjøre det største bidraget fra satellittfeltene til NO_x-utslippene, se figur 6.3

6.3 Utslipp fra lagring og lastning av råolje

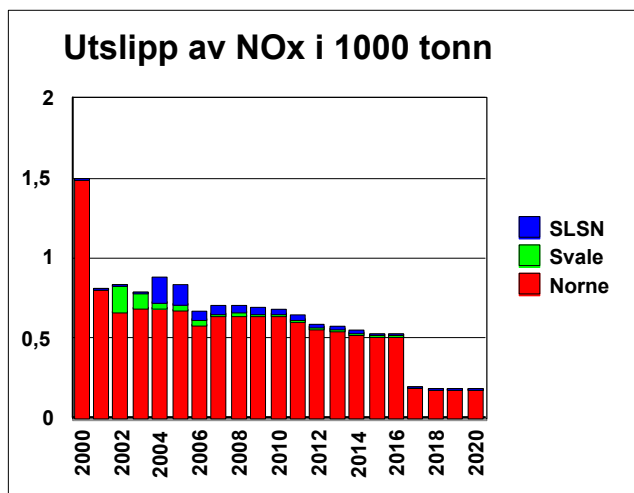
All olje som prosesseres på Norneskipet går til skipets lagertanker før den lastes ombord i en av skytteltankerne. Dette medfører avdamping av lettflyktige hydrokarboner (VOC) til luft.



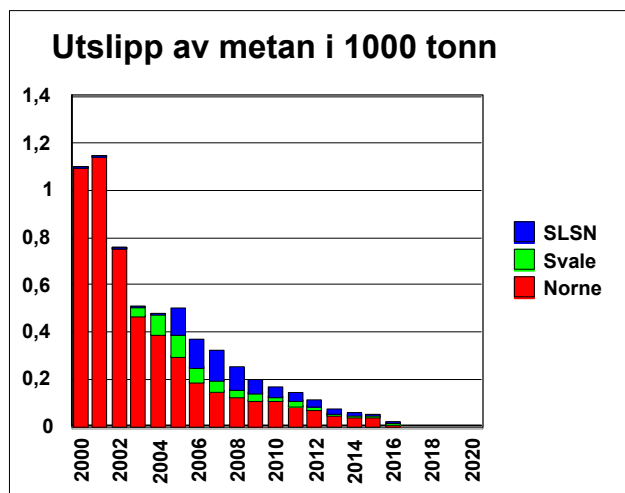
Figur 6.2. Beregnet utslipp av CO₂ fra h.h.v. Norne, Svale og Stær/Lerke/Svale Nord (SLSN)



Figur 6.4 Beregnet utslipp av nmVOC fra h.h.v. Norne, Svale og Stær/Lerke/Svale Nord (SLSN)



Figur 6.3. Beregnet utslipp av NO_x fra h.h.v. Norne, Svale og Stær/Lerke/Svale Nord (SLSN)



Figur 6.5. Beregnet utslipp av metan fra h.h.v. Norne, Svale og Stær/Lerke/Svale Nord (SLSN)

Mengdemessig er utslippene omtrent det samme fra disse to kildene :

- Fra lagring av olje (ca 0,13 % av lagret mengde)
- Fra lastning av olje på skytteltankere (ca 0,11 % av lastet mengde)

De oppgitte vektprosentene for avdampnet VOC er de samme for Svale, Lerke, Stær og Svale Nord som for Norne siden oljene vil bli blandet sammen under prosesseringen og Norneoljen vil dominere mengdemessig.

De lette hydrokarbonene reagerer noe forskjellig i atmosfæren. I internasjonale avtaler om begrensning av VOC, er det først og fremst de flyktige hydrokarbonene med unntak av metan (nmVOC) som det er fokus på. I figur 6.4. er utslippene fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vist og sammenholdt med de planlagte utslippene fra Norne.

Utslipp av metan ved lagring og lastning på Norne utgjør omlag 6 % av den totale mengden flyktige hydrokarboner. Figur 6.5 viser metanutslippene fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord sammen med de planlagte utslippene fra Norne.

6.4 Utslipp fra transportaktivitet

Oljeproduksjonen fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil i en kort periode (2006/2007) utgjøre omlag 20 laster med skytteltankere pr. år. Produksjonen avtar imidlertid raskt slik at oljeproduksjonen fra 2011 og utover vil være mindre enn 5 laster pr. år. Utslippene knyttet til denne transporten er beregnet til i størrelsesorden 12000 tonn CO₂, 300 tonn NO_x og 20 tonn nmVOC pr. år (gjelder utslipp i Haltenbanken-området). I tillegg vil det bli en marginal økning av utslipp knyttet til økt trafikk av forsyningsfartøyer, midlertidige mobile borerigger og helikoptertrafikk.

6.5 Sammenligning med utslippsprognoser og utslippsmåsetninger

Den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet omfattet området fra 63 °N til 68 °N og inkluderte følgende aktiviteter :

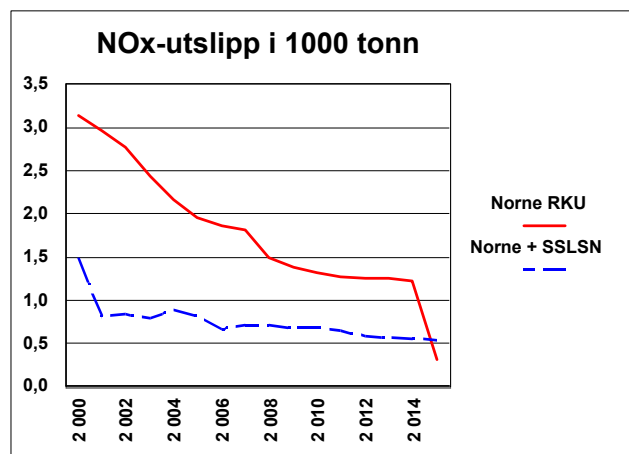
- Utbygde og planlagte felt: Heidrun, Draugen, Norne, Njord, Åsgard, Tyrihans, Kristin, Lavrans og Trestakk.
- All transportaktivitet med skip og helikopter
- Rørledninger på og mellom feltene samt Haltenpipe, Åsgard Transport og gasseskjort fra Norne, Heidrun, Tyrihans og Kristin med tilhørende effekter for landanlegg (Kårstø).
- Selskapenes planlagte leteboringer på aktuelle letelisenser nord for 63 °N. Fra år 2000 er det antatt samlet 10 letebrønner pr. år.
- Fiktive felt (FF) med utbyggingsløsninger som Norne for å belyse tilleggseffektene av en mulig økt aktivitet i fremtiden. Felt FF1 ligger på Vøring, FF2 på Nordland øst og FF3 på Møre. FF1 og FF3 er gitt en produksjon 2 x Norne, mens FF2 er gitt en produksjon på 1 x Norne.

RKU Norskehavet la til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 1998. OD's prognoser for alle utslipp som på det tidspunktet kunne relateres til felt er inkludert, dvs. ressursklasse 1- 4 . Svale, Stær og Lerke var på det tidspunktet ikke inkludert i disse ressursklassene.

Produksjonen fra Svale og de andre satellittene vil bli faset inn etterhvert som platåproduksjonen på Norne avtar. Dette medfører at

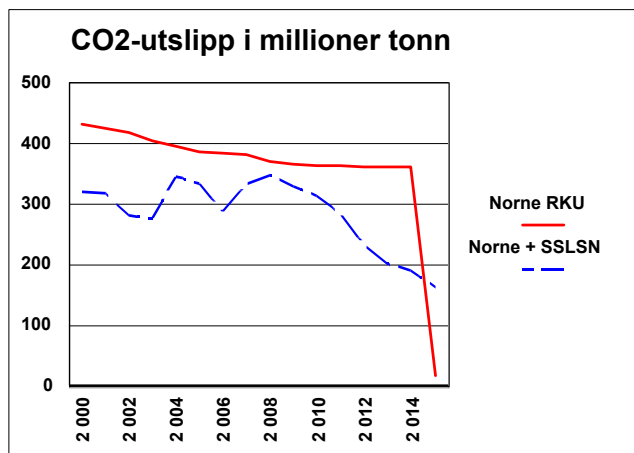
maksimalproduksjonen på Norne-skipet ikke vil øke vesentlig, men at produksjonsperioden forlenges. Utslippene fra den planlagte utbyggingen i Svaleområdet vil derfor ligge innenfor de maksimalverdiene som er benyttet for Norne i forbindelse med konsekvensvurderingene i RKU, når det gjelder CO₂ og NO_x.

Det samlede utslippet av NO_x fra Norne, inkl. utslippene fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord, vil utgjøre i underkant av 1000 tonn/år, mens det i RKU var lagt til grunn et maksimalt utslipp fra Norne på i overkant av 3000 tonn/år (se figur 6.6). Grunnen til dette avviket er i første rekke at en i de første prognosene (RKU) ikke har tatt hensyn til innfasingen av lav-NO_x-teknologi.



Figur 6.6. Estimerte utslipp av NO_x for Norne med og uten tillegget av satellittene (SSLSN).

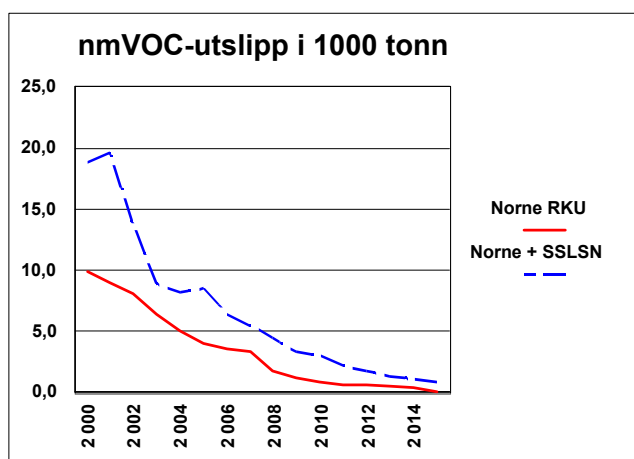
Samlede utslipp av CO₂ fra Norne, inkl. utslippene fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord, er beregnet til å ligge i størrelsesorden 300.000 tonn pr. år som vist i figur 6.7. Dette er noe i underkant av det som ble lagt til grunn for Norne i RKU.



Figur 6.7. Estimerte utslipp av CO₂ for Norne med tillegg av satelittene (SSLSN).

I henhold til foreløpige estimater vil de maksimale utslippene av nmVOC fra Norne utgjøre ca 20.000 tonn/år. Dette er omlag det dobbelte av det som var lagt til grunn for Norne i RKU. Avviket skyldes sannsynligvis at det ikke var tatt tilstrekkelig høyde for utslippene fra lagringen på Norneskipet

Når gjenvinningsanlegget for VOC på lagertankene står ferdig i løpet av 2002, vil nmVOC-utslippene halveres. Maksimalutslippene fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord er for perioden 2004- 2005 beregnet å kunne bli 3400 tonn nmVOC for så å synke til under 800 tonn i 2010 (se figur 6.8).



Figur 6.8. Estimerte utslipp av nmVOC fra Norne med tillegg av satelittene (SSLSN).

I figur 6.6 - 6.8 er vist foreløpige prognoser for utslipp av hhv. CO₂, nmVOC og NO_x fra Norne etter tilknytning av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord. Utslippene er sammenlignet med

prognosene som er lagt til grunn i h.h.v. RKU Norskehavet. Konsekvensanalyser for de enkelte konsekvenstemaene i RKU er gjort for basisåret 2000. For å teste hvordan en videre utbygging av regionen vil påvirke konklusjonene basert på basisåret, er det i RKU utført analyser for år 2006 som også inkluderer tre fiktive felt.

Det understrekes at de utslippsstørrelser som er lagt til grunn for konsekvensvurderingene i RKU ikke oppfattes som noe "godkjent" øvre utslippsnivå. Det vil alltid være et mål å redusere utslippene. Så lenge de totale utslippene ligger innenfor de verdiene som er benyttet i RKU, vil imidlertid ikke en ny utbygging i seg selv gjøre det nødvendig med nye konsekvensvurderinger av utslipp til luft.

Tabell 6.4 Prognoser for utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet år 2006.

Utslipps-komponent	år 2006 (totalt)	Svale, Stær, Lerke og Svale Nord (2006)
CO ₂ , tonn	4 710 000	96 000
NO _x , tonn	24 100	90

De samlede norske utslippene av de samme utslippskomponentene, samt utslippene fra olje- og gassvirksomheten, var i 1998 slik som vist i tabell 6.5.

Tabell 6.5 Samlede utslipp til luft år 1998.

Utslipps komponent	Totale norske utslipp, 1998	Norsk sokkel, 1998
CO ₂ , tonn	42 000 000	9 600 000
NO _x , tonn	230 000	41 500

Den absolutt dominerende kilden til CO₂-utslipp er turbiner som benyttes for kraftproduksjon. Dette vil også være tilfelle ved produksjon fra Svale-feltet og andre satellitter til Norne. Andre kilder av betydning er faking, dieselmotorer, skytteltankere og forsyningsfartøy.

Turbiner og faking bidrar også i stor grad til utslipp av NO_x, samtidig som skytteltankere, forsyningsfartøy og dieselmotorer bidrar med en vesentlig større andel enn hva som er tilfelle for CO₂. For VOC kommer hovedtyngden av utslippene fra bøyelasting av olje (nær 90 %).

6.5.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

De totale utslippene til luft fra området Haltenbanken/Norskehavet, inkludert felter som er til behandling, ligger fortsatt godt innenfor de rammene som lå til grunn for den regionale konsekvensutredningen. Konsekvensene for klima, forsurening, overgjødning og luftkvalitet ansees derfor som utredet og det vil ikke bli gjennomført separate utredninger av disse temaene i den feltspesifikke konsekvensutredningen.

6.6 Utslipp pr oljeekvivalent

I sitt avslutningsarbeid utarbeidet Miljøsok konkrete utslippsmålsetninger for felt på norsk sokkel. Utslippsmålsetningene er gitt som utslipp pr. oljeekvivalent og er ment å være et ambisjonsnivå som feltene kan måles opp mot. I tabellen nedenfor er utslipp pr. oljeekvivalent sammenlignet med gjeldende Miljøsok ambisjonsnivå.

Tabell 6.6 Utslipp pr. oljeekvivalent

	Svale	Stær, Lerke, Svale Nord	Miljøsok
CO ₂ *(kg CO ₂ /Sm ³ o.e. produsert)	42,7	34,5	52
NOX (kg NO _x /Sm ³ o.e. produsert)	0,05	0,04	0,12
VOC (kg NMVOC/ Sm ³ olje lastet)	0,8	0,8	1,4

* Med CO₂ menes CO₂-ekvivalenter

Som det framgår av tabellen, vil utslippene pr. oljeekvivalent holde seg innenfor Miljøsoks ambisjonsnivå. Dette er også forventet siden mesteparten av den generelle basisdriften av Norneskippet er knyttet til Norneutslippene og ikke fordelt på de ulike satellittfelt.

6.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Utslipp av NO_x og VOC vil kunne ha regionale miljømessige konsekvenser i form av:

- Forsuring av jordsmonn og ferskvann
- Gjødningseffekt på vegetasjon
- Endret luftkvalitet gjennom dannelse av bakkenært ozon eller endringer i konsentrasjonsnivået av N₂O.

De analysene som ble foretatt i forbindelse med RKU Norskehavet konkluderte med følgende ang. regionale konsekvenser: "Vurderinger av utslippsprognosene viser at utslippene vil kunne føre til en svak økning av nitrogenavsetningen i området, samt utgjøre et bidrag til episoder med høye korttids- konsentrasjoner av ozon. Det er imidlertid lite sannsynlig at nitrogenavsetningen vil ha målbar innvirkning på forurensningstilstanden i overflatevann i det berørte området. Påvirkningen på vegetasjon vil være liten, og vil ikke være merkbar på fauna."

"Bidrag til økt dannelse av ozon vil, i prognosene for år 2000, kunne forårsake en merbelastning i forhold til tålegrenser og føre til et økt potensiale for negativ påvirkning på planter og dyr. Det samme gjelder for prognosen for år 2006. Skytteltrafikken til og fra de nye, fiktive feltene utgjør den viktigste utslippkilden. Dersom en betrakter skytteltankerutslippene som en linjekilde (og ikke som et punktutslipp), slik som det er gjort i de tidligere modelleringene, vil utslippene fordeles langs norskekysten og videre til Shetland. Denne spredningen av utslippene vil føre til redusert fare for høye ozonepisoder."

Dannelse av bakkenært ozon skjer i troposfæren ved reaksjoner mellom nitrogenoksider, karbonforbindelser (CH₄, CO, VOC) og luftens oksygen under påvirkning av sollys. Haltenbanken befinner seg langt fra de store europeiske utslippene, i et område der konsentrasjonene av luftforurensinger er lave. For slike områder er det vanlig å anta at nitrogenoksidutslippene er den begrensende faktoren for ozondannelse (RKU Norskehavet). Selv om nyere prognoser viser noe høyere verdier for utslipp av nmVOC for Norne enn det som var lagt til grunn i RKU, er det derfor ikke grunn til å forvente økte problemer knyttet til bakkenært ozon.

Effektene av CO₂-utslippene er av global karakter i form av klimapåvirkning (drivhuseffekt). Utslipp av CO, CH₄, N₂O og SO₂ vil bidra til de samme miljøeffekter som nevnt ovenfor, men spiller mengdemessig en mindre rolle.

Tabell 6.7 viser en oversikt over noen av klimagassenes globale oppvarmingspotensiale, sammenlignet med CO₂. (GWP = Global Warming Potential).

Tabell 6.7. Klimagassenes GWP-verdi

Gass	GWP-verdi
Karbondioksid (CO ₂)	1
Metan (CH ₄)	21
Lystgass (N ₂ O)	310

6.8 Tiltak for å redusere utslipp til luft

Alle utslipp til luft i driftsfasen vil skje fra Norneskipet der det arbeides systematisk for å redusere energiforbruk og utslipp til luft.

På Norne er de to turbinene for gassinjeksjons-kompressorene utstyrt med lav-NO_x brenner mens de to turbinene for kraftgenerering har varmegjenvinningsenhet.

Bortsett fra i oppstart- og nedkjøringsfasen av de nye satellittene er det ikke forventet at faklingen på Norneskipet vil øke. Det pågår et prosjekt for å slukke fakkelen.

6.8.1 Tiltak for å redusere VOC-utslipp

I løpet av 2002 er det planlagt å installere et gjenvinningsanlegg for avdamping av VOC tilknyttet lagringen på Norneskipet. I praksis vil det bety at VOC-utslippene fra avdampingen under lagring blir redusert til null. Effekten av dette gjenvinningsanlegget er tatt med i utslippsprognosen (figur 6.4).

SFT gav Statoil høsten 2000 tillatelse til utslipp av nmVOC i forbindelse med lagring og lasting av råolje på Norne. Tillatelsen ble gitt med vilkår om å redusere utslippene ved å installere gjenvinningsteknologi for avdampet nmVOC. Kravet var at det skal benyttes best tilgjengelig teknologi og at valgt løsning skal ha en design faktor for reduksjon av nmVOC på minimum 78% som gjennomsnitt ved både lagring og lasting. Regulariteten skal være minimum 95%. Det ble også stilt krav til andel av olje som lagres og lastes med nmVOC- reduserende teknologi for årene 2001-2005.

Det opprinnelige kravet til gjenvinning av avdampet nmVOC er at gjenvinningsteknologi skal benyttes for følgende andeler av lagret og lastet olje:

- 30 % ved utgangen av 2001
- 70 % ved utgangen av 2003
- 95 % ved utgangen av 2005

Tilsvarende reduksjonskrav er gitt til alle operatører med bøyelastepunkter og alle har klaget både på innfasingstakt og begrensning i teknologivalg. Pr. dags dato er klagen til behandling i Miljøverndepartementet.

Kravet til innfasing for Norne kan også oppfylles gjennom samarbeid med andre om raskere innfasing av teknologi ved andre produksjon-og/eller lagerskip eller andre lastepunkter offshore, dersom det kan dokumenteres at dette vil gi tilsvarende eller ytterligere reduksjoner av nmVOC-utslipp på norsk sokkel. Statoil ønsker først og fremst å igangsette tiltak der reduksjonen pr investert krone gir størst gevinst. Eksempelvis vil installasjon av et gjenvinningsanlegg på en skytteltanker som går i Tampenområdet, gi vesentlig større reduksjoner i nmVOC-utslipp enn tilsvarende anlegg på en skytteltanker til Norne. Prognosene for utslipp av nmVOC ved lasting fra Norneskipet inkluderer ikke framtidige tiltak da disse utslippene vil bli sett i sammenheng med tilsvarende utslipp fra Statoilopererte felt på norsk sokkel.

7 Planlagte utslipp til sjø

I boreperioden vil det bli benyttet en halvt nedsenkbar borerigg, og utslipp til sjø vil skje fra denne. I driftsfasen vil alle prosessutslipp til sjø skje fra Norneskipet og bare hydraulikkvæske i forbindelse med drift av brønnhodeventiler er planlagt sluppet ut ved bunnrammene. De regulære utslippene til sjø vil normalt bestå av :

- Avfall fra boring (borekaks og vannbasert borevæske)
- Kjemikalier knyttet til klargjøring av rørledninger
- Produsert vann med rester av produksjonskjemikalier
- Kjølevann
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann

Utbyggingen av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil ikke føre til noen vesentlig økning i utslippene av drenasjevann, sanitæravløpsvann eller kjølevann fra Norneskipet. Denne type utslipp omtales derfor ikke nærmere.

7.1 Utslipp til sjø fra boring og komplettering av brønner

I boreperioden fra 2002 til 2005 når riggen er aktiv på Svale, Stær og Lerke vil det bli utslipp av vannbasert borekaks (utboret bergmasse), vannbasert borevæske og vannbasert kompletteringsvæske. I tillegg kommer forurenset drenasjevann og sanitæravløpsvann.

7.1.1 Utslipp fra boreoperasjonene

Alle brønner planlegges boret med vannbaserte borevæsker. Dette gjelder alle brønnseksjoner inklusiv boring i reservoaret. En gjenbruksordning for borevæske vil minimalisere forbruk og utslipp. Dersom operasjonelle forhold krever at de nederste seksjoner blir boret med oljebasert borevæske, vil brukt borevæske og kaks bli ilandført for behandling. Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges all borekaks sluppet ut i sjøen. Ved boring av 36" og 26" seksjonene av brønnene vil kaks bli sluppet ut ved sjøbunnen og avleire seg i nærområdet til brønnen. Ved boring av de andre

seksjonene vil kaks bli sluppet ut ved havoverflaten.

Det er i forbindelse med utarbeidelsen av RKU Norskehavet gjort beregninger av spredning og avsetning av boreslam og borekaks (Johnsen og Frost, 1997). Ved utslipp til sjø fra borerigg vil det meste av borekaket synke og avsettes på bunnen i nærheten av utslippskilden, mens mindre partikler (kaks, barytt, bentonitt) vil spres i vannmassene og avsettes på bunnen i større avstander fra utslippspunktet. Spredningsavstandene avhenger av bl.a havdyp og strømforhold. Under selve boreprosessen vil en stor del av partiklene foreligge i selve vannsøylen. Anslag over synkehastigheter viser at ca. 50 vektprosent av partiklene i boreslammet har en synkehastighet på under 2 m/dag; 50 vektprosent av partiklene i borekaksen har en synkehastighet på over 100 m pr. dag (OLF, 1996).

Erfaringene fra miljøundersøkelser rundt bunnrammene på Norne og de andre feltene på Haltenbanken viser at kaksmengdene fra 1-4 brønner knapt er synlige på bunnprøver som er tatt 500m fra utslippskilden. Innenfor 500m -sonen kan det oppstå mindre kaksansamlinger avhengig av brukt slamtype og lokale strømforhold. Utslipp av kaks ved bruk av vannbasert boreslam gir minst sammenklogging og best spredning av kakspartiklene.

I tabell 7.1. er det gitt en oversikt over viktige komponenter som inngår i en typisk vannbasert borevæske for de nederste brønnseksjonene. Utslipp av borekaks er beregnet for en typisk Svaleprodusent og Svaleinjektor og vist i tabell 7.2. Totalt er det 9 produsenter og 5 injektorer som planlegges på Svale, Stær, Lerke og Svale Nord. Tabell 7.2 kan derfor benyttes til å gi et grovt estimat over totalt kaksvolum som vil bli generert. Men usikkerheten i et slikt estimat er svært stort siden brønnbanene ikke er planlagt på de nåværende tidspunkt.

Tabell 7.1. Oversikt over de viktigste komponentene i vannbasert borevæske (KCL / Polymer / Glycol)

Handelsnavn	Hovedkomponent	Funksjon	Miljøvurdering
Barytt	Bariumsulfat	Vektmateriale	Plonor
Illmenitt	Ilmenitt	Vektmateriale	Plonor
KCL	Kaliumklorid	Leireinhibitor	Plonor
XC polymer	Xanthan Gum	Viskositet	Plonor
Antisol FL 10	Polyanisk cellulose	Filtertap/Viskositet	Plonor
Lime	Ca(OH) ₂	pH-regulering	Plonor
Natriumbikarbonat	Natriumkarbonat	pH kontroll	Plonor
Bentonitt	Leire	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	Plonor
Aquapac	Carboxymethyl cellulose	Filtertap / viskositet	Plonor

Tabell 7.2 Estimerte volum på borekaks fra en typisk Svaleprodusent og Svaleinjektor

Seksjon	Svaleprodusent		Svaleinjektor	
	Lengde (m)	Kaksvolum (m ³)	Lengde (m)	Kaksvolum (m ³)
36" *	65	43	65	43
26" *	400	137	760	260
17,5"	**	**	1700	264
12,25"	1400	106	350	27
8,5"	350	13	300	11
Kaksvolum pr brønn		299		605

* De 2 øverste seksjonene bores uten stigerør med utslipp ved havbunnen.

** Denne seksjonen benyttes ikke slik boreplanen er nå.

Drenasjevann fra bore- og prosessområder kan være forurenset med olje. Fra boreområdene kan drenasjevannet dessuten inneholde boreslam, noe som gjør at vannet blir vanskelig å rense. Dersom drenasjevann fra riggen ikke tilfredsstillende gjeldende krav til rensing (maks oljeinnhold 40 mg/l), kan dette samles opp og behandles på land.

7.1.2 Utslipp til sjø knyttet til sementering, komplettering og gruspakking

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Disse stoffene er:

- Stoffe som påskynder eller forsinker størkning
- Stoffe som forhindrer væsketap
- Dispergeringsmidler
- Skillevæsker

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

7.1.3 Konsekvenser av utslipp fra boring

Vannbasert borevæske, vil i stor grad bli gjenbrukt. Utslippene blir på den måten minimalisert. Hovedingrediensene i vannbasert borevæske, bentonittleire og barytt, regnes ikke som giftige, men kan ha negativ innvirkning på bunndyrsamfunnene ved at de begraver fastsittende organismer og gjør bunnssubstratet uegnet for flere arter. Denne effekten vil være avhengig av tykkelsen på det sedimenterte laget.

Som det framgår ovenfor kan det ikke forventes noen omfattende avsetninger av borekaks/borevæske ved boring av brønnene på Svale, Stær og Lerke. Det vises til RKU Norskehavet, kapittel 7, for en nærmere beskrivelse av konsekvenser av utslipp knyttet til boring.

En usikkerhet knytter seg til utslipp av borekaks/boreslam og virkning på eventuell koraller som måtte befinne seg innenfor sedimentasjonsområdet. Til nå er det imidlertid ikke observert koraller i Norneområdet og dersom det oppdages koraller vil avbøtende tiltak igangsettes.

Ved eventuell bruk av oljebasert borevæske vil brukt borevæske og oljeforurenset borekaks bli transportert til land for behandling.

7.2 Utslipp fra klargjøring av rørledninger

I forbindelse med trykktesting og driftsklargjøring av brønnstrøms-rørledningene vil disse bli fylt med rent sjøvann. Det vurderes som sannsynlig at ledningene vil bli liggende med sjøvann i mer enn 60 dager, og det vil derfor bli nødvendig å tilsette kjemikalier for å unngå begroing og korrosjon (biosid og/eller oksygenfjerner). Mengden av kjemikalier vil avhenge av rørledningsvolumet.

I forbindelse med tømning av rørledningene før oppstart vil det bli tilsatt glykol (MEG) gjennom glykolinjeksjonsledningen. Blandingen av sjøvann og glykol vil bli sluppet ut til sjø, eller ledet tilbake til mottaksplattformen for regenerering av glykol.

Kjemikaliet som benyttes til biosid i forbindelse med klargjøring er karakterisert ved relativt høy giftighet, men det har også høy biodegraderbarhet og lavt potensiale for bioakkumulering. Mengdene som slippes ut i forbindelse med klargjøring av røret er relativt små, og fortyningen vil medføre at giftvirkningen avtar raskt.

7.3 Produsert vann

7.3.1 Sammensetning av produsert vann

Det produserte vannet fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil sammen med resten av brønnstrømmen gå til produksjonsskipet for videre behandling i det samme prosesstoget som behandler brønnstrømmen fra Norne. Det betyr at sammensetningen av det produserte vannet fra Norne vil variere i takt med vannproduksjonen fra satelittfeltene.

Siden Svale, Stær, Lerke og Svale Nord er oljefelt vil det produserte vannet i første fase bestå av formasjonsvann. Formasjonsvannet er fritt vann fra reservoaret som er i likevekt med oljefasen ved de trykk- og temperaturbetingelser som er i reservoaret. For Svale er det gjort analyser av formasjonsvannet, som vist i tabell 7.5. For de

andre prospektene er det antatt at formasjonsvannet for Svale nord og Lerke har den samme sammensetning som Svale, og at Stær har den samme sammensetning som for Norne.

Det er forventet at sjøvannsgjennombrudd vil skje tidlig i feltenes levetid og at dette vannet etterhvert vil utgjøre omtrent 80% av mengden av det produserte vannet. Det er ikke forventet at sammensetningen av hydrokarboner i den totale strømmen av det produserte vannet vil endre seg etter at man får sjøvannsgjennombrudd i reservoaret. Det er imidlertid forventet at konsentrasjonen av metaller i det produserte vannet vil gå ned.

Estimerte mengder av produsert vann for Svale, Stær, Lerke og Svale Nord er gitt i tabell 7.3.

Tabell 7.3. Oversikt over prognoser for utslipp av produsert vann fra Norne, Svale, Stær, Lerke og Svale Nord

Årstall	Mengder av produsert vann		
	Norne (tonn/d)	Svale (tonn/d)	Stær, Lerke og Svale Nord (tonn/d)
2004	12 274	50	-
2005	19 233	1 500	-
2006	25 041	4 200	-
2007	24 521	6 150	10
2008	27 370	7 150	1 900
2009	27 945	8 150	4 000
2010	28 219	8 450	5 550
2011	29 863	9 100	7 200
2012	29 315	9 100	8 250
2013	29 041	9 650	9 200
2014	27 945	9 550	7 800
2015	27 671	9 950	5 800
2016	25 507	10 000	4 200

Tabell 7.4 viser en oversikt over totalt utslipp av produsert vann fra alle felt samlet på Haltenbanken sammenlignet med forventet bidrag fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord.

Tabell 7.4. Forventet utslipp av produsert vannkomponenter (år 2005)

Komponent gruppe	Statoil opererte felt på Haltenbanken ¹ kg/år	Svale, Stær, Lerke, Svale N kg/år
Dispergert olje	652 750	49 400
BTEX	238 450	29 300
Naftalener	39 900	640
2-3 ring PAH	5 900	60
4+ ring PAH	130	5
C ₀ -C ₃ Fenoler	169 000	4 240
C ₄ -C ₆ Fenoler	13 200	150
C ₇ + Fenoler	350	1
Sink ²	650	2 750
Bly ²	40	170

¹ Inkluderer utslipp fra Norne, Heidrun, Åsgard A og B

² Mengden av metaller fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord er sannsynligvis overpredikert, da konsentrasjonen i det produserte vannet vil reduseres ved sjøvannsgjennombrudd

7.3.2 Metode for vurdering av miljørisiko

Environmental Impact Factor (EIF) er en miljøindeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann offshore.

EIF kan benyttes som et hjelpemiddel for å bestemme miljøgevinsten fra ett eller flere prosessiltak for et spesifikt utslipp.

Ved å bestemme EIF akkumulert over hele feltets levetid kan operatøren rangere ulike utslippsreducerende tiltak ut fra en kostnytte betraktning. Det er også mulig å sammenligne utslipp fra forskjellige felt dersom samme metode for beregning av EIF blir benyttet. En nærmere beskrivelse av EIF og detaljene i metodikken for beregning av EIF er beskrevet i *Johnsen et al (2000)*.

Miljørisiko uttrykt ved EIF er basert på en sammenlikning mellom forventet virkelig konsentrasjon i et aktuelt utlippetsområde (PEC = Predicted Environmental Concentration) og den teoretisk bestemte konsentrasjonen som representerer nedre effektgrense (PNEC = Predicted No Effect Concentration) for et representativt utvalg av komponenter i produsertvannet, et såkalt PEC/PNEC forhold. Når konsentrasjonen i det aktuelle utlippetsområdet (PEC) overskrider den nedre effektgrensen (PNEC) for en enkelt komponent eller summen av komponentene som representerer utslippet, dvs. PEC/PNEC > 1, overskrides den akseptable grensen for miljørisiko. Dette er i henhold til EUs retningslinjer beskrevet i Technical Guidance Document (TGD). EIF beskriver det vannvolum som overskrider PEC/PNEC = 1, det vil si det vannvolum med en miljørisiko utover den akseptable grensen.

Tabell 7.5. Oversikt over konsentrasjon målt i formasjonsvann fra Svale og Norne, samt antatt konsentrasjon i utslippsvann fra Svale. Den antatte konsentrasjonen er brukt i beregningene.

Komponenter	Formasjonsvann Svale (mg/l)	Produsert vann Norne (mg/l) ¹ (2000)	Antatt konsentrasjon i utslippsvann fra Svale (mg/l)	Kommentar
Dispergert olje		39,76	39,76	Antatt som Norne
BTEX		23,63	23,63	
Naftalener	0,0495	2,7	0,0495	Fra analysene av formasjonsvann fra Svale
2-3 ring PAH	0,012	0,23	0,012	
4+ ring PAH	0,0003	0,003	0,0003	
C ₀ -C ₃ Fenoler	0,161	18,6	0,161	
C ₄ -C ₆ Fenoler	0,023	0,556	0,023	
C ₇ + Fenoler	0,00016	0,002	0,00016	
Zink	2,67	0,08	2,67	
Bly	0,163	0,16	0,163	
Metanol ¹		509	36	Beregnet fra tank kapasitet
TEG		31,31		
Avleiringshemmer		10,07	60	Oppgitt fra prosjekt
Flokkulant			30	
Emulsjonsbryter		0,02	0,02	Antatt som Norne

¹Metanol innholdet i Norne produsert vann varierer fra år til år

Det er her valgt å vise miljørisikovurderinger (EIF-beregninger) for tre ulike scenarier :

- Utslipp av produsert vann til sjø fra Norne, Svale (inkl. Svale Nord), Stær og Lerke
- Reinjeksjon av produsert vann fra Norne, Svale (inkl. Svale Nord), Stær og Lerke Det er antatt en kapasitet på 80 % og en regularitet på 90%)
- Utslipp av produsert vann fra Norne, Svale (inkl. Svale Nord), Stær og Lerke som er rensset til 30 mg/l olje i vann (alifater).

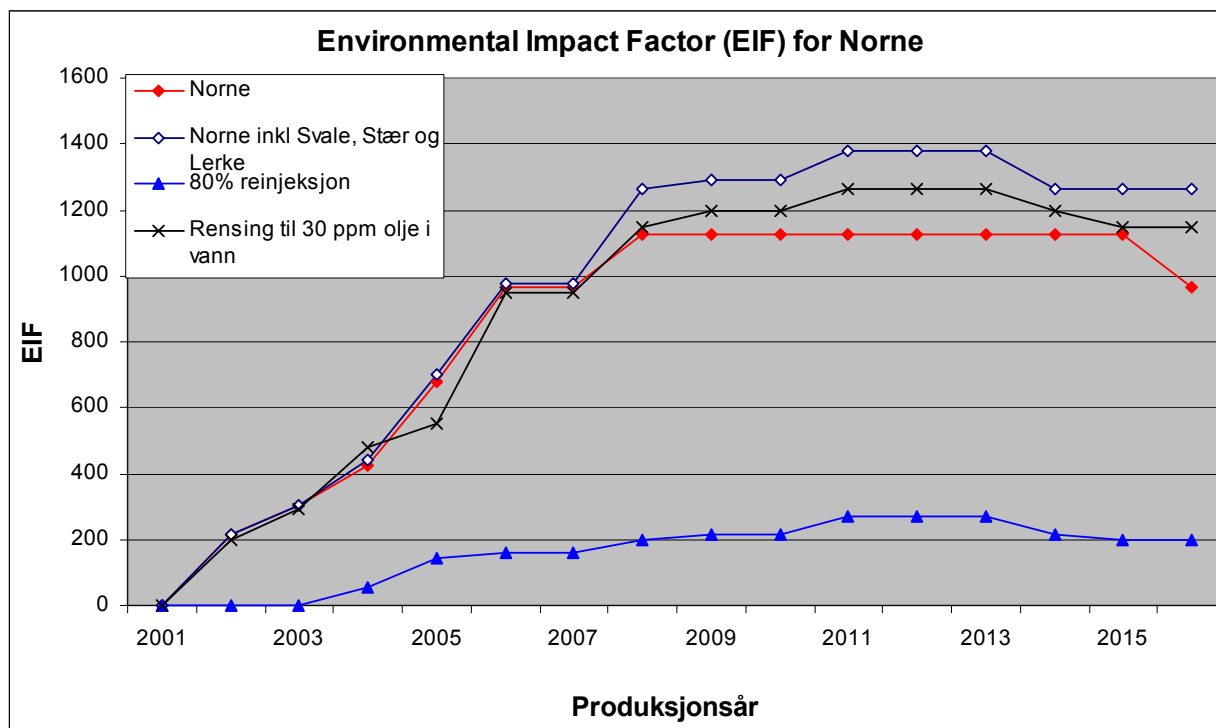
7.3.3 Resultater av miljørisikoberegningen

EIF beregnet over feltets levetid er basert på den antatte kjemiske sammensetning av naturlige komponenter og tilsatte kjemikalier gitt i tabell 7.5, samt summen av mengdene produsert vann. Oppløsningen til simuleringsmodellen er på 0,0001 km³, dvs et rutenett på omtrent 100m x 100m x 10m. Svale har en antatt levetid fra 2004 til 2017, mens Norne som er i drift i dag har en forventet levetid frem til 2016.

Figur 7.1 viser hvordan EIF for Norne med bidrag av utslippsvann fra Svale, Svale Nord, Stær og Lerke vil kunne variere over feltets levetid. Den røde kurven viser EIF for utslipp fra Norne alene.

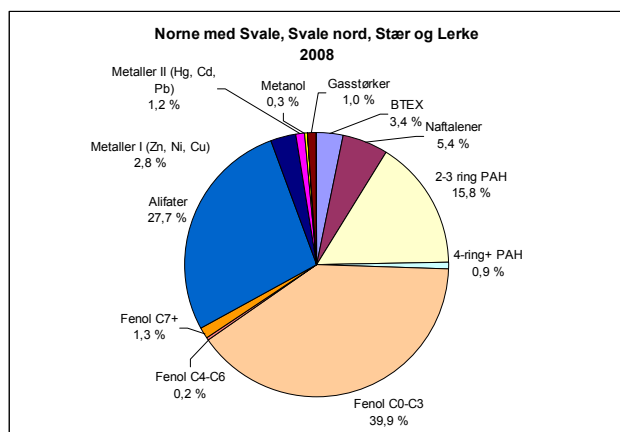
Beregningene av miljørisiko (PEC/PNEC) for Norne, Svale, Svale Nord, Stær og Lerke samlet i 2008 viser at forventet konsentrasjon i vannmassene (PEC) overskrider nedre effektgrense (PNEC) i et område begrenset til 10 km fra utslippspunktet og ved en dybde på mellom 10 til 20 meter. Det betyr at det er knyttet en risiko for miljøeffekter til dette området.

Beregningene viser at EIF for Norne produksjonsskip vil kunne øke med omlag 14 % ved innfasing av satelittene uten tiltak utover den planlagte rensingen av olje i vann. Ved forbedret rensing av olje i vann til 30 mg/l alifater reduseres EIF over feltenes levetid til omlag 6 %. Med 80 % reinjeksjon av produsert vann vil risikoen for miljøeffekter reduseres tilsvarende.



Figur 7.1 EIF for Norne, Svale (inkl. Svale Nord), Stær og Lerke for fire ulike scenarier

Gjennom simuleringer med miljørisikomodellen DREAM 1.7 er bidraget til den totale miljørisikoen fra hver enkelt komponentgruppe i det produserte vannet beregnet. Dette er illustrert i figur 7.2 for Norne, Svale, Svale Nord, Stær og Lerke samlet i år 2008. For dette tilfellet er det de letteste fenolene (C₀-C₃ fenoler) som bidrar mest til miljørisiko med omlag 40 %. Deretter følger alifatene med omlag 30 %, og 2-3 ringe PAH med 16 % av bidraget til miljørisikoen. De komponentgruppene som bidrar med mindre enn 0,1% er ikke vist.



Figur 7.2. Bidrag til miljørisiko for enkelte komponenter i produsert vann fra Norne, Svale, Svale Nord, Stær og Lerke samlet i 2008

Som vist i figur 7.2 utgjør lette fenoler omlag 40 % av miljørisikoen relatert til utslipp av produsert vann. Basert på formasjonsvannsprøver fra Svale vil konsentrasjonen av de lette fenolene være betydelig lavere enn for Norne (se tabell 7.5), og vannet fra Svale, Lerke og Svale Nord vil dermed utgjøre en lavere miljørisiko enn vannet fra Norne og Stær.

For å illustrere miljørisikoen nærmere er EIF-verdien for Norne, Svale, Svale nord, Stær og Lerke samlet sammenlignet med EIF-verdier beregnet for øvrige Statoil opererte felt. Tabell 7.6. viser EIF slik de ble rapportert inn til SFT i forbindelse med nullutslippsrapporten 01.03.2000.

Feltene med høye EIF-verdier har også høye vannmengder. Ved undersøkelser av vannsøylen rundt disse plattformene er det funnet forhøyede verdier av enkelte komponenter i produsert vann noen hundre meter ut fra plattformene i strømretningen i forhold til bakgrunnsnivået langt

fra plattformene. I samme område er det også funnet forhøyet biologisk aktivitet, som skyldes at mikroorganismer bryter ned det organiske materialet. Det har ikke vært mulig å påvise negative effekter på f.eks fisk rundt installasjonene.

Tabell 7.6. EIF akkumulert over feltenes levetid¹

Felt	EIF
Gullfaks C	162 730
Gullfaks A	88 660
Statfjord C	60 950
Heidrun	39 250
Statfjord A	27 500
Statfjord B	16 700
Norne, Svale, Stær, Lerke²	15 394
Norne²	13 507
Sleipner T	8 490
Veslefrikk	8 460
Sleipner A	2 820
Gullfaks B	1 310
Åsgard A	366
Åsgard B	280
Troll A	0

1. EIF for Statoil opererte felt, basert på

nullutslippsrapporten og kjemisk sammensetning som rapportert i årsrapport fra 1999

2. Tallene for Norne, Svale (inkl. Svale Nord), Stær og Lerke er oppdaterte verdier beregnet i juni 2001.

Metoden for å kvantifisere miljørisiko ved hjelp av EIF er forholdsvis ny. Den ble tatt i bruk av oljeindustrien første gang ved innrapportering til myndighetene 01.03.2000. Metoden er godt egnet til å se på det relative bidraget fra et utslipp sammenlignet med andre. Det er foreløpig ikke satt noen nedre grense for hvilken EIF verdi som tilfredstiller målet om null skadelige utslipp, hverken på lokalt eller regionalt nivå. En arbeidsgruppe i OLF vurderer i samarbeid med SFT videre anvendelse av metoden.

7.3.4 Antakelser og usikkerheter

For å gjennomføre miljørisikovurderingene er det gjort en rekke antakelser. Nedenfor er noen av de viktigste usikkerhetene listet:

- Mengde og sammensetning av produsert vann
- Forbruk og utslipp av kjemikalier
- Produksjonsprofilene for produsert vann

- Forlenget oppholdstid av komponenter fra produsert vann i vannmassene som følge av virveldannelse
- Giftighetsdata for C₄-C₆ fenoler

Det er antatt samme utslippkonsentrasjoner som for Norne for emulsjonsbryter. Det planlegges bruk av avleiringshemmer i noen høyere konsentrasjoner enn for Norne. I tillegg vil det doseres flokkulant, som ikke er i bruk på Norne i dag.

Det er antatt et kontinuerlig forbruk av metanol, som er satt til maksimal lagringskapasitet i ny metanoltank som vil installeres på Norne produksjonsskip i forbindelse med innfasing av Svale. Dette er sannsynligvis konservativt da det kun er planlagt å benytte metanol i oppstart og nedstengingsperioder.

De strømningsdataene som er benyttet er et todimensjonalt stasjonært strømfelt, med samme strøm i alle dyp. Dette medfører at det ikke tas hensyn til forlenget oppholdstid på grunn av virveldannelse. På bakgrunn av dette kan EIF være noe underestimert da lengre oppholdstid vil medføre lavere fortynning. Det pågår et prosjekt for å kartlegge mulighetene for å etablere et tre dimensjonalt strømfelt for Haltenbanken som ivaretar hensynet til virveldannelse.

7.4 Utslipp av hydraulikkvæske

I driftsfasen vil det foruten utslipp av produsertvann fra Norneskipet, bli mindre utslipp av hydraulikkvæske ved bunnrammene når ventiler på brønnstrømmen skal opereres. Forventet utslipp til sjø av hydraulikkvæske er 0,7 - 1 m³ / år pr. brønn. Hydraulikkvæsken som har vært benyttet på Norne til nå er Oceanic HW 540. Denne blir nå erstattet med Oceanic HW443 som inneholder mer miljøakseptable komponenter i tillegg til hovedkomponentene vann og monoetylglykol.

Når alle de planlagte brønnene er i drift, kan utslippene av hydraulikkvæske fra operasjon av 14 brønner bli 10 - 14 m³ pr. år fordelt på de 5 bunnrammene som er planlagt installert på Svale, Stær, Lerke og Svale Nord.

7.5 Tiltak for å redusere skadelige utslipp

Følgende tiltak er planlagt gjennomført i forbindelse med utbyggingen :

- Ved boring vil det bli benyttet vannbasert borevæske i de øverste seksjonene, og gjenbruk vil bli benyttet for å redusere utslippsmengdene. Oljebasert borevæske vil bli benyttet i de nederste seksjonene dersom dette viser seg nødvendig av operasjonelle årsaker. Oljeforurenset kaks og slam vil bli fraktet til land for videre behandling.
- Minst mulig bruk av kjemikalier som ikke står på Plonorlisten
- Utslipp av sementeringskjemikalier vil bli minimalisert ved hjelp av doseringsutstyr.
- Brønntesting vil bli gjort på en slik måte at det ikke slippes ut uforbrente hydrokarboner til sjø.
- Nytt utstyr installeres for rensing til 30 mg/ml olje i vann
- Fokus på gjenvinning av vannbasert borevæske for å redusere kjemikalieforbruk og -utslipp
- Norne har gjennomført forsøk med bruk av illmenitt istedenfor barytt som vektmateriale. Disse forsøkene vil bli videreført ved boring på Svale, Stær, Lerke og Svale Nord.

8 Avfallshåndtering

En innretningsspesifikk avfallsplan vil bli utarbeidet for boreaktivitet. For øvrig vil eksisterende plan for Norne bli benyttet for avfallsbehandling i driftsfasen.

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

9 Akutte utslipp og beredskap

Svale, Stær, Lerke og Svale Nord vil bli faset inn etterhvert som produksjonen fra Norne går av plata og de nye satellittene forventes i liten grad å påvirke risikonivået knyttet til akutt forurensning som tidligere er beregnet for Norne. Akutte oljeutslipp fra nye rørledninger og bore- og brønnaktiviteter har blitt utredet og beskrives nærmere i dette kapittelet.

Miljørisikoanalysen for Norne vil bli oppdatert med risikobidraget fra utbygging av satellittene før produksjonen fra Svale starter opp.

9.1 Sannsynlighet for oljeutslipp

Sannsynligheten for oljeutslipp (pr. år) har tidligere blitt beregnet for Norne i perioden 1998-2000 (inkl. boreaktiviteter) og 2001-2017 (kun drift). Nye beregninger som inkluderer utbygging av satellittene viser at sannsynligheten for en oljeutblåsning totalt sett vil være lavere enn det årlige frekvensnivået som tidligere er beregnet for h.h.v. borefasen og driftsfasen ved Norne.

Innfasing av Svale vil imidlertid doble den årlige lekkasjefrekvensen for utslipp fra oljeførende rørledninger i driftsfasen. Årsaken til dette er at rørledningene fra Svale er betydelig lengre enn de som allerede er koblet opp mot Norne.

Årlige frekvenser for lekkasjer fra prosessanlegget, kollisjoner, andre hendelser og totalhavari forventes å forbli uendret i forhold til årlige frekvenser beregnet for Norne.

9.2 Oljedriftsberegninger

Oljen og reservoarbetingelser for Stær regnes som sammenlignbare med Norne, og oljedriftsberegninger utført for Norne regnes derfor som dekkende for Stær. Svale, Lerke og Svale Nord har andre reservoarbetingelser og det er derfor gjennomført egne beregninger for spredning av akutt forurensning fra disse satellittene.

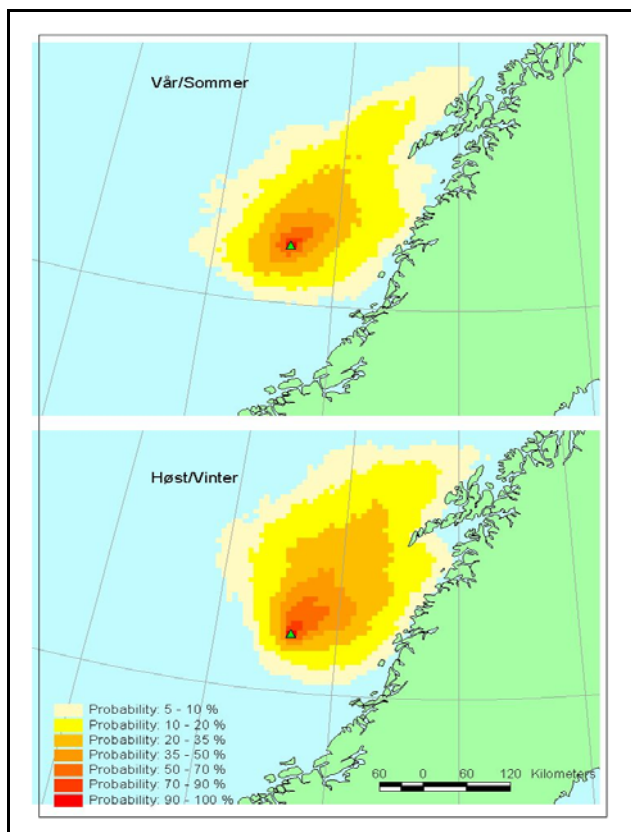
De statistiske oljedriftsberegninger er utført med oljedriftsmodellen OILTRAJ for én posisjon på Svalefeltet. Det er generert statistikk på bakgrunn av 300 simuleringer for en høst/vinter-sesong og en vår/sommer-sesong basert på månedsvise klimatologiske strømfelt og historiske tidsserier for vind (1955-1994) hentet fra Det Norske Meteorologiske Institutt.

Utslippsscenarioene har en varighet på fire døgn og med en rate på 1850 m³ olje per døgn. Det er benyttet data for Svale-oljen, men på grunn av begrenset tilgang på oljeprøver har det ikke vært mulig å fremskaffe forvittringsdata for denne oljen. For de forvittringsdata som modellen krever er det derfor valgt å vise til Balder-oljen som er sammenlignbar med oljen fra Svale, se tabell 9.1

Tabell 9.1. Sammenstilling av oljetyper

Egenskaper	Oljetyper		
	Svale	Balder	Norne
Tetthet (kg/m ³)	915	916	864
Voks (wt %)	2,8	2,1	8,4
Stivnepunkt (C)	< - 38	-30	15

En utblåsning fra Svale vil ha kortere varighet og lavere rate enn en utblåsning fra Norne. En skulle derfor forvente et mindre influensområde for Svale. Oljedriftsberegninger viser imidlertid et større influensområde for Svale som skyldes at oljen fra Svale tar opp mer vann og kan derfor gjenfinnes på overflaten over lengre tid enn for Norneoljen som tar opp lite vann og som raskere vil blandes ned i vannmassene og forsvinne fra overflaten. Sannsynligheten for stranding er lav både for Norne og Svale. Spesielt gjelder dette undervannsutslipp som vil gi tynnere oljefilmer med raskere fordampning og nedblanding i vannmassene.

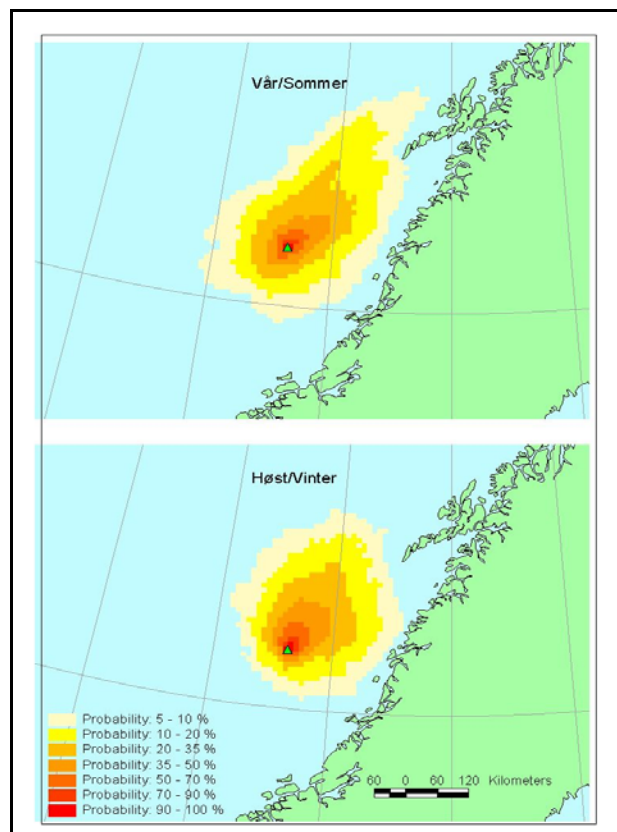


Figur 9.1. Treffsannsynlighet av olje fra en overflateutblåsning fra Svale

Utslippspunktet vil variere avhengig av type operasjon som utføres. Under bore- og overhalingsoperasjoner kan en utblåsning komme enten fra boredekket eller fra havbunnen. Under produksjon vil en utblåsning derimot kun komme fra havbunnen, og under komplettering og kabeloperasjoner vil en utblåsning kun komme fra fra boredekket.

9.2.1 Overflateutblåsning

Sannsynligheten for stranding etter en overflateutblåsning er størst i høst/vinter-sesongen, men ligger selv da godt under 20 %. Røst-området ytterst i Lofoten har størst sannsynlighet for stranding. Ved å inkludere effekt av oljevernberedskap vil sannsynligheten bli betydelig redusert. Sannsynlighet for treff av olje er vist i figur 9.1.



Figur 9.2. treffsannsynlighet av olje fra en undervannsutblåsning fra Svale

9.2.2 Undervannsutblåsning

Sannsynligheten for stranding fra en undervannsutblåsning er lavere enn 5 % både for Svale og Norne, se figur 9.2.

Spredning av olje fra en undervannsutblåsning ble beregnet for Norne i april 1999. Feltforsøk med kontrollerte utslipp fra 800 meters dyp utført i 2000, har fremskaffet ny kunnskap om spredningsforløpet, og det har derfor blitt utført nye beregninger for Norne. Et utslipp med rate på 9000 m³/døgn og en gass/oljefordeling (GOR) på 111 var tidligere antatt å føre til innlagring som følge av hydratdannelse og påfølgende redusert oppdrift. Nye beregninger med den oppgraderte DeepBlow- modellen viser imidlertid at denne type utslipp ikke vil gi innlagring av oljedråper, men at dråpene vil stige til overflaten iløpet av ca. 10 minutter.

Spredningsberegninger utført for Svale viser et annet spredningsforløp enn for Norne. I sesonger med homogene vannmasser (våren) er det beregnet en sannsynlighet på 35 % for innlagring, mens sannsynligheten om høsten med lagdelte

vannmasser er beregnet til 65 %. Resultatene for Svale er vist i tabell 9.2.

Tabell 9.2. Resultater fra DeepBlow-modellen.

Sesong	Vår*	Høst*
Innlagringsdyp	152 +/- 58 m	124 +/- 26
Stigetid	4 timer	3 timer
Oljekonsentrasjon ved innlagring	19 ppm	27 ppm
Radius av innlagret oljeplume	52 +/- 11 m	70 +/- 18 m
Filmtykkelse:		
- Innlagring	- 70 - 250**	- 70 - 250**
- Oppstigning	- 196 +/-140	- 640 +/- 104

* Tall bak +/- angir standardavvik i forhold til middelverdi.

Når standardavvik ikke er gitt er variasjonen rundt middelverdien betraktet som ubetydelig

* *høy vindstyrke gir minst filmtykkelse

Influensområdet for undervannsplumen forventes å variere mellom 5 - 25 km². Organismer som kan være sårbare for oljeforurensning er plankton og tidlige utviklingsstadier av fisk. Disse organismene opptrer i hovedsak om våren. Sårbarheten er spesielt relatert til lette aromatiske forbindelser som benzen, toluen og xylen (BTX), som i hovedsak vil finnes i den vannløste fraksjonen som er antatt å kunne utgjøre 1-2 % av råoljen. Det er ikke registrert viktige gytefelt i dette influensområdet rundt Svale, Stær, Lerke og Svale Nord og eventuelle effekter i vannsøylen antas derfor å bli kortvarige.

9.3 Miljøskader

Selv om den beregnede årlige frekvensen for oljeutslipp endres som følge av utbyggingen, forventes konsekvensene av oljeforurensningen å kunne bli som tidligere beskrevet i den regionale konsekvensutredningen og miljørisikoanalysen for Norne. Sannsynligheten for skader langs kysten er lav, og de største skadene vil være knyttet til sjøfugl som oppholder seg på havet. Sannsynligheten for at et akutt utslipp av olje fra området som kan få betydelige negative virkninger for utøvelsen av fiskeriene, vurderes som svært lav.

9.4 Beredskap mot akutt forurensning

Beredskap mot akutt forurensning fra utbygging og drift av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord, vil bli

dekket gjennom den beredskapen som er etablert for Norne.

Oljen fra Norne er voksrisk og har høyt stivnepunkt. Dette gjør at oljen kan tenkes å stivne vinterstid slik at den tradisjonelle overløpsskimmeren ikke virker. Med bakgrunn i dette har Statoil fått utviklet en ny type skimmer ("HiWax") som håndterer oljer med dårlige tilflytsegenskaper.

Oljen fra Svale er ulik oljen fra Norne, men er sammeligbar med olje fra Balder-feltet. Karakteristisk for disse oljene er at de har høy tetthet, høy viskositet, og lavt stivnepunkt. Oljen fra Svale vil ikke stivne på sjøen og kan dermed håndteres både av tradisjonell overløpsskimmer og HiWax-skimmer. Norne har pr. våren 2001 et eget beredskapsfartøy med oljevernustyr, inkludert HiWax-skimmer, med 1 times responstid.

Operatørene i Halten/Nordland-området samarbeider nå om effektivisering av totalberedskapen i området. For oljevernberedskapen innebærer områdeberedskapen bl. a. et forbedret oljevernustyr plassert ved Heidrun med større mekanisk oppsamlingsutstyr som øker værinduet for oljevernaksjoner. I tillegg vil et helikopter bli stasjonert på Heidrun og gir dermed kort responstid for overvåking av forurensningen og med mulighet for kjemisk dispergering.

For Norne er det planlagt å opprettholde eget oljevernustyr i tillegg til den nye områdeberedskapen. En overgang til områdeberedskap vil dermed styrke oljevernberedskapen for Norne ved at responstiden for bl.a. overvåking fra helikopter og supplerende bekjempelsesutstyr reduseres.

Samtidig med områdeberedskapen, er det nylig avsluttet et prosjekt gjennom OLF og NOFO om etablering av regionale beredskapsplaner mot akutt forurensning. Arbeidet som i stor grad er rettet mot aksjoner i kyst- og strandsonen ble ferdigstilt 01.07.01. NOFOs beredskapsplan for region fire vil bl.a. dekke Norne, Svale, Stær, Lerke og Svale Nord og inkluderer bl.a. avtaler om bistand fra Interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUA).

10 Arealbeslag og fysiske inngrep

Konsekvensene for fiskerivirksomheten av eksisterende petroleumsvirksomhet i Haltenbanken-området er i hovedsak knyttet til arealbeslag fra faste installasjoner, og til eventuelle problemer i forbindelse med tråling over rørledninger til/fra og mellom installasjoner. Omfang av steindumping og frie spenn har i så måte sentral betydning. I RKU Norskehavet (kapittel 9) er det gitt en generell omtale av slike konsekvenser.

Konsekvenser i forbindelse med ny utbyggingsaktivitet vil i tillegg kunne være knyttet til midlertidige arealbegrensninger ved boring og marine operasjoner, og til ujevnheter på sjøbunnen forårsaket av oppankring av rørleggingsfartøy o.a.

I tillegg til RKU har det vært gjennomført flere utredninger av virkninger for fiskeriene av feltutbygging eller rørtransport i det aktuelle området. Det vises her til bl.a. konsekvensutredning for Norne (1994) og konsekvensutredning for Norne Gasseksport (1997).

10.1 Aktivitetsbeskrivelse

Installasjon av bunnrammer og første runde med produksjonsboring planlegges gjennomført med en flyttbar rigg i perioden fra mai til september 2002. Ytterligere riggaktiviteter planlegges gjennomført i perioden fra april til desember 2003. Leggingen av rørledninger og kabler mellom Svale og Norne planlegges gjennomført i mai - juni 2003.

Havbunnen mellom Norne og Svale er svært ujevn med store, dype groper og mange pløyemerker etter isfjell. Rørledninger som installeres på havbunnen vil søke å minimalisere kryssinger av disse, men det vil likevel ikke være til å unngå at rørledningene får flere lange spenn som må utbedres før de settes i drift. Stabilisering av rørledningene vil skje ved en kombinasjon av grøfting/nedspyling på skuldre av frie spenn, og steindumping for understøttelse i spennet.

Over produksjonsrørledningene vil det i tillegg kunne være behov for stedvis å låse røret mot bevegelse for å kontrollere termisk ekspansjon og

utknekkning på grunn av oppvarming (rørslyng) når røret er i drift. Dette er basert på tidligere erfaringer fra Åsgard og Gullfaks.

Havbunnspreparering er også nødvendig for beskyttelse mot trållaster. Kontrollledninger planlegges grøftet i hele sin lengde. For rørledningene vil beskyttelse mot skader fra overtråling bli gjort gjennom en kombinasjon av grøfting og steindumping. Ved passering av forsenkninger i sjøbunnen vil grøfting på skuldrene av forsenkningen bli benyttet for å senke røret og dermed redusere behovet for steindumping i forsenkningen. Der tilstrekkelig nedgraving ikke er oppnådd, må steindumping benyttes for å beskytte rørene. Det blir dermed dumpet fyllinger i frie spenn som er høyere enn tillatt avstand mellom rør og sjøbunn.

Forventet behov for havbunnspreparering er vurdert slik det framgår av tabell 10.1. Behovet er basert på foreløpige vurderinger ut fra kunnskap om bunntopografi og bunnbeskaffenhet. Foreløpige vurderinger tilsier at ca. 30% av rørlednings-traséene blir grøftet, i tillegg til at det benyttes steindumping for stedvis overdekning og understøttelse. Utforming av steinfyllinger og valg av stein vil bli drøftet med Fiskeridirektoratet.

Tabell 10.1. Forventet behov for steindumping for Svale-utbyggingen

Rørledning	Grøfting (km)	Steinvolum (m ³)
Feltinterne rørledninger (brønnstrømsrør, kontrollkabler)	25	ca. 100 000

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 rørledningen før legging 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.

10.2 Konsekvenser for fiskerier

I anleggsfasen vil fiske med alle redskapstyper kunne bli forstyrret i en begrenset periode. Ved å ta hensyn til ankerbeltet omkring boreriggene tilsvarer arealbeslaget en sirkel med diameter på omlag to kilometer. Det er foreløpig ikke bestemt om rørleggingsarbeidet skal gjennomføres av et konvensjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre eller med dynamisk posisjonert leggefartøy. Dersom det benyttes tradisjonelt leggefartøy som trekker seg fram etter ankre vil arealbeslaget bli ca. 10 km² som forflytter seg med rørleggingsarbeidet med en hastighet på om lag tre kilometer pr dag. Det framgår imidlertid av kap. 5.1.5 at det ikke foregår fiske av noe betydning, hverken med konvensjonelle redskaper eller trål i området som berøres av installasjonene eller anleggsaktivitetene. Konsekvenser for fiskeflåten vurderes derfor som ubetydelige.

Etter at rørledningene og bunnrammene er installert vil de ikke medføre ulemper for fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line. Eventuelle ulemper vil dermed være avgrenset til fiske med bunnredskaper som trål. Bunnrammene og rørledningene vil bli overtrålbare og konsekvensene for trålefisket ansees derfor som ubetydelige.

Det er i RKU Norskehavet ikke registrert viktige gytefelt nær utbyggingsområdet og konsekvenser av de fysiske aktivitetene for fiskebestandene vurderes også som ubetydelige.

10.3 Konsekvenser for koraller

Korallrev representerer en sjelden og verdifull naturtype som er sårbar overfor fysiske inngrep, se kap. 5.1.3. Direkte skader kan oppstå ved plassering og trekking av ankere for borerigg og rørleggingsfartøy, og ved legging av rørledning på havbunnen. Under leggeoperasjonen kan tiltak som steindumping og nedspyling/grøfting av rørledningen

påvirke korallene negativt. I tillegg kan plassering av brønnrammer og nødvendige tiltak på bunnen, samt utslipp fra boreoperasjonene, komme i konflikt med korallforekomster. Det er hittil ikke registrert korallforekomster i utbyggingsområdet.

10.4 Avbøtende tiltak

- Gjennomføre traséundersøkelser for kartlegging av bunntopografiske forhold og eventuelle korallforekomster (se 4.8). Hensikten er å oppnå så god avstand til eventuelle korallforekomster at skadelig påvirkning unngås.
- Dersom større korallforekomster identifiseres, vil plassering av undervannsinstallasjoner bli diskutert med Havforskningsinstituttet. Så langt det er teknisk/økonomisk mulig vil en ta hensyn til viktige forekomster også ved grøfting, nedspyling og steindumping.
- Dersom det skulle bli avdekket korallforekomster i nærheten av borevirksomheten vil det bli igangsatt mer detaljerte vurderinger. Dette kan innebære modellberegninger av spredning av boreslam og/eller igangsetting av særskilte overvåkingsprogram. Det vil i så fall være naturlig å vurdere en eventuell overvåking som en del av de oppfølgende miljøundersøkelsene.
- Minimalisere omfanget av frie spenn og steinfyllinger så langt som mulig innenfor teknisk og økonomisk forsvarlige rammer

11 Samfunnsmessige konsekvenser

11.1 Innledning

Analysene av samfunnsmessige konsekvenser av utbyggingen er basert på investeringstall slik de forelå i mai 2001. Estimerte inntekter og utgifter vil kunne bli endret etter dette tidspunktet. Oppdatering av reservoarmodell og produksjonsprofiler vil pågå frem til august 2001. Relevante myndigheter vil bli orientert dersom modellene skulle vise betydelige endringer i forhold til det som er lagt til grunn for konsekvensutredningen.

Investeringsfasen for Svale-feltet strekker seg fra 2001 til 2003, med forlengelse til 2005 med tillegg av Stær, Lerke og Svale Nord. Produksjonen ventes å starte opp i 2004. Driftskostnadene øker gradvis fra 2001 til 2003 og vedvarer fram til 2017. De samlede investeringskostnader for Svale er beregnet til 2,9 mrd og til 4,7 mrd kroner for Svale med tillegg av Stær og Lerke. Investeringskostnadene omfatter investeringer i anlegg og produksjonsutstyr, boring og brønnvedlikehold fram til produksjonsoppstart. Borekostnader etter produksjonsstart inngår ikke i investeringskostnadene.

11.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

Den samfunnsmessige lønnsomhet ved prosjektet framkommer ved å neddiskontere samtlige inntekter til ett år - 2001 og trekke fra samtlige neddiskonterte kostnader til samme år. Ved diskonteringen nyttes 7 % rente p.a. Inntektene baserer seg på en dollarkurs på 8,20 og en oljepris på 16,7 USD per fat.

Ved beregning av samfunnsmessig lønnsomhet tas bare med de marginale kostnader, mens tariffen for bruk av eksisterende infrastruktur og prosessanlegg kun inngår ved bedriftsøkonomisk lønnsomhetsberegning.

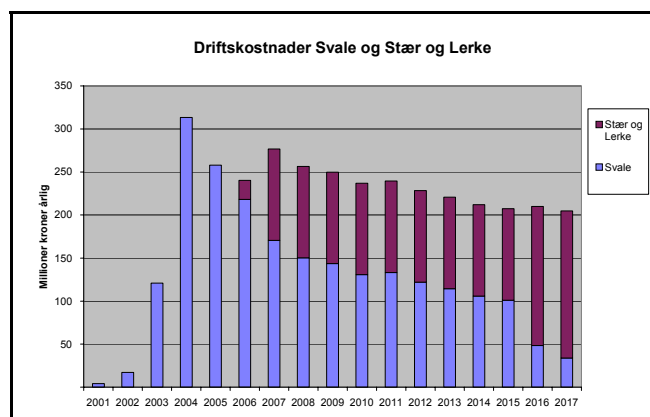
Utbyggingskostnadene (2,9 mrd for Svale og 4,7 med tillegg av Stær og Lerke) omfatter alle kostnader fram til oppstart, med unntak av følgende:

- Finanskostnader
- Generell prisstigning
- Skatter og avgifter
- Tariffer
- Vesentlige endringer i design eller reservoarforhold
- Valutakursendringer

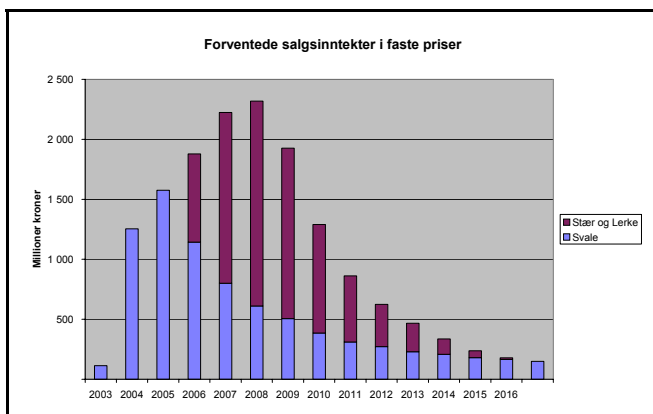
Driftskostnadene som er lagt til grunn for beregning av samfunnsmessig lønnsomhet inkluderer følgende:

- Produksjons- og vedlikeholdskostnader offshore
- Forsyningstjenester
- Driftsbemannning på land
- Mindre modifikasjoner og uforutsette kostnader
- Forsikring
- Tap av inntekter som følge av redusert oljepris (Norne)

Etter produksjonsstart utgjør disse driftskostnadene om lag 210-320 millioner kroner årlig, som vist i figur 11.1. I perioden 2005-2017 vil driftskostnadene for Stær, Lerke og Svale Nord kunne utgjøre omlag 30-180 millioner kroner årlig. Dette er de marginale samfunnsmessige kostnader som ikke omfatter tariffen for bruk av eksisterende infrastruktur, men inkluderer forsikring.



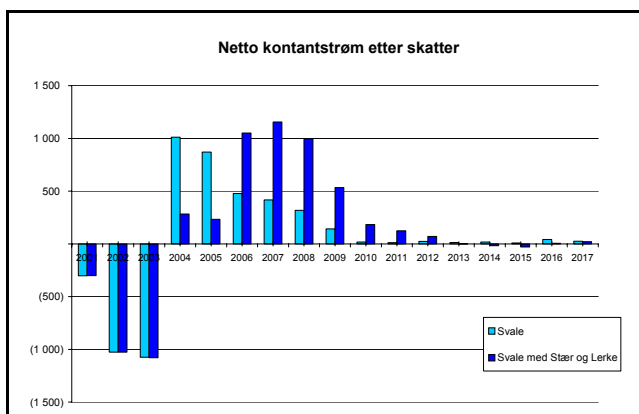
Figur 11.1. Marginale (samfunnsmessige) driftskostnader over feltets levetid for h.h.v. Svale og tillegget av Stær, Lerke og Svale Nord (ekskl. avvikling)



Figur 11.3. Forventede inntekter fordelt for h.h.v. Svale og tillegget av Stær, Lerke og Svale Nord

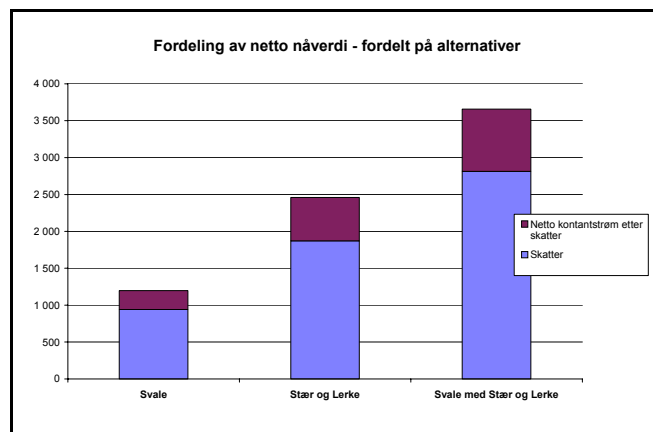
Inntektene kommer fra salg av olje fra Svale, Stær, Lerke og Svale Nord. Med produksjon fram til 2017 forventes salget å ha en profil som vist i figur 11.3. De samlede inntekter er beregnet å utgjøre 60 mrd kroner i tiden 2005 til 2017. Verdien av salgsinntektene utgjør om lag 9,7 mrd kroner neddiskontert til 2001 med 7% rente.

Figur 11.4 viser kontantstrømmen i feltets levetid. I den første fasen er kontantstrømmen negativ (investeringsfasen), i de siste årene er kontantstrømmen positiv.



Figur 11.4. Netto kontantstrøm etter skatt, millioner kroner (samfunnsmessig lønnsomhet) for h.h.v. Svale alene og Svale med tillegget av Stær, Lerke og Svale Nord

Den samlede samfunnsmessige netto kontantstrøm er beregnet til 7,4 mrd kroner, neddiskontert med 7% renter p.a. kan netto kontantstrøm beregnes til 3,7 mrd kroner. Det er en samfunnsmessig høy avkastning.



Figur 11.5. Fordeling av netto kontantstrøm på aktører (bedriftsøkonomisk lønnsomhet) for h.h.v. Svale, prospektene: Stær, Lerke og Svale Nord, og Svale med tillegget av Stær, Lerke og Svale Nord

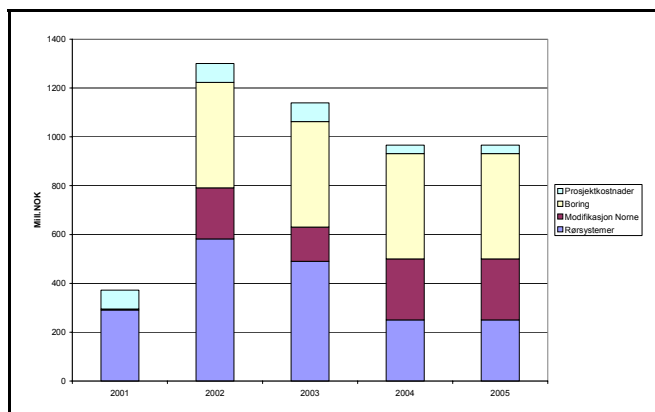
Den bedriftsøkonomiske netto kontantstrøm før skatt er beregnet til 3,656 mrd kroner med 7% diskonteringsrate, som vist i figur 11.5.

11.3 Innvirkning på investeringsnivået på norsk sokkel

De samlede investeringene i år 2000 til olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport var på 53,6 milliarder kroner ifølge tall fra SSB. Dette er 4,1 milliarder over anslagene for år 2000. Fra 1999 til 2000 var det en nedgang på hele 15,5 milliarder kroner i investeringene.

Investeringene til feltutbygging i 2000 var på 22,8 milliarder kroner, noe som er en nedgang på 12,4 milliarder sammenlignet med 1999. Nedgangen skyldes at mange av de store utbyggingsfeltene fra 1999 er sluttført. Oseberg Sør og Åsgard B var store prosjekter som ble ferdigstilt i 2000. Snorre B ventes å være i produksjon i august 2001.

Mens investeringene til feltutbygging viser nedgang, øker investeringene til felt i drift. I 2000 ble det investert hele 23,5 milliarder kroner til felt i drift. Dette har sammenheng med installering av utstyr for å øke utvinningskapasiteten i feltene, samt at en rekke felt ble ferdigstilt og satt i produksjon i 1999 og 2000. Investeringene på 23,5 milliarder kroner er de høyeste investeringene til felt i drift. Investeringene var størst på Troll Olje, Heidrun og Snorre.



Figur 11.6. Utbyggingskostnader for Svale (2001-2003) og Stær/Lerke/Svale Nord (2004-2005)

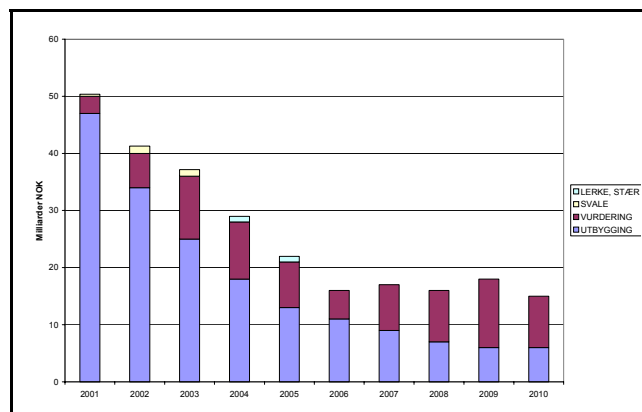
Investeringen til utbygging av Svalefeltet er om lag 2,9 milliarder kroner og fordeler seg som vist i figur 11.6. Svale utbyggingen er planlagt fra år 2001 til 2003. Utbyggingskostnadene for feltene Lerke, Stær og Svale Nord er beregnet til 1,9 milliard kroner, og kan komme i årene 2004 og 2005.

11.4 Forventet utvikling i investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Prognosene for investeringer for feltutbygging og drift, er av OED/ OD anslått for år 2001 til å bli omtrent som for år 2000 med om lag 50 milliarder kroner som vist i figur 11.7. Det er så prognostisert en nedgang i år 2002 til 40 milliarder kroner. Videre er det ventet ytterligere nedgang i årene 2003, 2004 og 2005 til nesten 20 milliarder kroner.

Erfaringsmessig er det stor usikkerhet i disse prognosene og de er ofte underestimerte. Men prognosene viser at utbyggingen av Svale kommer i en nedgangsperiode hvor det vil være sterkt ønske om å opprettholde aktiviteten innen oljevirkksomheten. Det vil da være mulig å beholde petroleumsrettede arbeidsplasser og stimulere kompetanseutvikling.

I årene 2002 til 2003, når Svale skal bygges, er det forventet at det vil det være god kapasitet innenfor petroleumbasert industri og ingeniørfirma. Med andre ord vil Svale og senere Lerke, Stær og Svale Nord bidra med et positivt bidrag til aktiviteten i norsk offshorerettet virksomhet i en tid det kan forventes nedgang.



Figur 11.7. Forventede investeringer på norsk sokkel (Faktahefte 2001 - OED)

11.5 Vare- og tjenesteleveranser

Hovedkomponenter som inngår i utbyggingen av Svale, Lerke, Stær og Svale Nord omfatter undervannsinstallasjoner, rørledninger, modifikasjoner på Norge, boringer og prosjektkostnader. Ved beregning av vare- og tjenesteleveranser er disse hovedkomponenter inndelt i undergrupper, og tall for kostnader er fremskaffet for disse undergruppene.

På basis av erfaringstall og kjennskap til leverandørindustrien, er det gjort anslag på hvilke leveranser som kan bli utenlandske, norske og regionale. Dette har dannet grunnlag for å vurdere hvor stor de norske og regionale leveranser kan bli. Det hefter vesentlig usikkerhet ved disse data, men dette gir en antydning om hva denne utbyggingen kan bety for norsk næringsliv.

Dataene er bearbeidet videre for å beskrive i hvilke næringer de ulike komponentene vil gi sysselsettingsvirkninger. Dette danner grunnlag for sysselsettingsberegningene (kap. 11.6).

11.5.1 Leveranser til utbyggingen

Kontraktstildeling vil foregå etter anbud og den nasjonale andelen vil være avhengig av hvor konkurransedyktig den norske industrien viser seg å være. Prosjektet er delt opp i hovedkomponenter og det er gjort vurderinger av mulige norske / regionale andeler. Det må understrekes at slike anslag er svært usikre og de sier noe om *mulige* norske leveranser.

Mulighetene for norske leveranser er vurdert basert på kunnskap om leverandørmarkedet, erfaringer fra utbygginger på norsk sokkel generelt og Statoils tidligere utbygginger. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte overførbare, og teknologi og kostnader i offshoreindustrien er under endring.

Tabell. 11.7. Anslag over nasjonale og regionale andeler av total leverans

Komponenter	Svale, Stær, Lerke og Svale N	
	Norsk (%)	Regionalt (%)
Undervannsprd.	60-70	3-5
Rørledninger ¹ og kabler	70-80	20-25
Rørledninger ² og kabler	30-35	5-10
Modifikasjoner	60-70	15
Boring	90-100	5
Prosjektledelse	100	60
Sum (% andeler)	80/65	20/10

1 Ved valg av separate rør

2 Ved valg av rørbunt

En antar at om lag 80 % av verdiskapningen i forbindelse med utbyggingen av Svale kan skje i Norge dersom en velger tradisjonelle separate rør. Om en velger rørbunt synker imidlertid den antatte norske andelen til om lag 65%. Den regionale andelen kan av samme årsak anslås til mellom 20 og 10 % avhengig av valg av rørløsning. Den regionale andelen er relativt høy til å være en utbygging i Norskehavet og dette skyldes delvis at regionen er ganske stor; begge Trøndelagsfylkene, Nordland og Troms.

Denne vurderingen av norske og regionale andeler er i utgangspunktet basert på Svale, men utbyggingen av Lerke, Stær og Svale Nord vil være analoge.

11.5.2 Leveranser til driften

De årlige regionale leveransene til drift er vurdert å kunne utgjøre om lag 50% av de totale leveransene over tid. Drift av landorganisasjonen er anslått å koste om lag 7 millioner kroner i året. Dette er lønnskostnader til de ansatte og kontorkostnader. Disse vil i all hovedsak være regionale anslagsvis 90 %. Ellers utgjøres resten av brønnvedlikehold og mindre modifikasjoner. Den regionale andelen anslås til å kunne bli 30 - 40 %. Disse tallene omfatter Svale. Ved drift av Lerke, Stær og Svale

Nord forventes en økning på 50 % slik at de samlede driftskostnadene vil være om lag 36 millioner kroner årlig pluss avgifter og forsikringer. Over tid kan det oppnås omkring 50-60 % regionale leveranser når en inkluderer driftsorganisasjon. Dette vil være avhengig av selskapets innkjøpsordninger og at det utvikles konkurransedyktige leverandører. I tillegg til disse driftskostnader planlegger en brønnvedlikehold som er anslått til 50 mill. kr. hvert år for både Svale, Lerke, Stær og Svale Nord. Disse vil i liten grad være regionale.

11.6 Sysselsettingsvirkninger

På grunnlag av leveransene kan sysselsettingsvirkningen beregnes. Beregningene viser hvilken sysselsettingseffekt utbygging og drift av Svale-feltet pluss Stær, Lerke og Svale Nord kan gi nasjonalt og regionalt. De regionale sysselsettingsvirkninger er beregnet for regionen, dvs fylkene Troms, Nordland, Sør- og Nord-Trøndelag.

11.6.1 Metode

Analysen av sysselsettingsvirkningene gjennomføres på h.h.v. nasjonalt og regionalt nivå. De nasjonale sysselsettingsvirkninger er beregnet ved hjelp av en nasjonal kryssløpsmodell. De regionale virkninger er beregnet ved hjelp av modellsystemet Panda. Modellsystemet tar utgangspunkt i den eksisterende sysselsettingen i regionen. For virkningene i driftsperioden er virkningene i et tilnærmet "normal-år" etter produksjonsstart lagt til grunn ved beregningene

11.6.2 Virkninger:

Ved bruk av modellene beregnes følgende sysselsettingsmessige ringvirkninger av en økt aktivitet i økonomien.:

1. **Direkte virkninger** Sysselsetting hos tiltakshaver (=operatør) og hos kontraktører
2. **Indirekte virkninger** Sysselsetting hos leverandører og underleverandører. Disse 2 utgjør produksjonsvirkningene.
3. **Konsumvirkninger** Sysselsettingsvirkninger som skapes ved at ansatte hos tiltakshaver og leverandører får økt forbruk.

De samlede virkningene blir derved summen av direkte leveranser, indirekte leveranser og avledet virksomhet gjennom økt privat konsum.

11.6.3 Nasjonale sysselsettingsvirkning

Som et resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene, og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets produksjonsvirkninger, som vist i figur 11.9.

Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder en del usikkerhet. En usikkerhet i beregningsresultatene på 20-30 % bør en i alle fall regne med.

Sysselsettingsvirkningene på nasjonalt nivå avhenger av hvor de største kontrakter blir plassert. Foran er drøftet mulige norske leveranser og hva som legges til grunn ved vurdering av fordelingen mellom norske og utenlandske leveranser.

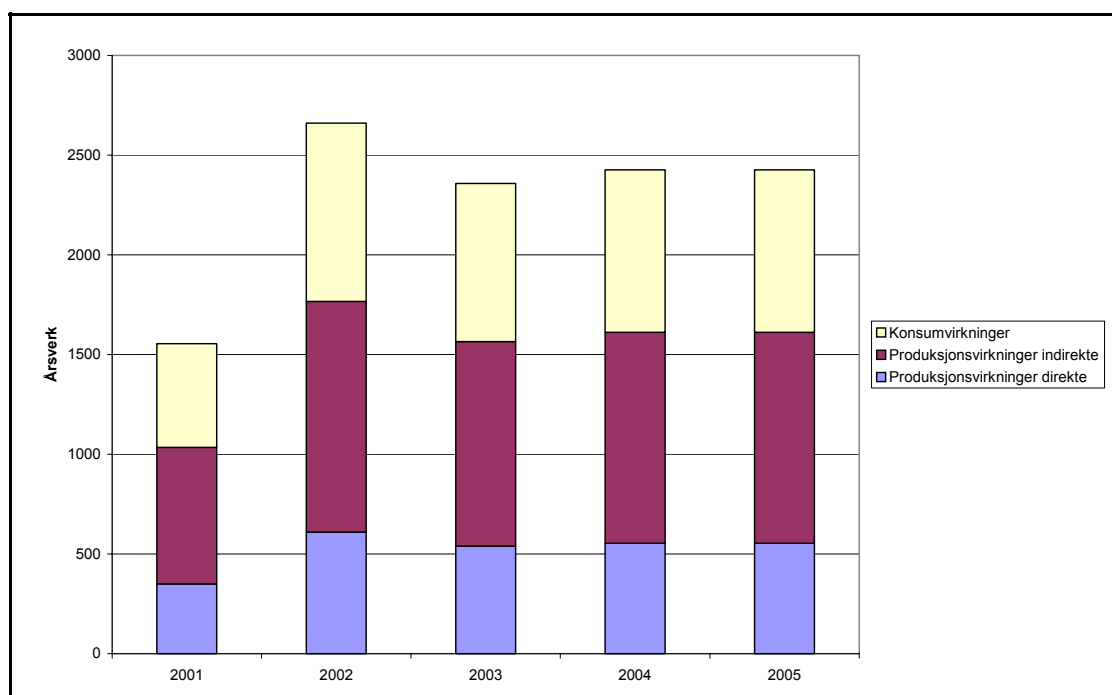
De samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger er beregnet til om lag 11 500 årsverk, inklusiv konsumvirkninger med omtrent 3 800 årsverk. Produksjonsvirkningene vil kunne utgjøre om lag

7 700 årsverk derav over 4 700 årsverk innen mekanisk/ industri og 1 000 årsverk innen forretningsmessige tjeneste (hovedsakelig ingeniørtjeneste). På det meste kan det forventes 1000 årsverk per år innen industri i 2002 - 2005. Innen forretningsmessig tjenesteyting vil virkningen være omtrent 200 årsverk i årene 2001 til 2005.

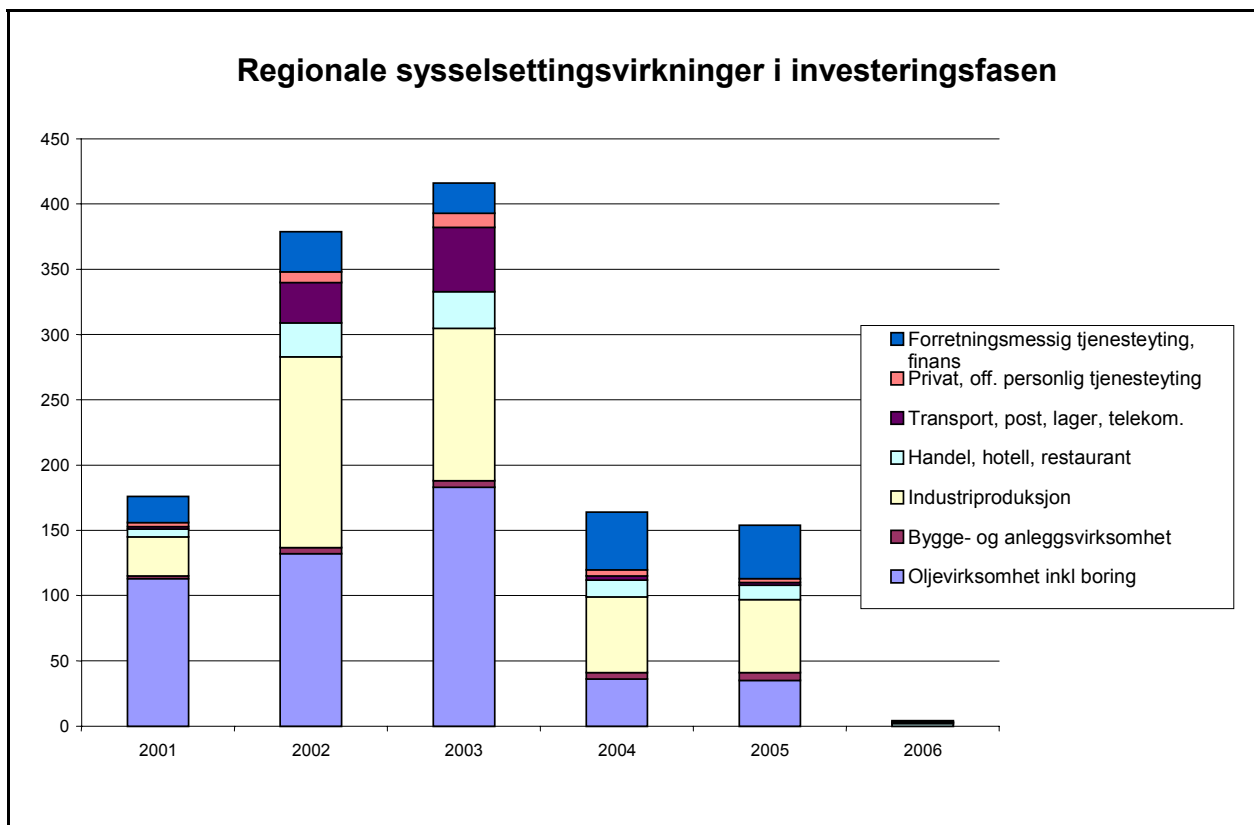
11.6.4 Regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Av de samlede investeringer forventes leveranser for om lag 0,4 til 0,8 mrd. kroner å kunne tilfalle bedrifter i regionen, mest innen transport og maritime tjenester og forretningsmessig tjenesteyting, men også noe i industri.

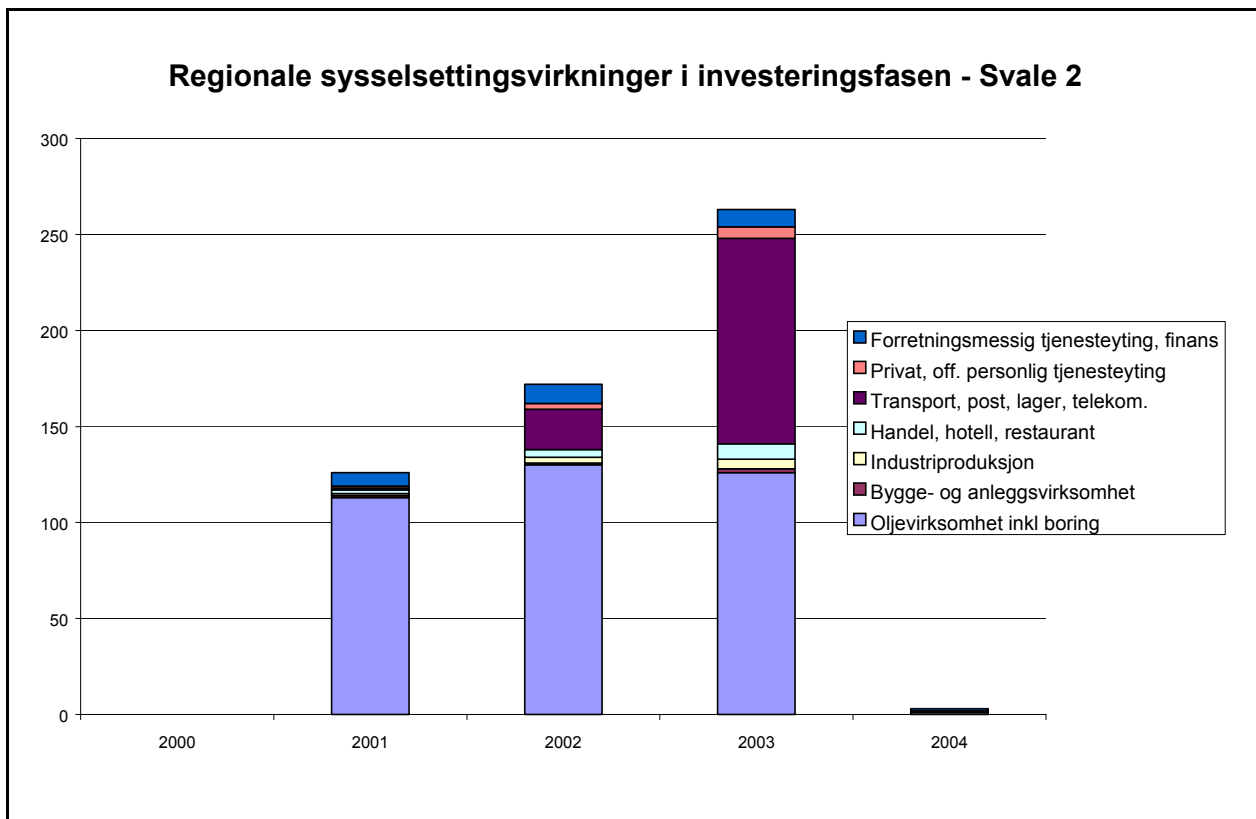
Regionale sysselsettingsvirkninger har blitt beregnet for 2 ulike valg av rørledninger: Alternativ 1 gjelder valg av separate rør og alternativ 2 gjelder valg av rørbunt. Det er forutsatt samme totalkostnader for de to alternativene, men ulik nasjonal/regional leveranse av de to rørsystemene.



Figur 11.9. Samlede nasjonale sysselsettings- virkninger - produksjons og konsumvirkninger



Figur 11.10. Regionale sysselsettingsvirkninger fordelt på de viktigste næringene over tid (Alt.1)



Figur 11.11 Regionale sysselsettingsvirkninger fordelt på de viktigste næringene over tid (Alt.2)

Sysselsettingsvirkninger for alt. 1 (separate rør)

Beregnete sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen for alternativ 1 med valg av separate rør er vist i figur 11.10. I alt kan det forventes om lag 1000 årsverk som regionale sysselsettingsvirkninger av investeringer for denne løsningen i perioden fram til år 2003. Virkningene fra år 2004 vil komme fra Stær og Lerke. Inklusiv virkningene av Stær, Lerke og Svale Nord vil investeringene kunne føre til en sysselsettingsvirkning på ca 1300 årsverk i regionen. Virkningen vil være størst i 2002 og 2003 da en kan forvente omlag 400 årsverk.

Sysselsettingsvirkninger for alt. 2 (rørbunt)

Det er forutsatt en lavere norsk og dermed også lavere regional andel for denne utbyggingsløsningen. Sysselsettingsvirkningen for denne løsning (ekskl. Stær, Lerke og Svale Nord) er vist i figur 11.11. I alt kan det forventes 550 til 600 årsverk som regionale sysselsettingsvirkninger av investeringer i utbyggingsfasen. Virkningen vil være størst i 2003 med 250 til 300 årsverk. det vil si at denne utbyggingsløsningen vil kunne gi mindre virkninger enn løsningen med separate rør (alternativ 1).

11.6.5 Regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Ved beregning av regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er det forutsatt at driftsaktivitetene integreres i allerede etablerte driftsmiljøer for Norge. Det vil si at prosjektet styres fra Harstad, at en benytter forsyningsbasen i Sandnessjøen og helikopterbasen i Brønnøysund.

Bemanningen er forventet å bli 4 årsverk i landorganisasjonen i Harstad.

De regionale virkninger i driftsfasen vil være begrenset. Det anslås at de regionale leveransene kan bli 10 - 15 millioner kroner årlig når en ser bort fra de ansatte i driftsorganisasjon. Dette kan medføre en sysselsettingsvirkning (produksjonsvirkninger pluss konsum) på om lag 30 - 40 årsverk innenfor mekanisk industri, oljevirkning, forretningsmessig tjenesteyting og handel/ restaurant

12 Sammenstilling av konsekvenser, avbøtende tiltak, oppfølgende undersøkelser og overvåking

12.1 Sammenstilling av konsekvenser

Nedenfor er det gitt en skjematisk oversikt over forventede konsekvenser av utbyggingen av Svale. Det er ikke identifisert konsekvenser som hver for seg eller i sum representerer uakseptable miljøvirkninger

Tabell 12.1 Oversikt over konsekvenser av utslipp til luft

Virkning	Antatte konsekvenser
Utslipp til luft	
I bore- og installasjonsfasen er årlige utslipp på det meste beregnet til ca. 8300 tonn CO ₂ , 200 tonn NO _x , 13 tonn VOC og 7 tonn SO ₂ .	Utslipp av CO ₂ , CH ₄ og nmVOC bidrar til drivhuseffekten, og gir effekter av global karakter. Utslippene av CO ₂ fra Svale, Stær og Lerke (2004) utgjør i størrelsesorden 0,4 % av de samlede CO ₂ -utslippene fra norsk sokkel (1998).
I driftsperioden frem til 2017 er årlige utslipp for Norne med tillegget av Svale, Stær og Lerke beregnet til i underkant av 1000 tonn NO _x , 300.000 tonn CO ₂ og 3400 tonn VOC	Utslippene av NO _x og SO ₂ vil generelt kunne bidra til forsurening av jordsmonn og ferskvann, gi gjødslingseffekt på vegetasjonen. I det berørte området forventes det imidlertid ikke målbare effekter på forsureningssituasjonen. Påvirkningen på vegetasjon vil være liten, og det forventes ingen merkbar effekt på fauna. Utslipp av NO _x i kombinasjon med VOC vil sammen med andre utslipp kunne bidra til episoder med høye korttidskonsentrasjoner av ozon. Økt dannelse av ozon vil kunne forårsake en merbelastning i forhold til tålegrenser og føre til økt potensielle for negativ påvirkning på planter og dyr.
Utslipp til sjø	
Ved boring vil det bli utslipp av borekaks og vannbasert borevæske. Ved boring med oljebasert borevæske vil både borekaks og borevæske bli samlet opp og fraktet til land for behandling. Mindre uhellsutslipp av oljebasert borekaks/-væske kan erfaringsmessig ikke utelukkes	Avfall fra boring med vannbasert borevæske regnes ikke som giftig, men kan ha en negativ virkning på bunndyrsamfunn ved at de begraver fastsittende organismer og gjør bunnsstratet uegnet for flere arter. Som følge av stort havdyp og havstrømmer forventes det ikke noen omfattende avsetning av borekaks på havbunnen ved brønnene. I tillegg vil barytt- og bentonitt-partikler spredt i vannsoylen kunne ha effekter på filtrerende organismer. Eventuelle korallforekomster i umiddelbar nærhet av utslipp av borekaks vil kunne bli negativt påvirket.
Ved komplettering av brønner vil det bli mindre utslipp til sjø av kompletteringsvæsker og tilsatte kjemikalier, samt av sement.	Kjemikaliet som benyttes til biosid i forbindelse med klargjøring er karakterisert ved relativt høy giftighet, men det har også høy biodegraderbarhet og lav potensielle for bioakkumulering. Mengdene som slippes ut i forbindelse med klargjøring av røret er relativt små, og fortyningen vil medføre at giftvirkningen avtar raskt. Eventuelle effekter vil dermed bli kortvarige og begrenset til nærområdet ved utslippspunktet.
Ved klargjøring av ledninger vil det bli utslipp av vann som planlegges tilsatt glykol og biocid for å unngå begroing og korrosjon.	
Produsert vann vil bli reinjisert eller rensert og sluppet ut til sjø. Størst utslippsmengde er beregnet til ca. 10.000 tonn/døgn det siste året av produksjonen fra Svale og ca. 9000 tonn/døgn samlet for Stær, Lerke og Svale Nord i 2013.	Beregningene av miljörisiko (PEC/PNEC) for Norne, Svale, Svale Nord, Stær og Lerke samlet i 2008 viser at forventet konsentrasjon i vannmassene (PEC) overskrider nedre effektgrense (PNEC) i et område begrenset til 10 km fra utslippspunktet og ved en dybde på mellom 10 til 20 meter. Det betyr at det er knyttet en risiko for miljøeffekter til dette området. Med den kunnskap en i dag har om virkninger av utslipp av produsert vann, vurderes utslippene å ha relativt små negative miljøkonsekvenser. Doseberegninger har vist at hverken sildelarver eller zooplankton vil bli utsatt for doser av olje som kan gi skader på bestandnivå.
Akutte oljeutslipp	Sannsynligheten for skader langs kysten er lav, og de største skadene vil være knyttet til sjøfugl som oppholder seg på havet. Sannsynligheten for at et akutt utslipp av olje fra området som kan få betydelige negative virkninger for utøvelsen av fiskeriene, vurderes som svært lav.

Arealbeslag og fysiske inngrep	
Marine operasjoner i forbindelse med boring, rørlegging og installasjoner	I anleggsfasen vil fiske med alle redskapstyper kunne bli forstyrret i en begrenset periode. Etter at rørledningene og bunnrammene er installert vil de ikke medføre ulemper for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line m v. Eventuelle ulemper vil dermed være avgrenset til fiske med bunnredskaper som trål. Bunnrammene og rørledningene vil bli overtrålbare. Det er ikke registrert viktige fiske- eller gyteområder ved utbyggingsområdet. Konsekvenser for fiskeflåten og for fiskebestandene vurderes derfor som ubetydelige.
Samfunnsmessige forhold	
Utbyggingen av Svale, Stær, Lerke og Svale Nord genererer økonomiske ringvirkninger både i utbyggingsfasen og i driftsperioden	De totale kostnadene for utbygging er pr mai 2001 beregnet til cirka 2,9 milliarder 2001-kroner for Svale, og 4,7 milliarder kroner for Svale med tillegg av Stær og Lerke, og Svale Nord. I utbyggingsfasen anslås det at de nasjonale leveransene av varer og tjenester vil kunne utgjøre 65-80 %, og at de regionale leveransene vil kunne utgjøre 10-20 %. De samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbyggingen er anslått til 11-12.000 årsverk. Den regionale sysselsettingsvirkningen er anslått til 1000-1300 årsverk i utbyggingsfasen, og i driftsperioden 30-40 årsverk.

12.2 Sammenstilling av tiltak

Tiltak beskrevet i konsekvensutredningen er oppsummert i tabell 12.2.

Tabell 12.2 Oppsummering av tiltak

Prosjektfase	Tema	Aktiviteter	Ref.
Kontrakt	HMS	Det vil bli satt krav til alle kontraktører og leverandører om å etablere et eget HMS- program. Kontraktørene skal i tillegg kunne dokumentere et HMS-styringsystem. Ved tildeling av kontrakter skal Statoil legge til grunn en vurdering av selskapsresultat, mål og holdninger vedrørende HMS hos aktuelle kontraktører og leverandører.	4.8
Boring og installasjon	Koraller	Plassering av havbunnsinstallasjoner skal drøftes med Havforskningsinstituttet dersom koraller påvises under traseundersøkelsene	10.3
	Kulturminner	Dersom det påvises kulturminner i forbindelse med traséundersøkelser eller på annen måte, skal dette rapporteres til Riksantikvaren	5.1.6
	Avfall	En innretningsspesifikk avfallsplan vil bli utarbeidet for boreaktivitet.	7.5
	Kjemikaliebruk	Det vil kun bli benyttet vannbasert borevæske som vil bli gjenbrukt for å redusere utslipps-mengdene. Oljebasert borevæske vil kun bli benyttet dersom dette viser seg nødvendig av operasjonelle årsaker. Utslipp av sementerings-kjemikalier vil bli minimalisert ved hjelp av doseringsutstyr. Brønntesting vil bli gjort på en slik måte at det ikke skjer utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner.	7.4
	Rørledning- strasè	Det skal gjennomføres havbunnsundersøkelser for optimalisering av rørtraséer og plassering av havbunnsrammer	4.9.1
	Havbunn	En miljøundersøkelse vil bli gjennomført før boringen, sommeren 2002.	5.2.1
Oppstart og drift	Steindumping	Valg av stein for steindumping av rørledninger, samt understøttelses-design skal drøftes med Fiskeridirektoratet	10.1
	Klargjøring av rørledning	Tiltak i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil i god tid før operasjonene bli diskutert med Havforskningsinstituttet .	3.1.7
	Luftutslipp	Tiltakene for å redusere luftutslipp vil bli gjennomført på produksjonsskipet og inngår i HMS-programmet til Norge.	6.7
	Kjemikaliebruk	Minst mulig bruk av kjemikalier som ikke står på Plonorlisten. For å redusere bruken av korrosjonshemmer vil en i første del av produksjonsfasen (fram til vanngjennombrudd) bare benytte pHjusterende kjemikalier (karbonat).	7.4
	Produsert vann	Nytt utstyr forbedres for rensing til 30 mg/ml olje i vann	7.4
	Miljørisiko	Oppdatere miljørisikoanalysen for Norge.	9
	Havbunn	Svale-området vil inngå i den regionale overvåkingen som neste gang vil bli utført i 2004.	5.2.1

Avvikling	Avviklingsplan	I god tid før avvikling skal det legges fram en avviklingsplan og en konsekvensutredning	4.11
-----------	----------------	--	------

13 Litteratur

Se grunnlagsdokumenter listet i tabell 3.1. Øvrige viktige referanser er listet under:

DNV, 2001. Miljøundersøkelse 2000 Haltenbanken Region VI. Rapportnr. 2001-0376 (rev. 01)

Fosså, J.H., Mortensen, P.B. & Furevik, D.M., (2000). Lophelia-korallrev langs Norskekysten. Forekomst og tilstand. Fisken og Havet 2-2000 (ref nr 149 i MRDB)

Hovland, M. og Mortensen, P. B. 1999: Norske korallrev og prosesser på havbunnen. John Grieg forlag.

Johnsen, S., Frost, T. K., Hjelsvold, M., Utvik, T. I. R. 2000: The environmental Impact Factor - a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation, SPE-paper 61178, presentert i SPE konferansen, Stavanger, Juni, 2000.

Moe et. al. (1999) Spesielt miljøfølsomme områder i relasjon til petroleumsvirksomhet (SMO)(digitalt web-atlas). Figur 5.1-5.4 er kopiert fra NOFOs regionale planverk.

MRDB (Marin Ressurs databasen) (2001)

NOFO (Norsk oljevernforening for operatørselskap), (2001) Regionalt planverk, www.nof.no

OLF (1996): Miljøeffekter av bore- og brønnkjemikalier. Rapport utarbeidet av IKU, Allforsk, Niva og Novatech, desember 1996.

Statoil (2001) Utslipp fra Nornefeltet. Årsrapport 2000. Arkivnr. 01A05*0058

Statoil m. fl. (1999) Regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet. RKU-vedlegg. Oppsummering av høringsuttalelser med kommentarer fra selskapene.

Statoil m.fl. (1998) Regional konsekvensutredning for Haltenbanken/Norskehavet.

Statoil (1998) Norne Miljørisiko- og beredskapsanalyse, Felt-hav-kyst-strand. HMS/T98039

14 Vedlegg 1: Program for konsekvensutredning - Svale-området

Det legges opp til å gjennomføre en feltspesifikk konsekvensutredning der en drar nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (RKU). Det betyr at det ikke vil bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket, men i stedet benyttet henvisninger til RKU. Det blir i det følgende gjort rede for hvilke tema dette gjelder.

Konsekvensutredningen vil inneholde en omtale av alternative utbyggingsløsninger som har vært vurdert, og en mer detaljert beskrivelse av den utbyggingsløsningen som er valgt. Det vil bli gjort rede for relevante vurderinger som er lagt til grunn mht. teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger.

Konsekvensutredningen vil redegjøre nærmere for utslippsreducerende tiltak utfra selskapets null-skade-filosofi og myndighetens miljøpolitikk/styrings signaler.

14.1 Utredningsaktiviteter

14.1.1 Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet

Det vil i konsekvensutredningen bli beskrevet hvilke undersøkelser som vil bli gjennomført for å avdekke eventuelle korallforekomster, og hvordan en vil ta hensyn til eventuelle funn.

Følgende punkt anses for dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Generell beskrivelse av naturressurser og utnyttelse av disse innenfor influensområdet (kapittel 5 i RKU).

Det vil bli innhentet tilleggsopplysninger om "spesielt miljøfølsomme områder" (SMO).

14.1.2 Utslipp til luft

Utbyggingen vil medføre utslipp til luft knyttet til:

- Boring
- Marine operasjoner
- Brønntesting
- Drift/prosessering
- Reinjeksjon av gass
- Transport av olje (lagring på Norne-skipet, lastning av skytteltankere, transport med skytteltankere)

KU vil kvantifisere økningen i energibehov og utslippene til luft mht. parametrene CO₂, NO_x, SO₂, CH₄ og nmVOC. Det vil bli gjort rede for behovet for modifikasjoner på mottaksinstallasjonen, og hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslipp til luft, se kap. 2. KU vil synliggjøre selskapenes null-utslipps-tankegang, og hvordan denne tenkes implementert i dette prosjektet. Både planlagte og vurderte tiltak vil bli beskrevet.

Utslippene knyttet til utbyggingen i Svaleområdet sammenlignes med utslipp fra:

- Norne før tilknytning av Svale og andre satelitter
- Haltenbanken/Norskehavet
- Samlede utslipp fra norsk sokkel

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft (kapittel 6.1, 6.2 og 6.3 i RKU)

14.1.3 Utslipp til sjø

Utslipp og avbøtende tiltak (vurderte og planlagte) vil bli beskrevet, herunder også mengder av produsert vann og stoffmengder/oppløste komponenter i dette vannet. KU vil synliggjøre selskapenes nullutslipps-tankegang, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet. I den forbindelse fokuseres det på:

- Bruk av borevæske/ disponering av borekaks

- Brønntesting
- Kjemikaliebruken ved klargjøring og drift av rørledning og i prosessen.
- Utslipp av formasjonsvann.

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

- Utslipp fra Norne-skipet før tilknytning av Svale og andre satelitter
- Haltenbanken/Norskehavet

Pga. planer om reinjisering vil ikke konsekvenser av utslipp til sjø fra produsert vann bli nærmere omtalt i KU. Forøvrig vises det til kap. 7 i RKU Norskehavet.

14.1.4 Akutt forurensing.

KU vil utrede sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til borefasen og til driftsfasen (fra undervannsinstallasjon og rørledninger), samt hvordan utbyggingen påvirker risikoen for akutte utslipp fra Norne-skipet.

Basert på nærmere kunnskap om oljens egenskaper, sannsynligheter for utblåsning og varigheter, vil det bli gjennomført nye drivbaneberegninger. Konsekvensene vil bli beskrevet, med utgangspunkt i drivbaneberegningene, RKU Norskehavet og ellers resultater fra Norsk Dypvannsprogram.

Miljørisikobidraget fra Svale og andre satelitter vil bli estimert og behov for oppdatering av miljørisikoanalysen for Norne vil bli nærmere vurdert basert på disse resultatene.

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen:

- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området (kapittel 8.8 i RKU, vedlegg 4 i RKU-vedlegg).

14.1.5 Konsekvenser for fiskerier og akvakultur

Konsekvensutredningen vil beskrive:

- Aktuelle havbunnsinstallasjoner og rørledninger, herunder rørledningstraseer.
- Det vil bli gjort rede for behovet for beskyttelse av rørledninger, herunder en foreløpig vurdering av omfanget av steindumping og/eller

nedgraving og forekomst av frie spenn. Endelig vurdering av disse forholdene for både Svale og framtidige satelitter kan skje etter gjennomføring av trasekartleggingen som vil bli utført på et senere tidspunkt og vil bli nærmere tatt opp med de aktuelle myndighetene da.

Følgende punkt anses dekket av den regionale konsekvensutredningen og den feltspesifikke konsekvensutredningen for Norne:

- Beskrivelse av fiskeressursene i influensområdet (kapittel 5.1.3, 5.1.4, 5.1.10 i RKU)
- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området og omtale av konsekvenser av arealbeslag, rørledninger og akuttutslipp (kapittel 9 i RKU)

14.1.6 Samfunnsmessige konsekvenser

Konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av:

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

14.1.7 Oppfølgende tiltak og undersøkelser

Før produksjonsboringen starter vil det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet for å kartlegge miljøtilstanden. Undersøkelsen forventes planlagt i første kvartal 2001 og gjennomført i andre kvartal 2001.

Miljøovervåkingen vil deretter fases inn i den regionale overvåkingen i området.

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse av den miljøovervåking som i dag foregår, samt i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking som følge av utbyggingen. I konsekvensutredningen vil det bli gjengitt resultater fra regionale og lokale miljøundersøkelser som er gjennomført ved Norne.

15 Vedlegg 2: Myndighetenes styringssignaler for miljøarbeid

For å motvirke miljøproblemer knyttet til olje- og energisektoren legger regjeringen opp til en energipolitikk som underbygger miljøpolitikken. I det følgende er referert sentrale punkter fra styrende dokumenter som inneholder statusbeskrivelser, målsettinger, tiltak og virkemidler i arbeidet med å redusere miljøulemper:

St. meld. nr. 58 (1996-97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling

Stortingsmeldingen gir klare føringer for utslipp til sjø fra petroleumssektoren:

- For nye funn med selvstendige utbyggingsløsninger skal det som hovedregel ikke tillates miljøfarlige utslipp
- For eksisterende felt skal det gjennomføres en grundig gjennomgang av utslippene til sjø, med sikte på å etablere løsninger som ikke medfører utslipp til sjø av olje og miljøfarlige kjemikalier.
- For satelittutbygginger vil løsningen for hovedfeltet ofte bli avgjørende for hvilke utslippsreduksjoner som kan oppnås.
- For letevirkosomhet og forboringer vil hovedregelen om forbud mot utslipp av mulige miljøfarlige kjemikalier antakelig ikke kunne legges til grunn.

CO₂-avgiften vil fortsatt være hovedvirkemiddelet for å redusere utslipp av CO₂, og det blir også pekt på at det kan være aktuelt å iverksette virkemidler for å redusere utslipp av CO₂ fra deler av sokkelen som ikke er ilagt CO₂-avgift. For NO_x er hovedstrategien innføring av turbiner med lav-NO_x brennere. For VOC blir det vist til pågående arbeid, og avtaler mellom myndigheter og industri blir vurdert som et virkemiddel for å oppnå utslippsreduksjoner.

St. meld. nr. 8 (1999-2000) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Meldingen presenterer utviklingen i miljøet og hovedpunktene i regjeringens miljøpolitikk. For resultatområdet "Oljeforurensing og akutt forurensing" er følgende målsetting formulert:

"Operasjonelle utslipp av olje skal ikke medføre uakseptabel helse- eller miljøskade. Risikoen for miljøskade og andre ulemper som følge av akutt forurensing skal ligge på et akseptabelt nivå."

Nasjonale utslipp av NO_x skal reduseres til maksimalt 156.000 tonn i år 2010 (28% reduksjon i forhold til 1990). Nasjonale utslipp av VOC (fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62 °N) skal reduseres til maksimalt 195.000 tonn i år 2010 (37 % reduksjon i forhold til 1990).

Det legges til grunn at det skal benyttes lav-NO_x brennere ved installering av nye gassturbiner. Der slik teknologi ikke er tilgjengelig, skal det tilrettelegges slik at en evt. ettermontering blir mindre kostbar. Sammen med tre andre vurderte tiltak vil en kunne oppnå 11 % reduksjon av de nasjonale utslipp, i forhold til nivået i 1990.

For VOC fokuseres det på utprøving av teknologi som skal redusere utslipp ved bøyelasting av tankskip, og ved lagring av råolje på flytende innretninger. Innføring av slik teknologi ventes å redusere VOC-utslippene med opptil 100.000 tonn årlig.

Meldingen fastsetter resultatmål for redusert påvirkning av helse- og miljøfarlige kjemikalier, med angitte tidspunkter for stans eller vesentlig reduksjon av navngitte kjemikalier. Utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø skal kontinuerlig reduseres i den hensikt å stanse utslippene innen en generasjon (dvs. innen 2020). Risiko for at utslipp og bruk av kjemikalier forårsaker skade på helse eller miljø skal reduseres vesentlig.

Olje- og energidepartementet: Miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren 1999

Handlingsplanen tar utgangspunkt i St. meld. 58 og St. meld. 8 (se ovenfor), og fastsetter sektormål for olje- og energisektoren innenfor hvert enkelt av de 8 resultatområdene i St. meld. 58.

For resultatområdet "Overgjødning og oljeforurensning" er det fastsatt sektormål som innebærer at:

- Nye felt skal som hovedregel ha løsninger som innebærer 0-utslipp. Eksisterende felt skal innen 2005 ha løsninger for 0-utslipp eller minimale operasjonelle utslipp av miljøskadelige forbindelser.
- Innholdet av olje i produsert vann skal ikke overstige 40 mg olje pr. liter.