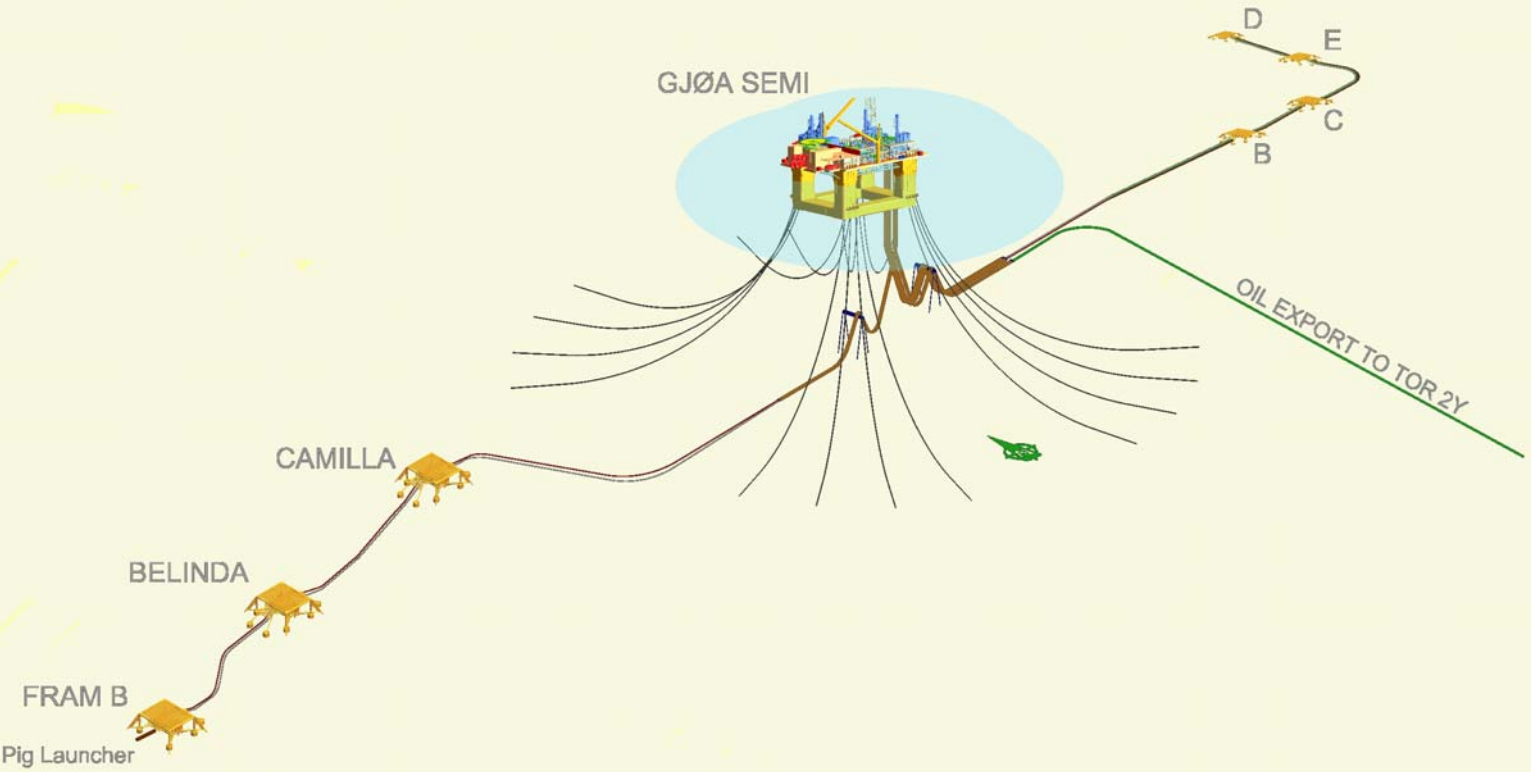


Hydro Oil & Energy

Vega (PL048 Camilla Belinda og PL090C Fram B)
Konsekvensutredning
Oktober 2006

HYDRO

Operator

HYDRO

Partners:

STATOIL

revus energy

petoro

IDEMITSU

Gaz de France

Forord

Den foreliggende konsekvensutredningen tar for seg konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn for utbyggingen av Vega som består av feltene Camilla, Belinda og Fram B. Konsekvenser av en fremtidig utbygging av Aurora-feltet er også belyst. Konsekvensutredningen inngår som en del av Plan for Utbygging og Drift for Vega (PL 248 Camilla Belinda og PL 090C Fram B). Feltene skal knyttes til den nye Gjøa-plattformen (PL 153). Tidsplanen for Vega og Gjøa er samordnet, og konsekvensutredningene bør sees i sammenheng.

Konsekvensutredningsprogrammet for Vega ble levert til myndighetene i april 2006, og fastsatt av Olje- og energidepartementet 11 juli 2006. Den foreliggende konsekvensutredningen oppsummerer høringsuttalelsene fra høringen av konsekvensutredningsprogrammet og gir utbyggers kommentarer til disse.

Konsekvensutredningen utreder hovedalternativet som er blitt anbefalt av rettighetshaverne i lisensen, men det er lagt vekt på å få frem hvilke alternativer som er blitt vurdert, samt å gi en overordnet miljøvurdering av disse.

Norsk Hydro, som utbyggingsoperatør, har på vegne av rettighetshaverne utarbeidet denne konsekvensutredningen. Agenda Utredning og Utvikling har bidratt med å beskrive samfunnsmessige konsekvenser, Acona Group har bidratt med å beskrive konsekvenser for fiskerinæringen, SINTEF har bidratt med forvitringsstudier og oljedriftsberegninger, og DnV har utført miljørisikoanalyse.

Produksjonsprofiler og økonomiske tall er gitt slik de forelå ved valg av konsept våren 2006. Tallene vil bli oppdatert ved innsendelse av PUD Del 1 Teknisk og økonomisk del.

Konsekvensutredningen er tilgjengelig på Hydros internettside: www.hydro.com.

Innholdsfortegnelse

Forkortelser 7
1 Innledning 9
1.1 Informasjon om den planlagte utbyggingen 9
1.2 Formålet med konsekvensutredningen 10
1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning 10
1.4 Offentlig saksbehandling 11
1.5 Forholdet til andre utredninger i området 12
2 Planer for utbygging og drift 13
2.1 Lisenshistorie og eierforhold 13
2.2 Reservoarbeskrivelse 14
2.3 Andre utbyggingskonsepter som har vært vurdert 14
2.4 Ressurser og produksjonsprofiler 16
2.5 Beskrivelse av valgt utbyggingsløsning 16
2.6 Transport og ilandføring 19
2.7 Tidsplan for utbyggingen 20
2.8 Investering og driftskostnader 21
2.9 Helse, miljø og sikkerhet (HMS) 21
2.10 Avvikling 21
2.11 Prospekter i nærheten som kan knyttes til Vega 22
3 Oppsummering av høringsuttalelser og utbyggers svar på disse 25
4 Konsekvenser for miljø 31
4.1 Miljømål og rammebetingelser 31
4.2 Miljøforhold i området 31
4.3 Utslipp til sjø i borefasen 33
4.4 Utslipp til vann i installasjonsfasen 33
4.5 Utslipp til sjø i driftsfasen 34
4.6 Utslipp til luft 36
4.7 Avfall 37
4.8 Akutte utslipp 37
4.8.1 Kilder til utslipp 38
4.8.2 Influensområde 38
4.8.3 Miljømessige konsekvenser 40
4.8.4 Miljørisiko 41
4.8.5 Oljevernberedskap 42
4.9 Oppfølgende miljøundersøkelsr 42
4.10 Konsekvenser for kulturminner 42
5 Konsekvenser for fiskerier, havbruk og skipsfart 43
5.1 Fiskeriressurser i Nordsjøen 43
5.2 Fisket i områder som berøres av utbyggingen 44
5.2.1 Kort om fiskeristatistikken 44
5.2.2 Konsumtrålfiske 48
5.2.3 Industritrålfiske 48
5.2.4 Notfiske 49
5.2.5 Annet fiske 49
5.3 Konsekvenser for fiskeriressurser og fiskeriene 50
5.3.1 Konsekvenser for fiskeressursene i utbyggingsfasen 50
5.3.2 Konsekvenser for fiskeriressursene i driftsfasen 50
5.3.3 Konsekvenser av for fiskeriene i utbyggingsfasen 50
5.3.4 Konsekvenser av ankermerker etter installasjonsarbeidene er avsluttet 51
5.3.5 Konsekvenser av installasjoner i driftsfasen 51
5.3.6 Konsekvenser av rørledninger i driftsfasen 52
5.4 Avbøtende tiltak 53

5.5 Konsekvenser for koraller og habitater 53
6 Samfunnsøkonomiske konsekvenser 54
6.1 Samfunnsmessig lønnsomhet 54
6.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel 54
6.3 Vare- og tjenesteleveranser 55
6.4 Sysselsettingsvirkninger 55
Vedlegg 1: Fastsatt utredningsprogram for Camilla, Belinda og Fram B, nå kalt Vega. 59

Sammendrag

Denne konsekvensutredningen er utarbeidet for å belyse de viktigste miljømessige og samfunnsøkonomiske konsekvenser knyttet til utbygging og drift av Vega (PL 048 Camilla Belinda og PL090C Fram B). En mulig fremtidig utvidelse med tilknytning av Aurora (PL 195) er også inkludert .

Konsekvensutredningen er basert på utredningsprogrammet for Camilla, Belinda og Fram B (nå kalt Vega) som ble vedtatt av OED i juli 2006.

Prosjektbeskrivelse
Vega ligger i nordre del av Nordsjøen i blokk 35/8 og 35/11 og består av tre felt kalt Camilla, Belinda og Fram B. Feltene ligger 10-30 km nord/nordvest for Framfeltene, 45-75 km nordvest for Troll og mellom Gjøa og Gullfaks.

Feltene inneholder gass og kondensat. De utvinnbare reservene er anslått til 18,3 GSm^3 gass og 4,2 MSm^3 kondensat . Når produksjonen er på platå vil den være 7,0 MSm3/d gass og 4,0 kSm^3/d kondensat.

Det er planlagt å bygge ut feltene med seks brønner fordelt på to brønner i en fire-brønns bunnramme på hvert av de tre feltene. Brønnstrømmen fra de tre feltene vil samles i en rørledning som planlegges ført til Gjøa for prosessering. Kondensatet vil følge oljen fra Gjøa og føres i en ny oljerørledning som vil knyttes til eksisterende Troll oljerørledning (TOR 2) og videre til Mongstad. Gassen planlegges å transporteres i en ny gassrørledning fra Gjøa som vil bli tilknyttet det eksisterende FLAGS-systemet (Far North Liquid and Associated Gas System) på britisk side.

Planlagt oppstart av feltet er i fjerde kvartal i 2010. En mulig løsning for Aurora er å benytte kapasiteten når Vega går av platå med innfasing i 2016.

Generelt
Vega kjøper nødvendig prosesseringskapasitet på Gjøa, og de utslippene knyttet til prosessering og transport i driftsfasen vil derfor skje på Gjøa. Vega vil være underlagt Gjøa sine planer for håndtering av produsert vann og utslipp til luft.

Utslipp til luft
Energibehovet til Vega vil dekkes av kraftforsyningssystemer på Gjøa. Utbyggingen vil kreve en andel av kraftforbruket på Gjøa på i snitt rundt 30%. Det er valgt å importere kraft fra land til Gjøa, blant annet på grunn av miljøhensyn. Dette vil medføre at utslippene per produsert enhet vil bli lavere enn på de fleste andre installasjoner. Miljøkonsekvensene av utslipp til luft fra driftsfasen er belyst i KU for Gjøa.

Utslipp til luft fra bore- og installasjonsfasen er estimert til 50 000 tonn CO_2, 1085 tonn NO_x og 43 tonn SO_2.

Ved å sammenligne med de årlige utslippene som er forventet i 2009 og 2010, vil CO_2-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre under 0,1% av de forventede nasjonale CO_2-utslippene, NO_x-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre rundt 0,7% av nasjonal målsetning for NO_x-utslipp fra Gøteborgprotokollen (målår 2010) og SO_2-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre ca.0,2% av nasjonal målsetning for SO_2-utslipp fra Gøteborgprotokollen (målår 2010). Utslippene er relativt sett små og tidsbegrenset, og miljøkonsekvensene vil være begrensede.

Utslipp til sjø
Det er lagt stor vekt på å designe for minimal bruk av kjemikalier og å unngå bruk og utslipp av miljøskadelige kjemikalier. Det vil bli redegjort nærmere for bruk og utslipp av kjemikalier i kommende søknader om utslippstillatelse.

Det vil ikke være miljøskadelige utslipp fra bore- og installasjonsfasen for Vega. Vannbasert, miljøakseptabel, borevæske og overskudd sement benyttet til komplettering av brønnene planlegges sluppet til sjø. Boreslam som inneholder kjemikalier som ikke er "grønne" eller "gule" i henhold til SFTs klassifisering vil bli transportert til land for sikker destruksjon.

Vega vil bidra med en svært beskjeden mengde produsert vann; inntil 10 m^3 formasjonsvann og 100 m^3 kondensert vann pr. dag. Det produserte vannet vil utgjøre 1-5% av vannmengden som planlegges sluppet ut på Gjøa. Produsert vann vil bli renset gjennom EPCON-filter og slippes til sjø på Gjøa. Miljøeffekter av utslippene er belyst i KU for Gjøa. Beregninger av EIF (Environmental Impact Factor) av utslipp av produsert vann på Gjøa viser at bidraget til miljørisiko er målbart kun i nærheten av utslippspunket. Miljøkonsekvensene som følge av utslipp av produsert vann fra Vega regnes følgelig å være ubetydelige.

Akutte utslipp og beredskap
De største utslippene av kondensat vil skje ved tap av brønnkontroll. Sannsynligheten for at dette kan skje er størst under boring og komplettering av brønnene i 2009 og 2010.

Det er beregnet influensområder for undervannsutblåsning og utblåsing på rigg. For tilfellet med undervannsutblåsning ble det ikke registrert stranding i noen scenarier, mens for tilfellet med utblåsning fra rigg ble det registrert strandning i 4% av scenariene og en maksimal strandet mengde av vann-i-olje-emulsjon på 17 tonn.

Miljømessige konsekvenser av et akuttutslipp på Vega vil i hovedsak være effekter av olje dispergert i vannmassene på silde- og torskelarver. Konsekvensene vil være størst i gyteperioden, i andre kvartal. Gjennomsnittlige tapsandeler av sildelarver er beregnet til inntil 1,3% av rekrutteringen, mens tilsvarende for torskelarver er <0,6%. Dette gjelder ved en svært konservativ antagelse om at samtlige larver som eksponeres for mer enn 50 ppb THC i vannsøylen går til grunne. Følgelig konsekvensene av et akutt utslipp små.

Simuleringene viser at oljeflak også fra utblåsning på rigg vil være tynne og små og ikke nå land. Sannsynligheten for stranding av olje er mindre enn 5%.

For å vurdere konsekvenser av oljeflak i åpent hav er det foretatt en grov overlappsanalyse med utbredelse av sårbare sjøfuglarter. Maksimal tilstedeværelse er av toppskarv og storskarv i 1. kvartal og lunde i 2. og 3. kvartal. Ifølge overlappsanalysen er det ikke sannsynlig med tapsandeler over 1% av nasjonale bestander for noen sjøfuglarter i området.

Den beregnede miljørisikoen ligger godt innenfor Hydros akseptkriterier og utgjør bare henholdsvis 5%, 1,4% og 0,5% av akseptkriteriene for moderat, betydelig og alvorlig miljøskade.

Vega vil inngå i områdeberedskapen for Oseberg-Troll-området. Det vil bli utført en GAP-analyse for å vurdere om det er behov for endringer. Gjøa-feltet vil sannsynligvis ha et dedikert beredskapsfartøy ettersom feltene ligger i trafikkerte områder forholdsvis nær land.

Forholdet til fiskeriinteresser
Området som utbyggingen berører har relativt begrenset fiskeriaktivitet.

Gytingen i Nordsjøen foregår ganske spredt både i tid og rom, og bore- og installasjonsaktiviteter ventes derfor ikke å medføre noen forstyrrelser for gytingen som kan resultere i merkbare bestandsmessige konsekvenser.

Ved regulær drift forventes ikke installasjonene eller rørledningene å ha konsekvenser for fiskeriressursene. Grusfyllinger langs traséen kan skape problemer under fiske. I bore- og

installasjonsfasen vil utbyggingen medføre et tidsbegrenset arealbeslag, men dette er så kortvarig at det ikke forventes å bidra til merkbare fangstreduksjoner. I og med at planlagte grusfyllinger vil ligge i randsonen av områder der det drives industritrålfiske etter kolmule vurderes konsekvensene som mindre enn dersom lokaliseringen hadde vært innenfor selve trålfeltet. Vurdert ut fra beliggenheten ventes ikke utbyggingen å medføre merkbare fangstreduksjoner. Det er ikke besluttet om rørledningen vil bli lagt ved hjelp at ankerbasert fartøy eller et dynamisk posisjonert fartøy.

Rørledningen vil prosjekteres for å tåle overtråling og det vil være et sentralt mål å unngå frie spenn og grusfyllinger så langt som mulig innenfor tekniske og økonomisk forsvarlige rammer. Rørledningene vil ha en ytre diameter over 16", slik at de regnes som overtrålbare.

Et eventuelt større akutt utslipp av olje forventes ikke å ha noen merkbar virkning på fiskeriressursene, men vil kunne medføre midlertidige restriksjoner på utøvelse av fiske i området og en forbigående negativ effekt i markedene. Sannsynligheten for slike hendelser er lav.

Andre konsekvenser
Det er ikke funn av koraller eller kulturminner i området som vil bli berørt av utbyggingen.

Samfunnsøkonomiske forhold
Samlet inntekt av produksjonen på Vega er beregnet til ca 26,2 milliarder 2006-kr over 16 år i perioden 2010-2026. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til rundt 15,5 milliarder 2006-kr. Av dette er vel 6,7 milliarder kr investeringskostnader, 2,5 milliarder kr er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, mens resten, 6,3 milliarder 2006-kr, er tariffkostnader til transport av petroleum.

For Vega er den samfunnsmessige nåverdien beregnet til 7,1 milliarder 2006-kr. Prosjektet er dermed klart samfunnsmessig lønnsomt, samtidig som det også sikrer lønnsomhet i utbyggingen av Gjøa. Den samfunnsmessige nåverdien fordeler seg med rundt 5,5 milliarder 2006-kr eller 77 % på staten, og 1,6 milliarder kr. eller 23 % på oljeselskapene som deltar i prosjektet, herunder også statens oljeselskap Petoro.

Det er beregnet vare- og tjenesteleveranser nasjonalt og regionalt på bakgrunn av erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter. På nasjonalt nivå viser beregningene forventede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Vega på vel 2,7 milliarder 2006-kr, eller rundt 52% av totalinvesteringen. På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane venter en vare og tjenesteleveranser til Vega i utbyggingsfasen på vel 65 millioner 2006-kr, eller beskjedne 2 % av de norske leveransene. Ordinær drift av Vega er i et normalår beregnet til å koste rundt 75 millioner 2006-kr, eksklusive avgifter til staten, prosesseringskostnader på Gjøa og transporttariffer for kondensat og gass. Det meste av disse driftsleveransene ventes å komme fra norske næringsliv. Regionale driftsleveranser til Gjøa er beregnet til rundt 8 millioner 2006-kr pr år, eller 14 % av de norske leveransene.

Det er beregnet sysselsettingsvirkninger av prosjektet med en forenklet krysløpsbasert modell med virkningskoeffisienter hentet fra nasjonalregnskapet. Samlet får man en sysselsettingseffekt på nasjonalt nivå av Vega på ca 5.250 årsverk, fordelt over vel 20 år i perioden 2006 – 2025. Denne fordeler seg med rundt 3.600 årsverk i investeringsfasen og ca 1.650 årsverk i driftsfasen. På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane finner en tilsvarende en beregnet sysselsettingseffekt på 240 årsverk fordelt over vel 20 år, herav 60 årsverk i utbyggingsfasen og 180 årsverk i driftsfasen.

Forkortelser

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
BTEX	Benzen, Toluen, Etylbenzen og Xylen
BAT	Best Available Technique, Et krav som er fastsatt i EU´s IPPC-direktiv om at bedrifter skal anvende beste tilgjengelig teknologi. BAT-begrepet omfatter både utvikling av ny og bedre teknologi og bruk av velkjent teknologi på en mer miljøvennlig måte. Hvilken teknologi som er BAT vil avhenge av den tekniske tilstanden på installasjonen, geografiske forhold og lokale miljøforhold. Både teknologi og økonomi vil avgjøre hva som betraktes som BAT.
CBB	Tidligere benyttet forkortelse for Camilla, Belinda og Fram B, nå kalt Vega
DREAM	Dose related Risk and Effect Assessment Model- et modellverktøy for simulering avspredning og miljørisiko av utslipp av produsert vann
EIF	Environmental Impact Factor
GOIP	Gas Originally In Place
KU	Konsekvensutredning
Marine Verneområder	Områder for vern av marine habitater knyttet til sjøbunnen og deres organismer.
MRDB@	Marin Ressurs Data Base
nm-VOC	Non-Methane Volatile Organic Compounds
NOFO	Norske Operatørers Forening for Oljevern
NVE	Norges Vassdrags og Energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OSPAR	Oslo-Paris konvensjonen, OSPARs område går fra arktiske farvann til Gibraltar, inkl. Nordsjøen. Følgende land er medlemmer: Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Tyskland, Island, Irland, Luxemburg, Nederland, Norge, Portugal, Spania, Sverige, Sveits og Storbritannia
PEC	Predicted Environmental Concentration - beregnet konsentrasjon av et stoff i miljøet - beregnes ofte ved hjelp av en mer eller mindre avansert spredningsmodell
PKU	Program for konsekvensutredning
PLONOR	Liste over forhåndsgodkjente kjemikalier fra SFT (tidligere liste A)
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for Utbygging og Drift
RK	Ressursklasse. Viser til de forkjellige definisjonene av resursklasser i rapporterting til revidert nasjonalbudsjett, RNB
RKU	Regional Konsekvensutredning
ROV	Fjernstyrt undervannsfarkost
sd	Strømningsdag: Kalenderdag delt på regularitet
SFT	Statens forurensningstilsyn
Sm^3/d	Standard kubikkmeter per døgn, der standard refererer til et trykk på 1 atmosfære og en temperatur på 15 ^oC

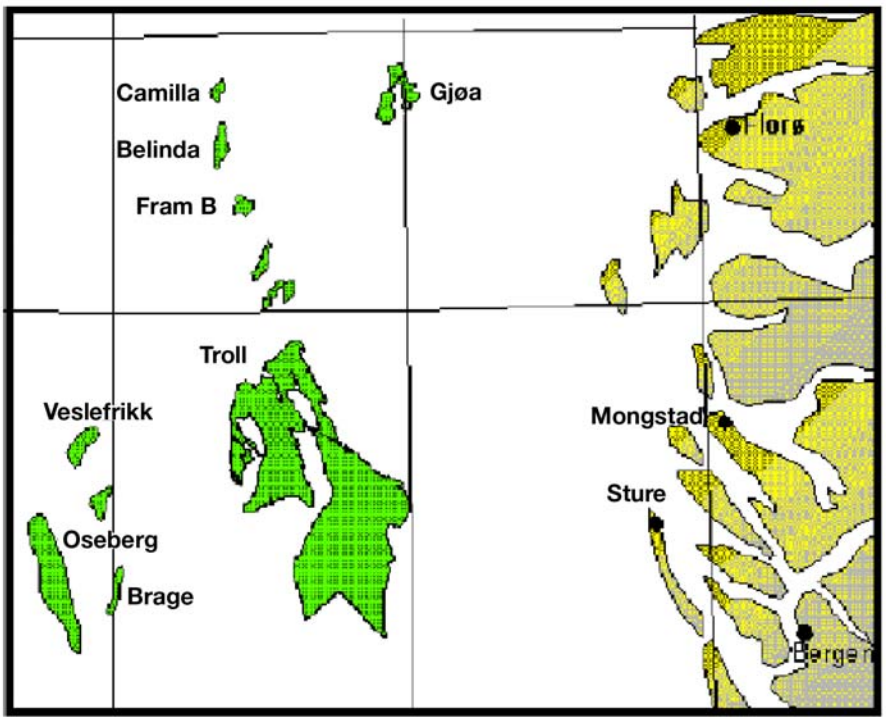
STOOIP	Stock Tank Oil Originally in Place
VOC	Flyktige organiske forbindelser

1 Innledning

1.1 Informasjon om den planlagte utbyggingen

Foreliggende konsekvensutredning (KU) belyser miljø-, fiskeri- og samfunnsmessige problemstillinger knyttet til utbygging av Vega. Vega består av de tre feltene Camilla, Belinda og Fram B. En mulig fremtidig tilknytning av PL 195 Aurora er også beskrevet. Konsekvensutredningen beskriver undervannsinstallasjonene og rørledningen for Vega fram til grensesnittspunktet på Gjøa, som feltene skal tilknyttes. Miljøkonsekvenser som utbygging og drift av Vega forårsaker på Gjøa er kort belyst, mens Statoils konsekvensutredning for Gjøa gir den fulle oversikten over tekniske løsninger på Gjøa, eksportsystemer og tilhørende miljøkonsekvenser.

Vega ligger i nordre del av Nordsjøen i blokk 35/8 og 35/11. Feltene ligger 10-30 km nord/nordvest for Framfeltene, 45-75 km nordvest for Troll og mellom Gjøa og Gullfaks. Beliggenheten av feltene er vist i Figur 1-1. Aurora ligger mellom Camilla og Gjøa, ref. Figur 2-8.



Figur 1-1: Beliggenhet av Camilla, Belinda og Fram B (Vega)

Feltene inneholder gass og kondensat. De utvinnbare reservene er anslått til 18,3 GSm^3 gass og 4,2 MSm^3 kondensat . Når produksjonen er på platå vil den være 7,0 MSm3/d gass og 4,0 kSm^3/d kondensat.

Det er planlagt å bygge ut feltene med seks brønner fordelt på to brønner i en fire-brønns bunnramme på hvert av de tre feltene. Dette gir ledig kapasitet til eventuell innkobling av nye, fremtidige felt hvorav Aurora er ett. Brønnstrømmen fra feltene vil samles i en rørledning til Gjøa for prosessering. Kondensatet vil følge oljen fra Gjøa og føres i en ny oljerørledning som vil knyttes til eksisterende Troll oljerørledning (TOR 2) og videre til Mongstad. Gassen

planlegges transportert i en ny gassrørledning fra Gjøa som vil bli tilknyttet det eksisterenden FLAGS-systemet (Far North Liquid and Associated Gas System) på britisk side.

1.2 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi myndighetene og andre høringsinstanser en beskrivelse av den planlagte utbyggingen med forventede konsekvenser for miljø, fiskerinæring og samfunn.

I følge § 22 i Forskrift til Lov om Petroleumsvirksomhet skal en KU, som vedlegg til en PUD, redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for nærings- og miljømessige forhold, tiltak for å redusere utslipp knyttet til utvinning, og tiltak for å avbøte eventuelle skader og ulemper som utbyggingen kan medføre. Videre skal det klargjøres hvordan miljøkriterier og konsekvenser har blitt lagt til grunn for valg av tekniske løsninger.

Konsekvensutredningen er en integrert del av prosjektets planleggings- og beslutningsprosesser og skal være et virkemiddel for å finne frem til tekniske og konseptuelle løsninger som tar tilbørlig hensyn til miljø- og samfunns- og bedriftsøkonomiske forhold. Konsekvensutredningen skal gi tilstrekkelig informasjon til interessentene slik at disse får en mulighet til å påvirke utformingen av prosjektet.

1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Petroleumsloven § 4-2 av 29 november 1996 pålegger en rettighetshaver som vil starte utbygging av en petroleumsforekomst, å fremlegge en PUD for forekomsten for OED. Planen skal inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige, nærings- og miljømessige forhold samt opplysninger om hvordan en innretning vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten. Planen skal også inneholde opplysninger om innretninger for transport eller utnyttelse av petroleum som i følge § 4-3 krever særskilt tillatelse.

Petroleumslovens § 4-2 sier videre at departementet kan, når særlige grunner tilsier det, kreve at rettighetshaver foretar en nærmere redegjørelse for de miljømessige virkninger, mulig fare for forurensninger, samt virkninger for andre berørte virksomheter for et større samlet område. Planlegges utbygging i to eller flere trinn skal planen, så vidt det er mulig, omfatte den samlede utbyggingen. Planen bør også inneholde en oversikt over fremtidige forretningsmuligheter som kan gi grunnlag for endringer i investeringsomfang.

I Forskrift til Lov om Petroleumsvirksomhet § 20 refereres det til Petroleumslovens § 4-2, og det klargjøres at PUD for en eller flere petroleumsforekomster skal inneholde en beskrivelse av utbyggingen og en konsekvensutredning (KU). Planen skal sendes OED og Arbeids- og sosialdepartementet med kopi til Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet. Ved utbygging, drift og disponering av innretninger er det rettighetshaverne, i praksis operatøren, som har ansvaret for å utføre og legge frem en KU.

Konsekvensutredningsarbeidet tar også sikte på å dekke de krav til konsekvensutredninger som lovverket stiller ut over det som kreves i henhold til Petroleumsloven. Arbeidet med konsekvensutredningen vil være et virkemiddel for å finne frem til tekniske løsninger som tar hensyn til miljø, samfunns- og bedriftsøkonomiske forhold. For å komme frem til slike løsninger er det viktig å klargjøre hvordan omgivelsene og samfunnet påvirkes av løsningene, slik at alternative tekniske løsninger kan vurderes hvis konsekvensene synes å være lite ønskelige.

Et sentralt utviklingstrekk i konsekvensutredningsprosessen de seneste årene har vært en økende interesse for regionale konsekvenser av en utbygging. Et sterkere ønske om å se en

enkeltutbygging i sammenheng med andre utbygginger i regionen sammenholdt med et ønske både fra selskaper og høringsinstanser om å effektivisere konsekvensutredningsprosessen, er bakgrunnen for at det er blitt utarbeidet regionale konsekvensutredninger. I tillegg har det vært økt fokus på konsekvensutredninger i EU, jfr. Rådsdirektiv 97/11/EF om endring av rådsdirektiv 85/337/EØF om vurdering av visse offentlige og private prosjekters miljøvirkninger.

Denne konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til myndighetenes veiledning av 18.05.2000 for utforming av feltspesifikke konsekvensutredninger.

Høringsuttalelsene fra Program for Konsekvensutredning for Camilla, Belinda og Fram B fra April 2006 er oppsummert og besvart i konsekvensutredningen, jfr. kap. 3.

1.4 Offentlig saksbehandling

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til utredningsprogrammet, som ble fastsatt av OED i juli 2006. Dette konsekvensutredningsprogrammet er gjengitt i Vedlegg 1.

Rettighetshaver sender konsekvensutredningen til uttalelse til OED, berørte myndigheter og interesseorganisasjoner. Dette vil omfatte alle høringsinstansene som mottok forslaget til konsekvensutredning for Camilla Belinda Fram B (Vega). Samtidig vil det bli kunngjort i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen skal gjøres tilgjengelig på Internett. Prosjektet vil presentere konsekvensutredningen for høringsinstansene dersom dette er ønskelig. Konsekvensutredningene for Vega og Gjøa vil bli sendt inn samtidig for å gi myndighetene og høringsinstansene et samlet bilde av de planlagte utbyggingene. Tilsvarende vil PUD/PAD for Gjøa og og PUD for Vega sendes inn samtidig.

Etter endt høring av konsekvensutredningen vil utbygger oppsummere høringsuttalelsene, gi svar på kommentarene og oversende disse til OED. OED foretar den endelige behandlingen og tar stilling til om utredningsplikten er oppfylt.

I OEDs saksfremlegg skal det fremgå hvordan virkninger av utbyggingen og innkomne uttalelser er vurdert og hvilken betydning disse er tillagt. Saksfremlegget skal vurdere hvilke vilkår for å begrense og avbøte negative konsekvenser som skal settes for en tillatelse for utvinning og drift for feltene. Ettersom prosjektets investeringsramme vil være under 10 mrd. kroner vil planen godkjennes av OED etter fremlegging for Kongen i Statsråd.

Det er lagt opp til følgende tidsplan for innlevering av dokumenter til myndighetene, jfr. Tabell 1-1.

Tabell 1-1: Tidsplan for innlevering av dokumenter til myndighetene

Milepæl	Frist
Innlevering av Konsekvensutredning	13. oktober 2006
Innlevering av PUD:	15 desember 2006
Høringsfrist for KU	22. desember 2007
Antatt godkjennelse av PUD:	Våren 2007

Det vil bli søkt OD om samtykke til boring og SFT om utslippstillatelse i forbindelse med boreaktivitetene i god tid før start av boring. Dessuten vil det bli søkt SFT om utslippstillatelse for utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledning og undervannsinstallasjoner. Utslippene fra prosessering av Vega på Gjøa vil inngå i søknad om utslippstillatelse for Gjøa.

1.5 Forholdet til andre utredninger i området

Det er utgitt en rekke meldinger og konsekvensutredninger i området rundt Vega. Dette omfatter blant annet utbyggingene av Troll Olje Gassprovins (Hydro, 1996) Troll Vest Gassprovins (Hydro, 1999), Troll-Mongstad Oljerørledning II (Statoil, 1996), Fram Vest (Hydro, 2000) og Fram Øst (Hydro, 2004). I tillegg er området dekket av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen fra 1998 der en av utredningene omhandlet Troll-området (RKU, 1999c). Vega (Camilla, Belinda og Fram B) inngår i den oppdaterte RKU for Nordsjøen som vil være ferdigstilt i løpet av høsten 2006 (RKU, 2006).

Den foreliggende utredningen må, som tidligere nevnt, sees i sammenheng med konsekvensutredningen for Gjøa. Planlagt ny rørledning for gasseksport fra Gjøa vil krysse britisk sektorlinje før den knyttes til FLAGS-systemet. Det vil være 8,5 km rørledning som vil være underlagt britisk regelverk. Det er utarbeidet en egen konsekvensutredning, Environmental Statement (ES) for å dekke krav til utredning i forhold til britiske myndigheter (Statoil, 2006). Et sammendrag av denne er gitt som vedlegg til konsekvensutredning for Gjøafeltet.

2 Planer for utbygging og drift

Vega består av tre separate gass og kondensatfelt i Nordsjøen i blokk 35/8 og 35/11 i Sognområdet. Aurora, som er identifisert som et som et felt som kan være aktuelt å knytte inn senere, ligger i blokk 35/8.

2.1 Lisenshistorie og eierforhold

Gulf Exploration påviste Camilla og Belinda med brønn 35/8-1 i 1980 og brønn 35/8-2 i 1982. Mobil påviste Fram B med brønn 35/11-2 i 1987. Det ble boret en avgrensningsbrønn i Fram B i 1992.

I 2004 ble det etablert et eget prosjektteam for utvinning fra Camilla og Belinda. Imidlertid var det åpenbart at utbyggingen av den nærliggende Fram B, som også inneholdt høytrykksgass og kondensat, måtte samordnes med Camilla og Belinda. Det ble derfor søkt om en utvidelse av lisensperioden.

Eierforholdene i Camilla og Belinda (PL 248) og Fram B (PL 090 C) samt for Aurora (PL 195) er presentert i tabellen under, Tabell 2-1. Det er nylig besluttet at Camilla, Belinda og Fram B skal kalles Vega, og de tre feltene vil trolig få nye navn.

Tabell 2-1: Oversikt over rettighetshavere i Vega (Camilla, Belinda og Fram B) og Aurora

Rettighetshaver	Eierandeler [%]		
	PL 248 Camilla og Belinda	PL 090 C Fram B	PL 195 Aurora
Hydro (operatør)	40	25	40
Revus		25	
Statoil	20	20	
Idemitsu		15	
Gaz de France		15	
Petoro	40		35
RWE DEA			25

I Tabell 2-2 er det gitt en oversikt over eierforholdene i Gjøa (PL 153) som Vega-utbyggingen vil knyttes opp til. Statoil er operatør i planleggings- og utbyggingsfase. Gaz de France Norge vil overta operatørskapet når feltet går inn i driftsfase.

Tabell 2-2: Oversikt over rettighetshavere i Gjøa

Rettighetshaver	Eierandeler [%]
	PL 153
Statoil ASA	20
Petoro AS	30
Gaz de France Norge AS	30
A/S Norske Shell	12
RWE DEA Norge AS	8

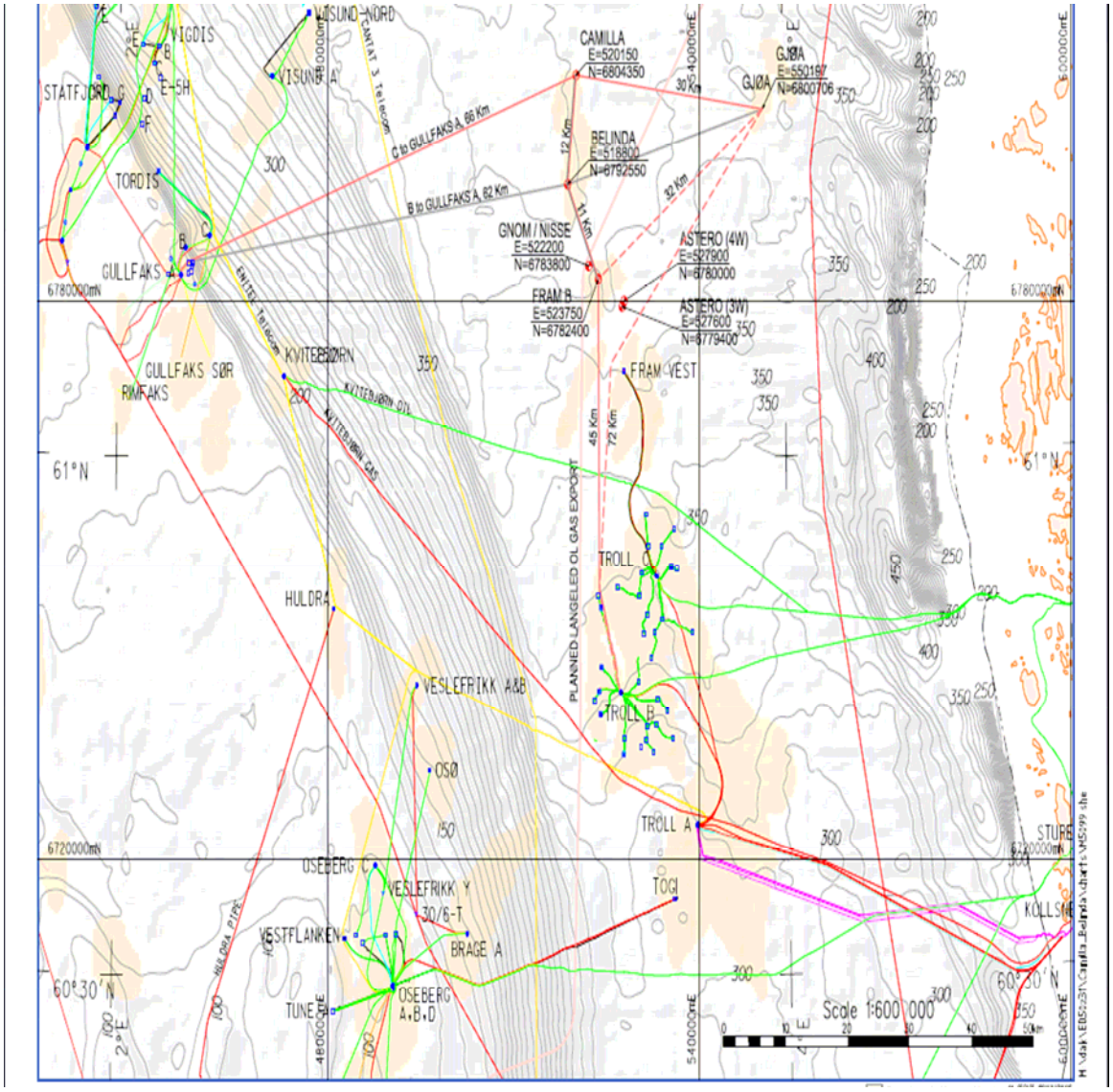
2.2 Reservoarbeskrivelse

Reservoarene består primært av grunne marine sandsteinformasjoner i Brent-gruppen, med Tarbert-formasjonen som hovedreservoar i Camilla og Belinda og Oseberg-formasjonen som hovedreservoar for Fram B. Reservoarene ligger på 3300-3600 m dyp.
Reservoartemperaturene er rundt 130 ^{o}C, og reservoartrykkene er mellom 140-190 bar over hydrostatisk trykk.
Reservoarene vil bli produsert uten trykkstøtte. De fleste brønnene vil være horisontale. Dersom det blir vanngjennombrudd vil brønnene eller soner i brønnene stenges.

2.3 Andre utbyggingskonsepter som har vært vurdert

Ressurspotensialet i Vega er ikke tilstrekkelig til å kunne forsvare en selvstendig utbygging, og det har derfor vært nedlagt et betydelig arbeid for å undersøke ulike tilknytninger til infrastruktur i nærområdet. Konseptvalgsprosessen på Vega konsentrerte seg derfor om å evaluere ulike tilknytninger til eksisterende eller ny infrastruktur. Tilknytning til Gullfaks, Troll B, Heimdal, Heimdal/Huldra og Gjøa ble vurdert. Figur 2-1 viser infrastruktur i området rundt Vega.

.



Figur 2-1: Oversikt over infrastruktur i området rundt Vega (Camilla, Belinda og Fram B)

Den nærmeste infrastrukturen er den planlagte Gjøa-utbyggingen, som er lokalisert ca. 30 km øst for Camilla.

I tabellen nedenfor, Tabell 2-3, er det gitt en kort begrunnelse for hvorfor ulike konsepter har blitt forkastet.

Tabell 2-3: Vurderte konsepter for Vega

Konsepter som er blitt vurdert	Vurdering
Tilknytning til Troll B	Tilknytning til Troll B er forkastet på grunn av begrensede vektreserver på Troll B for en prosessmodul for Vega. Platåproduksjonen for kondensat vil måtte begrenses. Gasskapasiteten vil øke på Troll B, og prosjektet vil dermed ha konsekvenser for prosjektet som omhandler videreutvikling av Troll. Dette prosjektet har en annen tidsplan, og samordning vil forsinke Vega-prosjektet.
Tilknytning til Gullfaks A	Tilknytning av Vega til Gullfaks A har vært utredet i detalj. Det er utfordringer knyttet til flytegenskaper til kondensatet på grunn av lengre rørledning samt høye investeringskostnader for prosesseringsmodulen for Vega på Gullfaks A.
Tilknytning til Huldra, eksport av kondensat via Veslefrikk til Sture, eksport av gass via Heimdal.	Dette konseptet er teknisk vanskelig gjennomførbart.
Tilknytning til Heimdal, eksport av kondensat via Brae/Forties, eksport av gass via GasLed til Storbritannia/kontinentet	På grunn av lang brønnstrømsrørledning fra Vega til Heimdal vil utvinnbare reserver bli redusert. Dette konseptet er dessuten teknisk vanskelig gjennomførbart.
Samtidig utbygging av Vega og Astero	Astero er et oljefelt med assosiert gass som ligger nær Fram B i østlig retning. Det er sett på en samordnet utbygging av disse feltene, men ettersom Astero er et oljefelt og Vega er gass- og kondensat-felt vil de kreve separate prosessmoduler. Det er derfor lite synergieffekter i en samordnet utbygging. Dessuten vil Vega-utbyggingen bli forsinket ettersom mer utforskning av Astero-brønnen er nødvendig. En fremtidig utbygging av Astero vil ha mange tilknytningsmuligheter og vil ikke være avhengig av utbygningsløsningen for Vega.

Fra tabellen over kan det sees at tekniske og økonomiske årsaker er hovedgrunner til at konseptene er forkastet. De viktigste årsakene til å velge tilknytning til Gjøa er at dette:

- er den mest robuste teknologiske løsningen i forhold til flytegenskaper for brønnstrømmen som blant annet reduserer behov for tilsats av kjemikalier
- gir best utnyttelse av reservene i feltene
- gir akseptabel prosjektøkomi
- har kommersielt avklarte forhold mellom Gjøa og Vega
- muliggjør kostnadssynergier mellom Gjøa og Vega

Miljømessig er imidlertid også tilknytning til Gjøa et foretrukket alternativ på grunn av at:

- kortest brønnstrømsrørledning gir minst kjemikalietilsetninger
- tilknytning til en ny plattform som Gjøa, som har implementert en rekke BAT-teknologier, dvs. beste tilgjengelige teknologier (jfr. kap. 4), gir relativt sett lave utslipp per produsert enhet

Sikkerhetsmessig er også tilknytning til en ny plattform med tilstrekkelig plass til blant annet sikker materialhåndtering og sikker evakuering også foretrukket. Man unngår dermed også tilleggsrisiko knyttet til modifikasjonsarbeid.

2.4 Ressurser og produksjonsprofiler

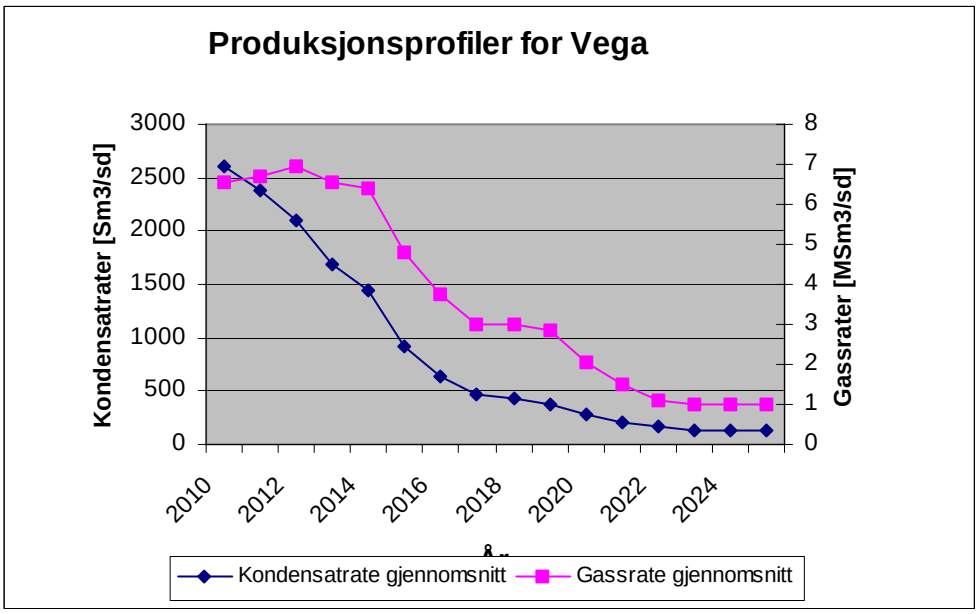
Middelverdier for STOOIP (Stock Tank Oil Originally in Place) som er volum olje i reservoaret og GOIP (Gas Originally in Place) som er volum gass i reservoaret er gitt i tabellen under, Tabell 2-4 .

Tabell 2-4: Volum olje i reservoaret (STOOIP) og volum gass i reservoaret (GOIP), gjennomsnittsverdier

Felt	STOOIP [MSm^3]	GOIP [Gsm^3]
Camilla		10,5
Belinda		12,7
Fram B	5,8	18,5

Utvinnbare volumer for Vega er:
Gass: 18,3 GSm^3
Kondensat 4,2 MSm^3.

Produksjonsprofilene er basert på forventede reserver og er gitt per strømningsdag, dvs. justert for regulariteten. Forventet oppstart av Vega er i fjerde kvartal 2010.
Produksjonsprofiler for Vega til Gjøa er vist i Figur 2-2.



Figur 2-2: Produksjonsprofiler

Produksjonen av formasjonsvann vil være maksimalt 10 m^3/døgn og av kondensert vann maksimalt 100 m^3/døgn.

2.5 Beskrivelse av valgt utbyggingsløsning

Feltet er planlagt utbygd med to brønner på Camilla, to brønner på Belinda og to brønner på Fram B. Av de seks brønnene vil fem av dem ha lange horisontale seksjoner i reservoaret, mellom 700-1200 m. Det vil legges til rette for en fleksibilitet til å kunne bore ytterligere to

brønner på hver av feltene eller alternativt knytte felter i nærområdet til bunnrammene. Maksimalt antall brønner er således 12.

De seks brønnene vil ligge på 3 x 4-hulls bunnrammer som vil ligge på havbunnen og som vil tilknyttes Gjøa SEMI gjennom en 14" (indre diameter) rørledning i karbonstål (X65) med ca. 50 millimeters isolasjon.

Bunnrammene inkluderer beskyttelsesstrukturer som er overtrålbare. Typiske fire-hulls bunnrammer er vist i Figur 2-3.

Figur 2-3: Typisk eksempel på overtrålbar bunnramme

Det vil installeres ventiltrær og brønnhoder på brønnene. På hvert ventiltre vil det være en multifasemåler. Det vil bli installert en avsendersluse for pigger på Fram B som muliggjør pigging av rørledningen frem til Gjøa-anleggene.

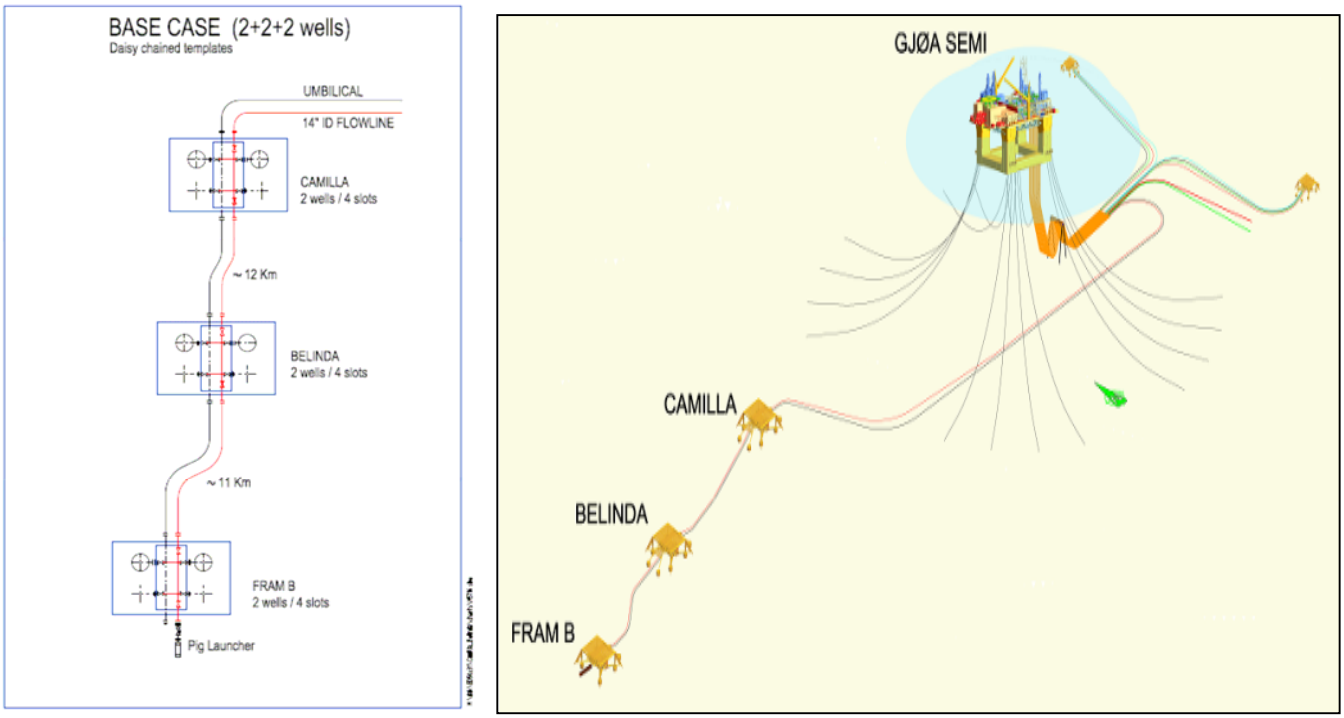
Vanndypet på Belinda er 380 m, på Camilla 380 m, på Fram B 370 m og på Gjøa ca. 360 m.

Reservoarfluidene er gass-kondensater ved eller nær duggpunktet. Det er påvist noe H_2S ved testing av Fram B-fluidet, men det er usikkert om dette kommer fra reservoaret. Det er tatt høyde for 5 ppm H_2S ved design av anleggene. CO_2-innholdet varierer mellom 2,05 og 3,57 mol-% i brønnstrømmen. I kombinasjon med høyt reservoartrykk og høy temperatur betyr dette at forholdene er korrosive. Korrosjonskontroll oppnås ved en kombinasjon avrustfrie materialer og sirkulasjon av frostvæske tilsatt korrosjonshindrende kjemikalier.

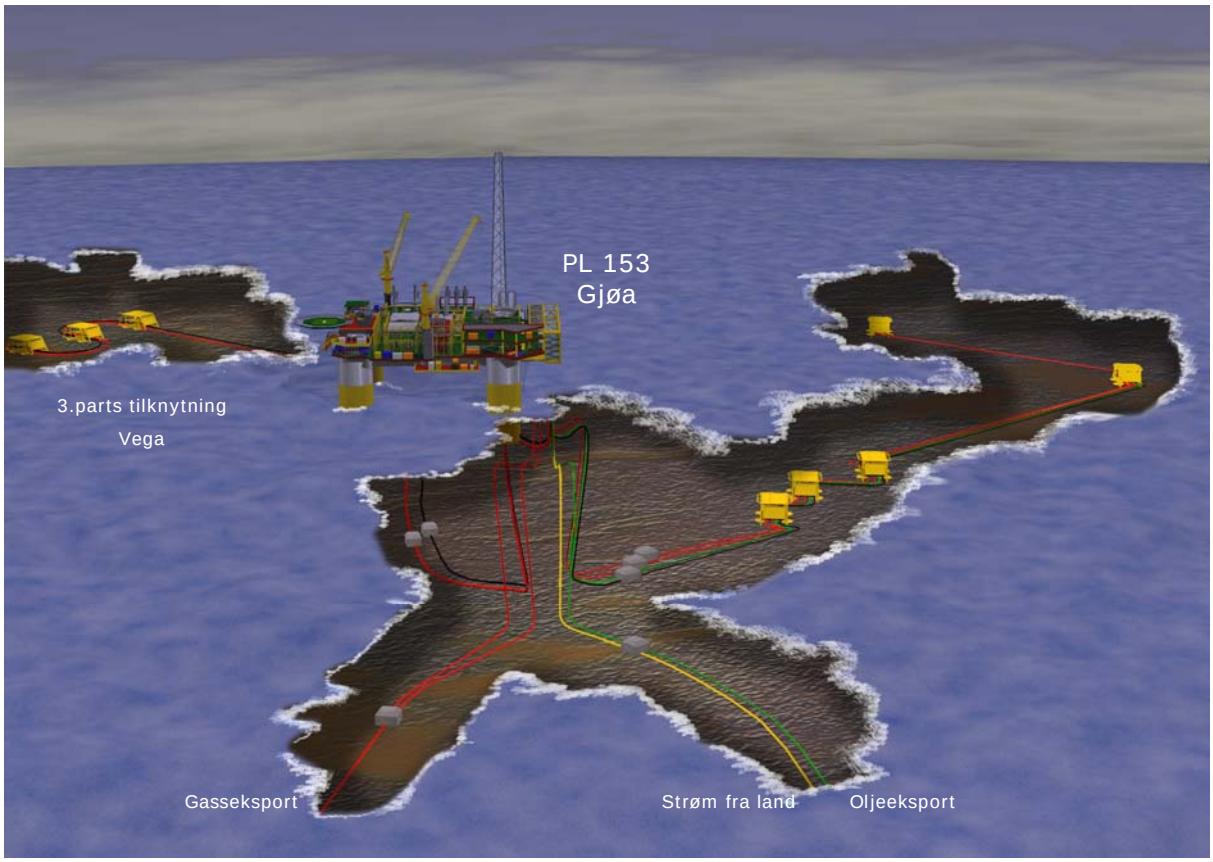
Det er estimert et voksinnhold på 5-8% ved 5 ^{o}C. Det er derfor bekymring for voksutfelling i brønnstrømsrørledningen til Gjøa. For å hindre dette er det valgt å isolere rørledningen samt å legge til rette for kontinuerlig injeksjon av voksinhibitor dersom dette er nødvendig. Dette forventes å medføre at det ikke vil være nødvendig å tilsette voksinhibitor de første 5 årene når produksjonen er på platå.

For å unngå hydrater i brønnene ved avstengning og oppstart samt i rørledningen under produksjon planlegges det å injisere MEG (Monoetylenglykol) kontinuerlig. Det vil være et eget gjenvinningsanlegg for MEG på Gjøa. Det vil også tilrettelegges for å kunne injisere avleiringshemmer, men det er ikke ventet mye avleiringer ettersom brønnene vil stenges produksjonen av formasjonsvann overskrider 10 m^3/d.

Avstanden fra Fram B til Belinda er ca. 11 km, fra Belinda til Camilla ca. 12 km og fra Camilla til Gjøa ca. 30 km. Utbyggingsløsningen med overtrålbare bunnrammer og tilknytning til Gjøa er vist i Figur 2-4:



Figur 2-4 A: Utbyggingsløsning for Vega (Camilla, Belinda og Fram B)



Figur 2-4 B: Utbyggingsløsning for Gjøa og Vega

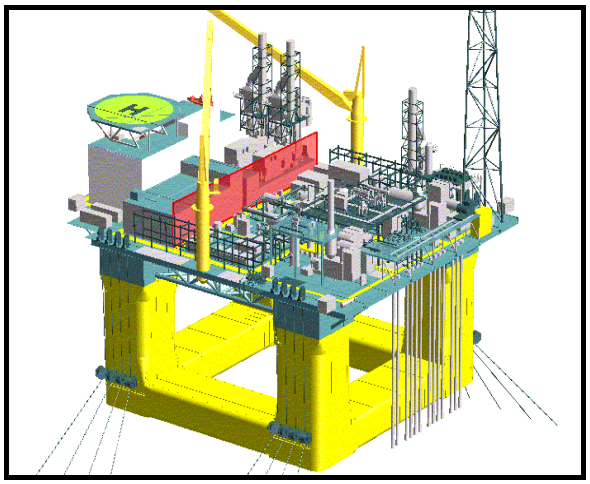
Figur 2-5 viser en skisse av Gjøa-plattformen. Gjøa vil ha sengeplasser for 100 personer og vil ha en gjennomsnittlig bemanning i driftsfasen på 40 personer. Gjøas produksjonsperiode er anslått til ca. 15 år, som er det samme som for Vega.

Gjøa-plattformen vil ha anlegg for mottak, fullprosessering og eksport av stabilisert olje og rikgass. Følgende utstyr på Gjøa vil være dedikert for Vega: mottakersluse for pigger, reduksjonsventil ved innløp, innløpvarmer, innløpseparator, filter for fjerning av partikler, vannutskiller, gassmåler, kondensatmåler, MEG regenereringsanlegg med saltfjerning og kontrollsystem for undervannsanlegget. Vega vil dele øvrig prosesseringsutstyr, renseanleggsfasiliteter for produsert vann og hjelpesystemer med Gjøa.

For å redusere utslipp fra Gjøa har utbyggings- og driftsoperatørene for Gjøa gjort følgende teknologivalg for driften av feltet:

- Bruk av lav-NO_X brennere ved installasjon av ny gassturbin for eksportkompressor
- Import av kraft fra land
- Bruk av lukket høytrykksfakkel
- Installering av gjenvinningsanlegg for spillvarme fra gassturbin
- Produsert vann vil bli renset ved bruk av EPCON renseteknologi og deretter sluppet ut til sjø
-

Anleggene vil bli prosjektert for en levetid på 20 år. Den totale regulariteten for Vega, inklusive installasjonene på havbunnen og prosessering på Gjøa (inkluderer brønnhoder, ventiltrær, stigerør, service- og kontrollkabler, brønnstrømsrørledning og utstyr på Gjøa) skal være 94%.



Figur 2-5: Skisse som viser Gjøa-plattformen

2.6 Transport og ilandføring

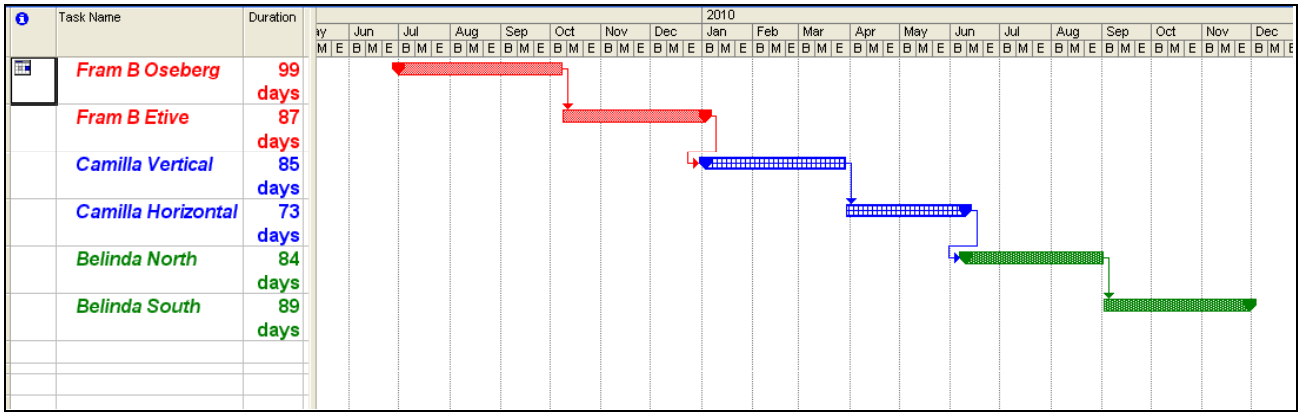
Eksportkapasiteten fra Gjøa skal være 13800 Sm^3/d olje og kondensat og 17 MSm^3/d gass. Plattformen skal ha kapasitet til å håndtere 15000 m^3/d produsert vann. Vega vil på platå bruke nær 30% av kapasiteten for olje og kondensat og 40% av kapasiteten for gass.

Kondensat fra Vega vil bli transportert sammen med olje fra Gjøa i en ny 17" rørledning som vil knyttes til den eksisterende Troll Oljerørledning (TOR 2) og videre til Mongstad. Løsningen innebærer en direkte tilknytning ved Kvitebjørn Y-tilkopling. Lengden på den nye oljerørledningen vil være ca. 55 km. Det vil kun være én kryssing (kraftkabel til Gjøafeltet) for den valgte traséen.

Gassen fra feltet vil bli eksportert i en ny 30" rørledning som vil knyttes direkte til det eksisterende rørledningsssystemet FLAGS (Far North Liquid and Associated Gas Systems) på britisk sektor. Rørledningen vil knyttes direkte til FLAGS gjennom en flens på en ny T-forbindelse som vil bli installert i 2007 i forbindelse med Tampen Link-prosjektet. Lengden på gasseksportrørledningen vil være omtrent 130 km, der de siste 8,5 km vil ligge i britisk sektor. Langs den valgte traséen vil det være 8 kryssinger av rørledninger og kabler.

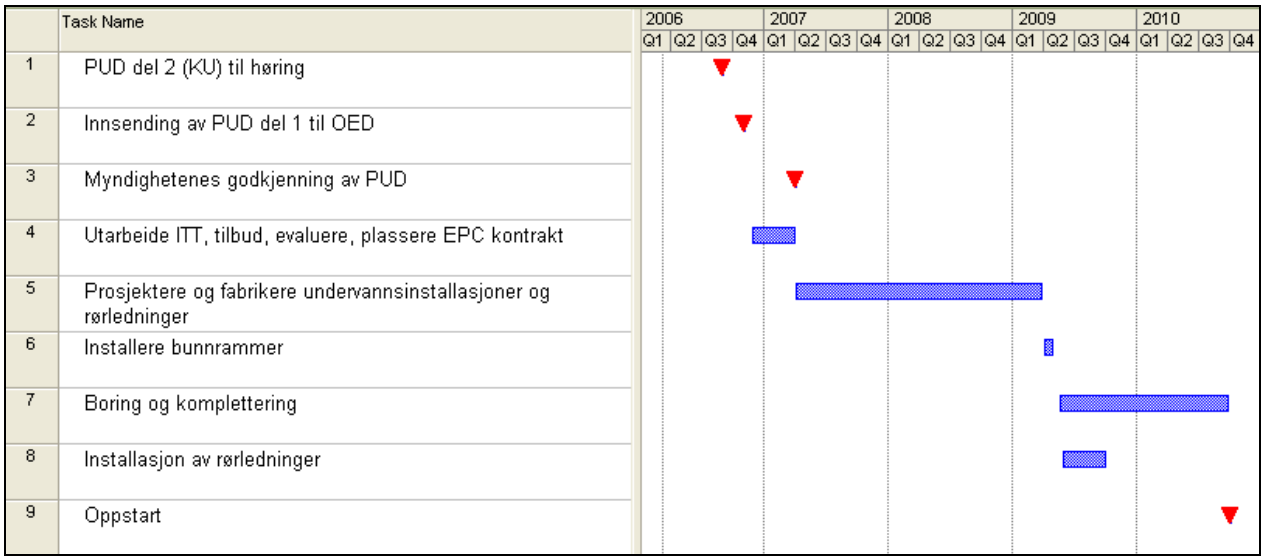
2.7 Tidsplan for utbyggingen

Foreløpig boreprogram innebærer borestart i mai 2009, 17 måneder før produksjonsstart. Dette er vist i Figur 2-6. Planen viser boring og komplettering på Fram B fra juni 2009 til januar 2010, deretter boring på Camilla fra januar 2010 til juni 2010, og dernest boring på Belinda fra juni 2010 til desember 2010. Planen er lagt for å muliggjøre samtidig boring og installasjon av rørledninger mellom feltene, unngå komplettering i vintermånedene, og minimere antall riggforflytninger.



Figur 2-6: Plan for boring

Forutsatt partneres og myndigheters godkjenning, er planlagt oppstart i fjerde kvartal 2010. En foreløpig tidsplan er skissert i Figur 2-7.



Figur 2-7: Tidsplan for utbyggingsprosjektet

2.8 Investering og driftskostnader

Samlede investeringer i utbygging av Vega er beregnet til 5,2 mrd 2006-kr. I tillegg kommer et investeringsbidrag på 1,5 mrd kr til økt kapasitet i prosessutstyret på Gjøa-plattformen. Driftskostnadene for Vega vil være i størrelsesorden 75 mill 2006-kr pr år. I tillegg kommer prosjektets andel av driftskostnadene på Gjøa, og tariffkostnader for eksport av kondensat og gass.

2.9 Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Hydros sikkerhetsfilosofi definerer sikkerhet som:

- sikkerhet mot skade på menneskers liv og helse
- sikkerhet mot skade på miljøet
- sikkerhet mot ødeleggelse av materielle verdier
- sikkerhet mot ikke planlagt produksjonsstans

Det er utarbeidet mål for HMS-arbeidet i prosjektet for å hindre skader på personell, milø og materiell: ”Vega skal utbygges og drives uten skade på personell eller skade på miljø, materiell eller produksjon”. Dette er i tråd med Statoils ”null-skade-filosofi” som gjelder på Gjøa. HMS-arbeidet vil bli lagt opp som en integrert del av prosjektarbeidet i alle faser av prosjektet i henhold til lover og forskrifter samt Hydros egne retningslinjer for sikkerhetsarbeid. Ettersom utvinningen av Vega styres fra Gjøa, vil HMS-arbeidet i driftsfasen inngå i systemet på Gjøa.

Gjøa vil designes slik at risikoakseptkriteriene for Statoil (inkl. ALARP-regimet) vil overholdes. Det er også utført en egen risikoanalyse for Vega for å sikre at designet møter Hydros risikoakseptkriterier. Hydro og Statoil har samme akseptkriterier for overtrykksscenarier.

En miljørisikoanalyse for Vega har blitt utført, og resultatene har blitt sammenlignet med Hydros akseptkriterier. Dette er vist i kap. 4.

2.10 Avvikling

Ved planlegging av utbyggingsløsning er det viktig å tilrettelegge for gjenbruk, utnyttelse av eksisterende infrastruktur og gjenvinning.

Rettighetshaver skal i henhold til petroleumsloven § 5-1 legge frem en avslutningsplan for departementet før en tillatelse etter lovens § 3-3 eller § 4-3 utløper eller oppgis, eller bruk av en innretning endelig opphører. Med mindre departementet samtykker i eller bestemmer noe annet, skal tidspunktet for å legge frem avslutningsplan være tidligst fem år, men senest to år før bruken av en innretning antas å endelig opphøre.

I Stortingsmelding nr 47 (1999-2000) "Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel" gis det retningslinjer for disponering av rørledninger og kabler:

"Rørledninger og kabler vil, som en generell regel, kunne etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsmessig risiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning. Dette innebærer at rørledninger og kabler etterlates når det ikke drives slikt fiske av betydning eller når rørledningene eller kablene er eller blir forsvarlig nedgravd eller tildekket. I begge tilfeller er det en forutsetning at rørledningene og kablene er renset for stoffer som kan medføre skader på livet i havet. Der det ikke er

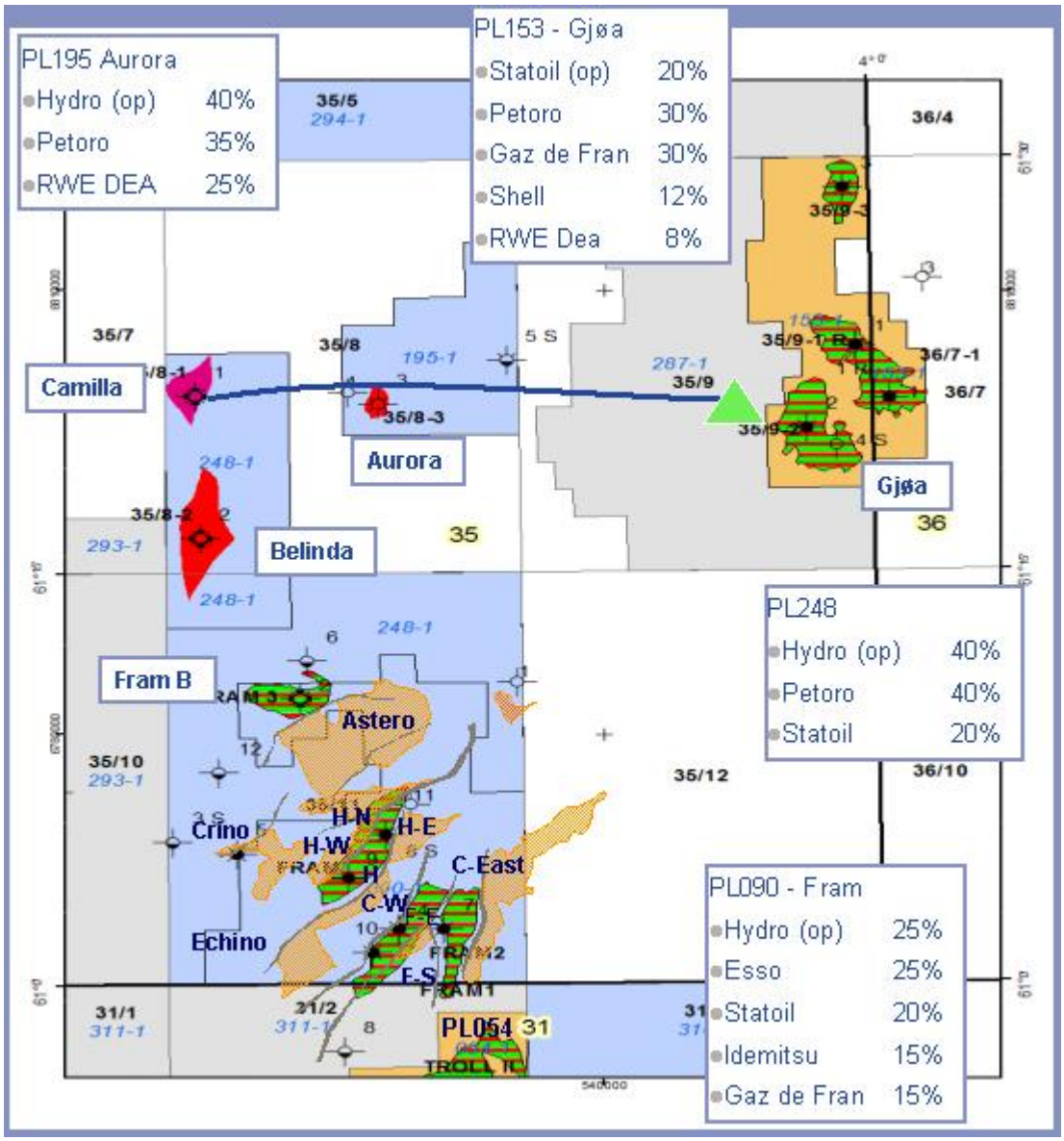
*forsvarlig å etterlate rørledninger og kabler på havbunnen, er nedgraving normalt en bedre løsning enn ilandbringelse."*Tabell 2-5 oppsummerer foreløpige planer for avvikling.

Tabell 2-5: Foreløpige planer for avvikling, basert på gjeldende retningslinjer

Utstyr	Planer for avvikling
Mottaksfasiliteter og utstyr på Gjøa	Mottaksfasilitetene vil kunne benyttes av andre felt. Fjerning av utstyr og kontrollmoduler på Gjøa, vil bli omhandlet i avstengningsplaner for Gjøa og vil tas hånd om av driftsoperatøren for Gjøa.
Undervannsinstallasjoner	Undervannsstrukturer skal som hovedregel taes til land og resirkuleres. Undervannsutstyret vil følgelig designes slik at hver hovedenhet kan fjernes for seg. Gjenbruk av undervannsutstyr er et mål.
Rørledninger	Basert på OED's utredningsprogram for utrangerte rørledninger og kabler (OED, 1999) samt en vurdering av at rørledningen ikke regnes å være til vesentlig ulempe for fiskerinæringen (jfr. kap. 5), synes det mest aktuelle disponeringsalternativet for rørledningene mellom Vega og Gjøa å være å etterlate disse. Rørledningene vil bli rengjort og deretter sikret ved at endene vil dekkes med grus/stein slik at de ikke skal forårsake vesentlige ulemper for fiskeriene i området. Rørledningene vil være overtrålbare også etter at de er forlatt. Kontroll- og servicekabler over sjøbunnen vil kuttes og fjernes. Nedpløyde deler av kablene vil etterlates.
Brønner	Ventiltrær og produksjonsrør vil bli fjernet før brønnen plugges med sement og forlates. Brønnhodene vil kuttes noen meter under sjøbunnen.

2.11 Prospekter i nærheten som kan knyttes til Vega

Det er oppdaget et gass-kondensatfelt, kalt Aurora, 10 km øst for Camilla og 20 km fra Gjøa. Aurora består av to strukturer, Aurora Vest og Aurora Øst. Aurora Vest planlegges produsert med en vertikal avgrensningsbrønn med sidegrener. Aurora Øst er foreløpig ansett å være for marginalt til å bli boret. Imidlertid er det en mulighet som eventuelt kan påvises eller produseres med Vest-brønnen eller alternativt kreve en ny brønn. Beliggenheten av Aurora er vist i Figur 2-8.



Figur 2-8: Beliggenheten av Aurora

Det er valgt å inkludere Aurora i denne konsekvensutredningen for å gi en mer helhetlig fremstilling av planlagte utbygginger i området. Imidlertid er det teknisk-økonomiske arbeidet som er utført i forbindelse med Aurora ikke på et detaljert nok nivå til at Aurora vil kunne inkluderes i PUD.

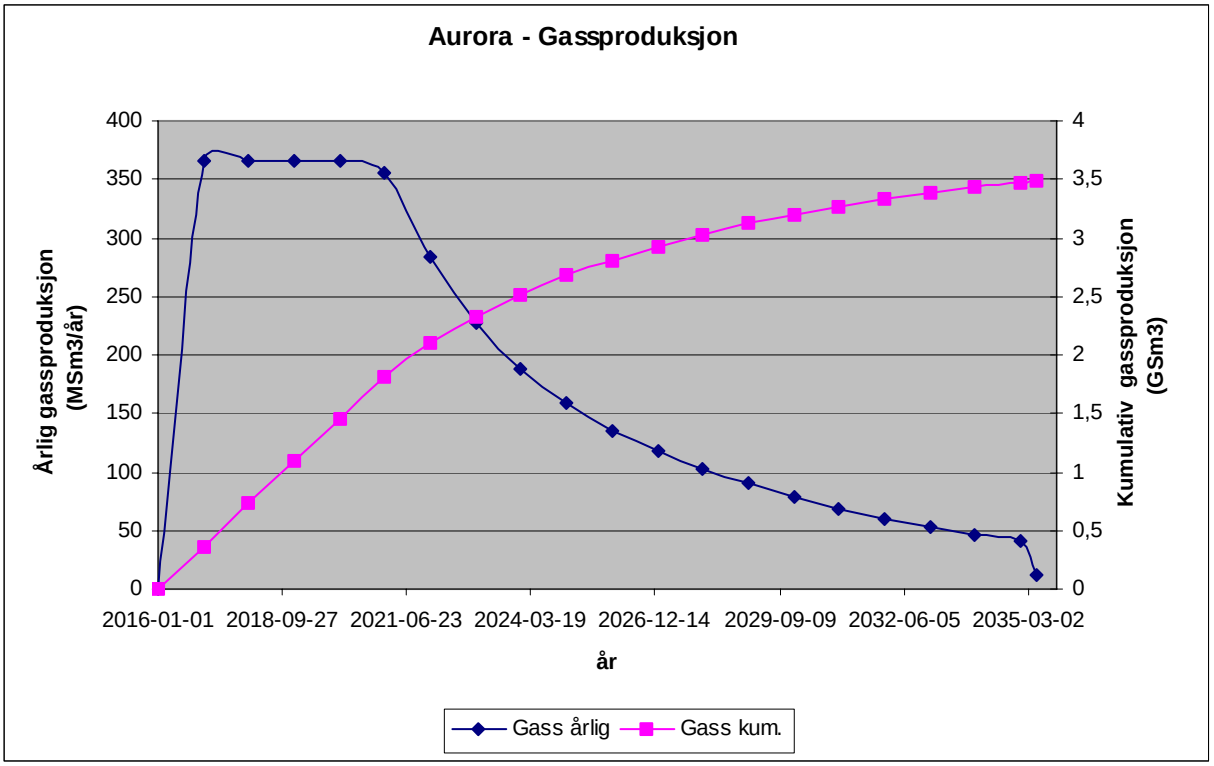
Ressursanslaget for Aurora Vest er 5,1 GSm^3 med et forhold mellom gass og kondensat på 1889 Sm^3/Sm^3. Aurora Vest ligger på 380 m havdyp. En mulig utbyggingsløsning omfatter en 3 km rørledning som vil kobles inn på rørledningen mellom Camilla og Gjøa. Aurora-fasilitene vil bestå av SIPPS-ventil(er) på havbunnen (Subsea Instrumented Pressure Protection System - et system med hurtigvirkende ventiler som isolerer deler av rørledningen og hindrer overtrykkoppbygging i rørledningen), en flerfasemåler på brønnhodet samt tilknytning av service- og kontrollkabler fra Camilla. Foreløpige planer tilsier at rørledningen vil være i karbonstål, ha en diameter på 8" og være termisk isolert. Rørledningen planlegges grøftet. Det er anslått at det vil være behov for grusdumping i ca. 0,6 km av rørledningstraséen.

Aurora Vest vil kunne fases inn når Vega går av platå i 2016. Avgrensningsbrønnen vil dermed bores i 3. kvartal 2013, og produksjonsbrønnen planlegges boret i 3. kvartal 2015.

En utbygging av Aurora Vest som skissert vil koste ca. 500 MNOK, hvorav ca. 200 MNOK vil bli investert i 2014 og 300 MNOK vil bli investert i 2015.

Produksjonsprofiler for Aurora Vest for kondensat og gass er gitt i henholdsvis Figur 2-9 og Figur 2-10.

Figur 2-9: Kondensatproduksjon fra Aurora Vest



Figur 2-10: Gassproduksjon fra Aurora Vest

Det er ikke planlagt at utbyggingen av Aurora vil medføre noen endringer på Gjøa. Følgelig vil Aurora vil øke utnyttelsen av Gjøa-fasilitetene.

Aurora Øst kan være en mulig fremtidig utbygging. Ressursgrunnlaget er foreløpig ikke kartlagt. En mulig utbyggingsløsning kan være å bore en utforskningsbrønn, og dersom denne viser drivverdighet, kan man videre bore horisontale avgreninger i utforskningsbrønnen. Brønnen kan knyttes til Vega-fasilitene på Gjøa via Aurora Vest-rørledningen.

3 Oppsummering av høringsuttalelser og utbyggers svar på disse

Forslag til program for konsekvensutredning for Camilla, Belinda og Fram B (nå kalt Vega). ble levert til myndighetene i april 2006 (Hydro, 2006). Dette kapitlet oppsummerer høringsuttalelsene som kom inn, utbyggers svar på disse samt en henvisning til hvor i den foreliggende KU de aktuelle tema er belyst. På bakgrunn av høringskommentarene og utbyggers svar til disse ble utredningsprogrammet for Vega fastsatt.

Arbeidstilsynet

Ingen kommentar.

Fiskeridirektoratet

1. Det fremgår at det legges opp til å benytte Beste Tilgjengelige Teknikker og null miljøskadelige utslipp til sjø.
2. Prosjektet berører et område med begrenset fiskeriaktivitet, men man kan påregne industritrålere etter kolmule og spredt aktivitet av linefiske.
3. Forhold knyttet opp mot fiskeriaktivitet synes ivaretatt.

Hydros kommentarer:
1. Det vil ikke være miljøskadelige utslipp fra bore- og installasjonsfasen for Vega. Vega vil bidra med en beskjeden mengde produsert vann, inntil 110 m^3/d. Til sammenligning er total mengde produsert vann på Gjøa estimert til å være 12 000 m^3/d. Det produserte vannet vil bli renset og sluppet til sjø fra Gjøa. Renseteknologien er valgt med hensyn på å minimere EIF (Environmental Impact Factor), som er et mål for å kvantifisere risikoen for miljøskade. Miljøkonsekvenser av utslipp av produsert vann er belyst i konsekvensutredningen for Gjøa og kort oppsummert i kap 4.
2 og 3. I kap. 5 er konsekvenser for fiskeriaktiviteten, spesielt trålfiske, belyst.

Sogn og Fjordane Fylkeskommune

1. *Konsekvensutredningsprogrammet nevner ikke distriktspolitiske interesser.*
2. *Sogn og Fjordane Fylkeskommune ønsker en skikkelig utredning av ilandføring til Lutelandet, koblet til industriutvikling basert på gass og foredling av mineraler (kraftverk med CO_2 fangst, eksport av CO_2 til felt for trykkstøtte og CO_2 som industriråstoff). Utredningen bør se grundig på hvordan Camilla, Belinda og Fram B kan bygges ut etter en slik modell.*
3. *Sogn og Fjordane Fylkeskommune ønsker skikkelig utredning av Florø som drifts- og baseby. De viser til løfte fra Hydro i 1983 om å bruke Florø som base for operatøroppgaver mellom 61 ^oN og 62 ^oN. Utredningen bør få frem de samfunnsmessige sidene ved å legge følgende oppgaver til Florø:*
   - forsyning av alt utstyr og materiell fra basen i Florø
   - utflyging av alt personell fra Florø Lufthavn
   - driftsorganisasjonen for feltet
   - lagring og vedlikehold av utstyr og materiell for undervannsanlegg
   Utredningen må gjelde både utbyggings- og driftsfasen
4. *Det fremgår av utredningsprogrammet at områder i Sogn og Fjordane er sterkt eksponert for eventuelle akutte utslipp, og at en i forhold til noen utslippstyper er nær ved, eller har overskredet naturens tålegrenser. Sogn og Fjordane Fylkeskommune ber derfor om at utslippsnivå og kritiske grenseverdier tydeliggjøres gjennom illustrative kart, og at en får frem hvordan utbygging og drift av Camilla, Belinda og Fram B vil spille inn, og hvilke alternativer som finnes for å avgrense skadevirkning.*

5. *Sogn og Fjordane Fylkeskommune påpeker at det var rikt fiske etter lange og brosme i området på ettersommeren og høsten, frem til midten av 90-tallet. Installasjonene må anlegges slik at dette ikke hemmer fiske i området og gjør minst mulig skade på fiskefeltene.*
6. *Ny seismikk må ta hensyn til vandrende fiskestammer. Seismisk utvalg i Sogn og Fjordane Fiskarlag er sentral samtalepartner for videre utredning*

Hydros kommentarer:

1. Regionale og nasjonale samfunnsøkonomiske virkninger er belyst i konsekvensutredningen i kap. 6. Dette omfatter et anslag for regionale og nasjonale vare- og tjenesteleveranser og sysselsettingseffekter samt samfunnsmessig lønnsomhet.
2. Vega er en liten utbygging med marginal økonomi, og det er derfor en grunnleggende forutsetning for prosjektet at det kan nyttiggjøre seg av annen infrastruktur i nærområdet for prosessering og eksport. Ilandføring av Vega har derfor ikke vært aktuelt. Alternative tilknytningsmuligheter som har vært vurdert er belyst i kapittel 2 og det er gitt en årsak til at disse er forkastet. Det vises ellers til møte med Sogn og Fjordane Fylkeskommune 6 juni 2006 der regionale aspekter for Sogn og Fjordane fylke ble diskutert.
3. Vega er en liten utbygging med marginal økonomi, og det er derfor en grunnleggende forutsetning for prosjektet at driften samordnes med andre felt, og at lagring og vedlikehold av utstyr og materiell for undervannsanlegg samkjøres med tilsvarende for andre undervannsanlegg av samme type. Derav følger at det ikke er grunnlag for å opprette en egen driftsorganisasjon og forsyningsbase for feltet. Driftsorganisasjonen for Vega vil være samordnet med Hydros øvrige driftsorganisasjoner på Sandsli i Bergen. For bore- og installasjonsfasen vil den eksisterende forsyningsbasen på Mongstad ved Bergen benyttes, og personell planlagges fløyet fra Flesland. Bruk av eksisterende basetjenester er valgt på grunnlag av kost-nytte-vurderinger. Det er utarbeidet en logistikkstudie i regi av Gjøa-prosjektet som skal danne grunnlaget for beslutninger om lokalisering av driftsorganisasjon, helikopter- og forsyningsfase og lager for undervannsutstyr. Lokale myndigheter er blitt invitert til dialog vedrørende dette arbeidet. Hovedkonklusjonene fra dette arbeidet er:
    - Driftsorganisasjonen til Gaz de France (driftsoperatør for Gjøa) sitter på Forus utenfor Stavanger
    - Forsyningsbasen planlegges lagt til Florø
    - Personell planlegges fløyet fra Flesland i bore- og installasjonsfasen og fra Florø i driftsfasen.

4. I kap. 4 er utslipp til luft og vann fra Vega kvantifisert. Miljøkonsekvensene som følge av de utslippene som fysisk skjer fra Gjøa er diskutert i konsekvensutredningen for Gjøa. Utslipp fra installasjons- og borefasen er også estimert, og konsekvensene er diskutert i kap. 4.
5. Rørledninger og undervannsinstallasjoner vil være overtrålbare og vil i begrenset grad hindre trålaktivitet og ikke være til hinder for linefiske. I kap. 5 er fiskerimessige konsekvenser utredet, med spesielt fokus på trålaktiviteten.
6. Dersom det skulle bli aktuelt med ny seismisk aktivitet i området, vil operatøren vurdere behovet for kontakt med det seismiske utvalget i Sogn og Fjordane.

Hordaland Fylkeskommune

1. *Fylkesutvalet viser til de merknadene de har for prosessering, eksport av olje- og gass og energiforsyning for Gjøa.*
    a. *De samfunnsøkonomiske alternativene av alle de aktuelle utbyggingsløsningene for Gjøa må utredes like grundig. Fylkesutvalget viser her til uttalelser i forbindelse med konsekvensutredningen for Statfjord*

senfase og Tampen link, der Fylkesutvalget gikk i mot direkte eksport av rikgass til Storbritannia.

b. *Fylkesutvalget vil be om en energiforsyning og klimagassutslipp fra driften av Gjøa blir grundig belyst på bakgrunn av den prekære kraftsituasjonen Hordaland er i ferd med å nærme seg.*

2. *Man råder utbygger til at løsninger for å prosessere og eksportere gassen fra fastlands-Norge utredes grundig.*
3. *For øvrige tema mener fylkesutvalet at program for konsekvensutgreiing for Camilla, Belinda og Fram B i hovedsak dekker de problemstillingene som er relevante for utbygging av disse feltene.*
4. *Det er naturlig at driftssentralen for Camilla, Belinda og Fram B og Gjøa plasseres i Bergen slik som det fremgår fra Hydros utredningsprogram.*

Hydros kommentarer:

1.
   a. I vurderingen av transportløsninger for gass fra Vega og Gjøa ble det tidlig klart at det ikke er tilstrekkelig kapasitet i det eksisterende norske gasstransport og –prosesseringssystemet, og at ilandføring til Kollsnes eller Kårstø ville medføre store investeringer for en kortsiktig utnyttelse samtidig som det var rikelig med kapasitet i det britiske transportsystemet. Det vises ellers til Statoils kommentarer til utredningsprogrammet for Gjøa, jfr. KU for Gjøa.
   b. Energiforsyningssituasjonen regionalt og klimagassutslipp fra driften av Gjøa er belyst i konsekvensutredningen for Gjøa. Utslippene er sammenlignet med nasjonale og regionale utslippsnivåer.

For prosessering og eksport av gass fra fastlands-Norge vises det til vårt svar på kommentar nr. 2 til Sogn- og Fjordane fylkeskommune.

Arbeids- og inkluderingsdepartementet

AID har innhentet uttalelse fra Ptil, som har følgende merknader:

1. *Ptil ber Hydro utrede hva som menes med "Den fremtidige overvåkingen vil bli integrert i den regionale overvåkingen av Troll/ Oseberg området (kap. 3.3)"*
2. *Områdeberedskapen må vurderes med hensyn til kapasitetsbehov, begrensninger og eventuelle kompenserende tiltak i bore- og installasjonsfasen.*
3. *AID har ingen ytterligere merknader.*

Hydros kommentarer:

1. I dag foretas miljøovervåking av sedimenter i Troll/Osberg-området hver tredje år. Det er naturlig å samordne miljøovervåking av Vega med innsamling av sedimentprøver fra installasjonene i nærområdet. Miljøovervåking av sedimenter rundt Vega vil bli gjennomført etter SFTs gjeldende retningslinjer, og data fra Vega vil sammenlignes med data fra referansestasjoner i nærområdet.
2. NOFO vil i samarbeid med operatøren vurdere beredskapen helt inn til kyst- og strandsonen for et mulig akutt utslipp fra Vega. Dette vil bli samordnet med Gjøa-prosjektet. Det vil sannsynligvis bli et dedikert beredskapsfartøy. Kapasitetsbehov, begrensninger og eventuelle kompenserende tiltak i bore- og installasjonsfasen vil bli vurdert.

Havforskingsinstituttet

Havforskingsinstituttet finner program for innhold i konsekvensutredningen tilfredsstillende, og har ingen vesentlige merknader.

Direktoratet for naturforvaltning

1. *Ettersom oppdatert RKU ikke forligger ennå, vet DN ikke i hvilken grad den nye er god nok i forhold til behovet for supplering av KU.*
2. *DN viser til uttalelse til Gjøa og ber om at følgende utredes:*
    a. *hvor mye elektrisk energi som føres fra land*
    b. *i hvilken grad dette energiuttaket har effekter på den totale energisituasjonen på land, og på markedet*
    c. *miljøkonsekvenser og forhold knyttet til strømforsyning fra land og for alternativ kraftforsyning, alternativt egenprodusert kraftgenerering med beste tilgjengelige teknologi (BAT)*
3. *Dersom det ikke foreligger relevante data ber DN om at det utføres nye kartlegginger av sjøfugl, koraller og sårbare bunnhabitater*
4. *DN ber om utredning av korteste drivtid av et uhellsutslipp fra feltene til*
    a. *Nærmeste landområde*
    b. *Fuglefjellet Runde*
5. *DN ber om utredning av forventede effekter (ulike årstider) av uhellsutslipp på bestandsnivå og viktige leveområder for sjøfugl og sårbare arter, basert på oppdaterte bestandsestimater og overvåking.*
6. *DN ber om utredning av forventede effekter på sel, oter, spekkhogger og sårbare strandmiljøer.*
7. *DN ber om at konflikt med korallrev blir utredet på bakgrunn av nødvendige undersøkelser i arealer som berøres av aktiviteten. Konflikter skal unngås.*
8. *DN ber om at miljøkonsekvenser som følge av arealinngrep må utredes.*
9. *I sammenheng med oppdatert RKU ber DN om at det blir redegjort for en økosystembasert tilnærming av aktiviteten.*

Hydros kommentarer:

1. Det er en forutsetningen for den oppdaterte Regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen at den holder tilstrekkelig faglig kvalitet til å være et referanseunderlag for de feltspesifikk konsekvensutredningene.
2. Opplysninger om kraftforbruket til Vega, og et anslag over de utslippene dette vil medføre er belyst i kap. 4. Miljøkonsekvenser av utslippene samt regionale effekter på energisituasjonen i regionen er belyst i konsekvensutredningen for Gjøa.
3. Opplysninger om sjøfugl, koraller og sårbare sjøbunnshabitater finnes i den oppdaterte Regionale Konsekvensutredningen for Nordsjøen. Det er gjennomført havbunnskartlegging med fjernstyrt undervannsfarkost (ROV), og dette har ikke avdekket funn av korallrev.
4. De foretatte oljedriftsmodelleringene viser mindre enn 5% sannsynlighet for stranding av kondensat fra Vega, noe som betyr at stranding ikke regnes som en relevant hendelse; se kap. 4
5. Resultater fra miljørisikoanalysen er gitt i kap. 4.
6. Oljedriftsberegningene som er gjennomført viser at influensområdet ikke omfatter stranding. Kondensatet vil hovedsakelig foreligge dispergert eller løst i vannmassene. Miljørisikoanalysen som er utført har derfor fokusert på fiskeegg og larver, som vil være de mest sårbare miljøressursene. Det vises til kap. 4 for ytterligere detaljer.
7. Det er ikke påvist korallrev i området.
8. Miljøkonsekvenser som følge av arealinngrep er utredet i kap. 5.
9. Den oppdaterte RKU for Nordsjøen er basert på en økosystembasert tilnærming, og denne vil er lagt til grunn for det konsekvensutredningen til Vega.

Statens forurensningstilsyn – SFT

1. *SFTs generelle inntrykk er at forslaget til program for konsekvensutredning inneholder de elementene SFT forventer skal bli behandlet i konsekvensutredningen.*
2. *Det er vesentlig at programmet ivaretar målsetninger om nullutslipp, samt at kravet til BAT blir overholdt.*
3. *De ulike utbyggingsløsningene som har vært vurdert bør bli beskrevet i KU. Hydros miljøvurdering av løsningene bør også inkluderes i dette. SFT ønsker at de miljøkriteriene Hydro har lagt til grunn for valg av løsning blir presentert.*
4. *Hydro bør inkludere en beskrivelse av hvordan selskapet skal nå målsetningen om null utslipp av mulig miljøfarlige utslipp til sjø i KU.*
5. *SFT ber om en vurdering av forurensning/ miljøpåvirkning fra transportvirksomhet som er nødvendig for utbygging og drift av feltene.*
6. *SFT forventer at lokalitet for deponering av borekaks beskrives i KU, samt at deponeringsområdet blir inkludert i overvåkingsprogrammet.*
7. *KU bør inneholde en beskrivelse av planer for oppfølgende miljøovervåking og tilpassing til overvåkingsprogrammet i regionen.*

Hydros kommentarer:

1. Ingen kommentarer.
2. Målsettinger om null miljøskadelige utslipp samt implementering BAT-krav er viktige mål for prosjektet. BAT-tiltak på Gjøa som også inkluderer behandling av brønnstrømmen fra Vega er omtalt i kap. 2 og kap 4.
3. De ulike ubyggingsløsningene som har vært vurdert er beskrevet i kap. 2. Det er gitt en kort begrunnelse for hvorfor Gjøa er en foretrukket løsning fra et HMS-ståsted. Et utslagsgivende miljøkriterium har vært å unngå utslipp av røde og svarte kjemikalier.
4. Miljøkonsekvenser av utslipp til sjø fra Vega er belyst i konsekvensutredningen for Gjøa. Konsekvensutredningen for Vega vil inkluderer Hydros miljømål og en vurdering av oppnåelse av disse, jfr. kap 2.
5. En vurdering av miljøkonsekvenser fra transportvirksomheten som er nødvendig for utbygging av Vega-installasjonene er gitt i kap. 4. For driftsfasen vises det til konsekvensutredningen for Gjøa.
6. Konsekvensutredningen beskriver den planlagte deponeringen på havbunnen av borekaks fra boring med vannbasert borevæske. Deponeringsområdet vil bli inkludert i miljøovervåkingen for Vega. Dette er omtalt i kap. 4.
7. En beskrivelse av planer for oppfølgende miljøovervåking og tilpassing til overvåkingsprogrammet i regionen er gitt i kap. 4.

Oljedirektoratet

OD har ikke merknader til forslag til Program for Konsekvensutredning.

Aetat

Aetat Arbeidsformidlingen bemerker at KU bør ta opp problemstillinger knyttet til arbeidskraftsbehov og eventuelle flaskehalsproblemer vedrørende rekruttering av arbeidskraft som kan oppstå som følge av prosjektet. Dette på bakgrunn av at det pr i dag er mangel på arbeidskraft av relevante yrkesgrupper innen bla. oljerelatert industri.

Hydros kommentarer:
Hydro er klar over ressurssituasjonen, og dette er betraktet både i bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske vurderinger av prosjektet, jfr. kap. 6.

Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet viser til høringsuttalelsene fra SFT og DN og støtter hovedtrekkene i disse.

4 Konsekvenser for miljø

4.1 Miljømål og rammebetingelser

Følgende miljømål vil være retningsgivende for utbyggingen:
- Null miljøskadelige utslipp til sjø fra boring, installasjon og produksjon.
- Kun utslipp av vannbasert boreslam
- Minimal bruk og utslipp av kjemikalier som ikke er grønne (i henhold til SFTs klassifisering)
- Bruk av Beste Tilgjengelige Teknikker (BAT)

Målene er basert på de overordnete rammebetingelsene for aktivitet på norsk sokkel med "nullutslipp" og ny grenseverdi på 30 mg/l dispergert olje i produsert vann fra 2006.

Norske myndigheters krav om "nullutslipp" i Nordsjøen kan oppsummeres som:
- Ingen utslipp av tilsatte miljøgifter eller miljøfarlige kjemikalier (dvs. stoffer på myndighetenes prioriterte liste og stoffer innen SFTs svarte og røde kategorier)
- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av miljøgifter (myndighetenes prioriterte liste) som opptrer naturlig i produsert vann. Gjelder bl.a. PAH og alkylfenoler.
- Ingen utslipp av kjemikalier eller stoffer som kan medføre skade.

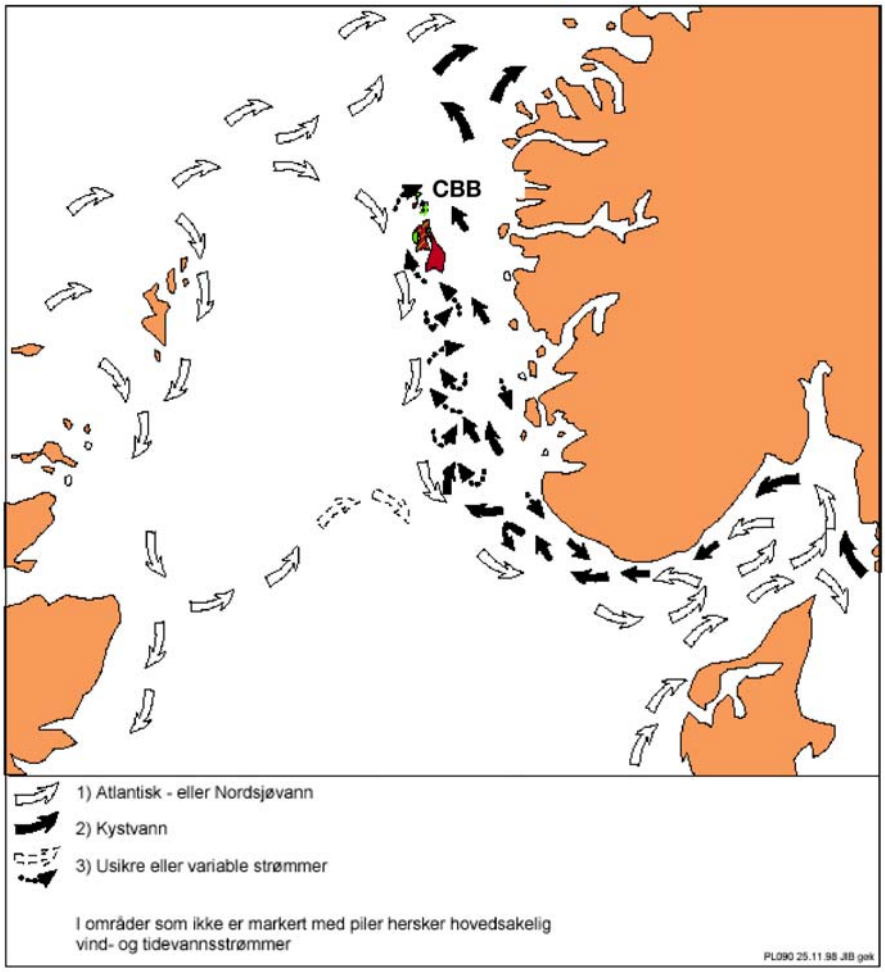
Myndighetenes overordnete rammebetingelser for utslipp til luft er først og fremst bestemt gjennom internasjonale forpliktelser og direktiver, spesielt Gøteborg-protokollen, Kyoto-protokollen og IPPC-direktivet. Disse er implementert i nasjonal miljøvernpolitikk, og har resultert i følgende målsettinger:
- NO_x: Norge skal i henhold til Gøteborg-protokollen oppnå 30% reduksjon i utslippene av NO_x innen 2010, basert på nivået i1990.
- CO_2: Norge skal i henhold til Kyoto-protokollen ikke øke utslipp av klimagasser med mer enn 1% i perioden 2008 – 2012 i forhold til utslippsnivået i 2001.

IPPC-direktivet krever:
- Integrert vurdering av miljøkonsekvenser.
- Bruk av Best Tilgjengelige Teknikker (BAT)
- System for energistyring

Definisjonen av BAT er basert på en evaluering av tiltakets effekt på de enkelte miljøaspektene, en evaluering av kostnader i forhold til miljønytte, og tiltakets egnethet i forhold til tekniske og operasjonelle forhold som plass, vekt, teknologisk modenhet, tilgjengelighet og lignende. IPPC-direktivet er implementert i forvaltningen av Forurensningslovens bestemmelser.

4.2 Miljøforhold i området

Strømforholdene i Nordsjøen og langs norskekysten er vist i Figur 4-1. Vann fra Atlanterhavet danner en sør-østgående strøm i dypere vannlag på sokkelen. I overflatevannet er strømmene påvirket av virveldannelse i kyststrømmen og av vind. Dominerende vindretning i området er fra sør/sørvest.



Figur 4-1: Strømforhold i Nordsjøen. Camilla, Belinda og Fram B markert som CBB (nå kalt Vega)

Vega ligger i Norskerenna. Sjøbunnen er relativt flat med vanndybde som varierer mellom 350 og 380 m. I området er det groper med diameter på inntil 100 m og inntil 8 -10 m dype. Hele Norskerenna er dekket med bløt leire og silt. Laget kan være ca. 20 m tykt og har høyt organisk innhold. Bunnforholdene er i store trekk som på Troll-feltet. Undersøkelser på Troll, Fram Vest og Fram Øst viser at bunnfaunaen er arts-og individrik med høy diversitet og stor likhet mellom prøvestasjonene. Faunaen er dominert av detritus-spisende organismer, noe som kan forklares ut fra det høye innholdet av organisk materiale som er registrert i sedimentet. Grunnlagsundersøkelser på Fram Vest viser at sedimentene i området er lite forurenset. Det er god grunn til å anta likeartede forhold på Vega i og med at alle feltene ligger nede i Norskerenna med lignende dyp.

For en mer detaljert beskrivelse av miljøforhold og naturressurser innenfor influensområdet til Vega henvises det til delrapporter i Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU 2006). Disse er tilgjengelige på OLFs nettside under ”Miljørapporter”

Grunnlagsundersøkelsen på Vega vil gjennomføres sommeren 2007 eller 2008. Den fremtidige overvåkingen vil bli integrert i den regionale overvåkingen av Troll/ Oseberg-området.

RKU Nordsjøen gir følgende bilde av miljøstatus og –påvirkning for Troll-området, som Vega ligger i nordkanten av:

- Den rutinemessige miljøovervåkingen av sedimenter rundt installasjonene viser en svak påvirkning av bunnfauna, og økt innhold av barium og enkelte tungmetaller i sedimentene. Påvirkningen er merkbart redusert i omfang og varighet etter overgangen til vannbasert boreslam.
- Det er påvist forhøyede nivåer av PAH i vannsøylen inntil 10 km fra de største utslippskildene for produsert vann, men ikke påvist effekter på marint liv forårsaket av utslippet.
- Tilstandsovervåking av fisk har vist at det ikke er noen signifikant forskjell i innholdet av PAH i fiskelever sammenlignet med fisk fra områder uten større petroleumsvirksomhet.

Influensområdet for utslipp til luft fra Vega er gitt i delrapporten vedrørende luftutslipp fra RKU for Nordsjøen (RKU 2006). Beregninger for de samlede utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen inklusive Vega og Gjøa viser at influensområdet kan defineres til kystområdene fra og med Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag samt innenforliggende landområder. Hovedkonklusjoner fra RKU 2006 (RKU, 2006) er at det samlede bidraget fra petroleumsvirksomheten ikke vil kunne gi målbare gjødslingseffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene, men kan påvirke vegetasjonstyper i Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og i de aller sørligste områdene av Møre og Romsdal. Påvirkningen på vegetasjon som følge av økte ozonnivåer som følge av petroleumsvirksomheten er vanskelig å forutsi. Det konkluderes videre at nitrogentilførselen til sjø som følge av utslipp til luft fra oljevirksomheten er ubetydelig.

4.3 Utslipp til sjø i borefasen

Vannbasert, miljøakseptabel, borevæske og overskudd sement benyttet til komplettering av brønnene planlegges sluppet til sjø. Boreslam som inneholder kjemikalier som ikke er ”grønne” eller ”gule” i henhold til SFTs klassifisering vil bli transportert til land for sikker destruksjon. Det vil dermed ikke være miljøskadelige utslipp fra bore- og installasjonsfasen for Vega.

Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak
Miljøkonsekvenser av utslippet vil i hovedsak være knyttet til fysisk tildekking av bunnen og er godt kjent fra omfattende miljøovervåking av sedimenter rundt alle installasjoner på norsk sokkel. For å unngå nedslamming av bunnrammene vil borekaks samles og deponeres et stykke unna brønnene..

4.4 Utslipp til vann i installasjonsfasen

Før oppstart av rørledningene fra Vega til Gjøa vil det bli et kortvarig utslipp av kjemikalieholdig sjøvann som har stått i rørledningene i forbindelse med klargjøring og tilkobling. Vanlige rørledningskjemikalier er biocid, oksygenfjerner og fargestoff. Det mest brukte biocidet er glutaraldehyd. Dette er akutt giftig, men har meget kort nedbrytningstid i sjøen og derfor klassifisert som ”gult” kjemikalium. Det vil søkes å dosere et minimum av biocid slik at det meste er brutt ned når utslippet skjer.

Oksygenfjerneren er vanligvis en bisulfittløsning som reagerer med oksygen i sjøvannet og danner sulfater og andre uorganiske salter. Vanlig brukte oksygenfjernere står på SFTs PLONOR-liste. Fargestoff som benyttes i forbindelse med å trykkteste rørledningen brytes langsomt ned. Det vanligst benyttede fargestoffet i Hydro er fluorescin. Dette inneholder hydroksy-*o*-karboksy-fenylfluoron. Fargestoffet er verken giftig eller bioakkumulerbart, men brytes ned svært langsomt. Derfor regnes stoffet som miljømessig betenkelig (”rød” kategori). Konsentrasjonene er imidlertid lave. Det er et mål å redusere bruken av fargestoff til et minimum, men fargestoffet er nødvendig for å kunne detektere eventuelle lekkasjer fra rørledningene. Det vil redegjøres for mengder av kjemikaliene og miljøkonsekvenser i søknad om utslippstillatelse.

Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak
Miljøkonsekvensene av utslipp til sjø fra klargjøring av rørledninger forventes å være små. Det vil søkes å minimere bruk av fargestoff samt å optimalisere dose av biocid, dersom disse kjemikaliene skal benyttes. Mer informasjon om kjemikalier, miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak vil bli gitt i kommende søknad om utslippstillatelse.

4.5 Utslipp til sjø i driftsfasen

Det er planlagt for et lukket hydraulikkoljesystem med oljebasert hydraulikkolje på Vega. Det vil dermed ikke bli utslipp av hydraulikkolje fra Vega.

Produsert vann
Produsert vann inneholder naturlige oljekomponenter (dispergert olje og løste organiske forbindelser) samt tilsatte kjemikalier. De vannløste forbindelsene inkluderer organiske forbindelser som alkylfenoler, PAH (polysykliske aromatiske hydrokarboner), BTEX (benzen, toluen, etylbenzen og xylen) og organiske syrer, samt uorganiske forbindelser som sink, kobber, bly og nikkel. Den ikke-vannløste fraksjonen består av dispergert olje. Tidligere er det dispergert olje som det har vært fokusert på i forbindelse med miljøvurderinger av produsert vann, men de siste årene har man blitt mer oppmerksom på bidraget fra de vannløste organiske forbindelsene.

For å vurdere miljøpåvirkningene av utslipp til vann fra plattformene er DREAM (Dose-related Risk and Effect Assessment Model) etablert. DREAM-modellen inneholder en drift- og spredningsmodell, en modell for vurdering av risikoen for miljøpåvirkning av forskjellige kjemikalier på ulike marine organismer, en stor del økotoksikologiske data fra litteratur samt egenproduserte laboratoriedata. Den benytter feltspesifikke utslippsdata, og tar hensyn til fysisk-kjemiske prosesser som påvirker utslippkomponentene samt biologisk nedbrytning. Modellverktøyets risikomodul er basert på tradisjonell PEC:PNEC-vurdering (Predicted Environmental Concentration: Predicted No-Effect Concentration) av akutte og kroniske giftighetsdata. Dette gir både et kvantitativt og kvalitativt bilde av risikoen for miljøpåvirkning av utslippene for både naturlig forekommende komponenter og tilsatte kjemikalier.

Det er utviklet en faktor, kalt EIF-faktoren (EIF = Environmental Impact Factor) for å vurdere om utslippene er miljøskadelige. I EIF-beregningene tar man utgangspunkt i det vannvolum rundt plattformen som i DREAM-beregningene har en konsentrasjon av komponenter fra produsert vann som overskrider en gitt grenseverdi (dvs. PEC>PNEC) og multipliserer inn vekting av enkelte komponenter utfra deres iboende egenskaper (tungt nedbrytbare eller svært bioakkumulerbare forbindelser). EIF brukes kvalitativt for å sammenligne ulike behandlinger av det produserte vannet. Valg av renseteknologi på Gjøa er basert på en slik sammenligning av flere mulige teknologier.

Vega vil bidra med en svært beskjeden mengde produsert vann; inntil 10 m^3 formasjonsvann og 100 m^3 kondensert vann pr. dag. Dette vil kun utgjøre 1-5% av vannmengden som planlegges sluppet ut på Gjøa. Det produserte vannet vil bli renset i et EPCON-filter og sluppet til sjø. Forventet realistisk innhold av dispergert olje i utslippsvannet vil ligge på 10 ppm. Ubyggingsoperatørens målkonsentrasjon på innhold av dispergert olje er 5 ppm. Miljøkonsekvenser av utslipp av produsert vann er belyst i konsekvensutredningen for Gjøa. EIF-beregningene på Gjøa viser at bidraget til miljørisiko er målbart kun i nærheten av utslippspunket. Miljøkonsekvensene som følge av utslipp av produsert vann fra Vega regnes følgelig å være ubetydelige.

Kjemikalier
Kjemikaliene som brukes på norsk sokkel er klassifisert i henhold til egenskaper med følgende definisjon:

- Svarte: Kjemikalier som det kun unntaksvis gis utslippstillatelse for
- Røde: Kjemikalier som skal prioriteres spesielt for substitusjon
- Gule: Kjemikalier som akseptable miljøegenskaper
- Grønne: PLONOR-kjemikalier (forhåndsgodkjente kjemikalier)

Følgende tiltak er planlagt for å minimere tilsats av kjemikalier:

- Termisk isolering av rørledningen vil redusere behovet for tilsats av voksinhibitor og utsette behovet for tilsats av voksinhibitor frem i tid. Dette muliggjør bruk av mer miljøvennlige voksinhibitorer som forventes å komme på markedet i fremtiden.

Det er planlagt å benytte følgende produksjonskjemikalier for Vega. En endelig oversikt over kjemikalier vil bli gitt i kommende søknad om utslippstillatelse.

MEG (monoetylenglykol):
Dette vil bli benyttet for å hindre dannelse av hydrater samt for å hindre korrosjon. MEG er klassifisert som et PLONOR-kjemikalium, et "grønt" kjemikalie. MEG vil regenereres på Gjøa. Mindre mengder vil gå tapt og følge produsert vann til sjø, antakelig inntil 2 m^3/d.

pH-stablisator:
Dette vil bli benyttet sammen med korrosjons- og hydrathemmerne, dosert som 5-50 mmol pr kg uttynnet MEG. Aktuelle pH-stabilisatorer er KOH og NaOH. Ingen av disse er miljøfarlige kjemikalier. pH-stabilisatoren vil gå i sirkulasjon med MEG og deretter følge produsert vann til sjø.

Korrosjonsinhibitor:
Korrosjonsinhibitor vil tilsettes i uttynnet MEG, ca 30 l/d. Denne går mest sannsynlig tapt og vil ende opp i produsert vann. Korrosjonsinhibitoren vil sannsynligvis være et miljøakseptabelt ("grønt" eller "gult") kjemikalie.

Avleiringshemmer
Avleiringshemmer vil tilsettes i uttynnet MEG, ca 90 l/d. Denne går mest sannsynlig tapt og vil ende opp i produsert vann. Avleiringshemmeren vil sannsynligvis være et miljøakseptabelt ("grønt" eller "gult") kjemikalie.

Voksinhibitor
Når produksjonen går av platå i 2015 vil isolasjonen av rørledningen sannsynligvis ikke lenger være tilstrekkelig til å unngå voksutfelling. Det vil være et behov på 500 ppm i oljefasen, dvs. opp til 500 l/d. Voksinhibitoren vil følge oljefasen. Aktuelle voksinhibitorer er i dag klassifisert som røde, men man har håp om at det innen 2015 vil kunne ha utviklet mer miljøvennlige voksinhibitorer. Grunnen til at den foreløpig foreslåtte voksinhibitoren er klassifisert som rød er at den inneholder 1,5% av et kjemikalium som har lav bionedbrytbarhet. Voksinhibitoren har svært liten vannløselighet og vil følge oljefasen (>99%), og representerer følgelig i svært liten grad et utslipp fra installasjonen. Det som vil følge med det produserte vannet og som senere vil slippes til sjø vil være mindre enn 75 ml/d. Dette vil det blir redegjort for i kommende søknad om utslippstillatelse for driftsfasen.

Følgende tiltak er planlagt for å minimere tilsats av kjemikalier:

- Termisk isolering av rørledningen vil redusere behovet for tilsats av voksinhibitor og utsette behovet for tilsats av voksinhibitor frem i tid, slik at mer miljøvennlige voksinhibitorer kan komme på markedet.

Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak
Miljøkonsekvensene av utslipp til sjø fra driftsfasen forventes å være små og lokale. Mer informasjon om kjemikalier, miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak vil bli gitt i kommende søknad om utslippstillatelse.

4.6 Utslipp til luft

Utslipp til luft i utbyggingsfasen

Boring og komplettering vil bli utført med en flyttbar borerigg. Riggene har dieselmotorer, som gir utslipp av CO_2, NO_x og SO_2. Boreperioden er beregnet til 17 måneder i 2009 – 2010.

Det er estimert et forbruk av diesel på 12000 tonn i løpet av borefasen.

Tilsvarende vil det være marine operasjoner i forbindelse med installasjon av bunnrammer, rørledninger og kabler, der det også vil være utslipp av CO_2, NO_x og SO_2 fra dieselmotorer på fartøyene, i perioder våren og sommeren 2009. Det er anslått at dette vil medføre et forbruk av diesel på 3500 tonn.

Dette vil gi følgende utslipp:

CO_2: 50 000 tonn
NO_x: 1085 tonn
SO_2: 43 tonn

Ved å sammenligne med de årlige utslippene som er forventet i 2009 og 2010, vil CO_2-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre under 0,1% av de forventede nasjonale CO_2-utslippene, NO_x-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre rundt 0,7% av nasjonal målsetning om NO_x-utslipp fra Gøteborgprotokollen (målår 2010) og SO_2-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre rundt 0,2% av nasjonal målsetning om SO_2-utslipp fra Gøteborgprotokollen (målår 2010).

Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak
Miljøkonsekvensene av utslipp til luft fra installasjonsfasen er relativt sett små og tidsbegrensede, og miljøkonsekvensene vil være begrensede. En fremtidig tilknytning av Aurora vil medføre økte luftutslipp kumulativt, men de maksimale årlige utslippene til luft vil ikke bli høyere.

Utslipp til luft i driftsfasen

Gjøa vil forsynes med kraft fra land. Dermed vil det normalt kun være utslipp fra en gassturbin (for eksportkompressor) på Gjøa. Under normal drift vil det ikke forekomme fakling på Gjøa.

I konsekvensutredningen for Gjøa er utslippene fra driftsfasen for Gjøa og Vega presentert. Det er anslått at prosessering av Vega vil bidra med rundt 30% av utslippene på Gjøa over hele produksjonsperioden. Andelen vil variere fra år til år.

Det totale utslippet av CO_2 *på Gjøa* som følge av prosessering av Vega vil utgjøre mellom 6500 tonn/år (i år 2023) til 55 000 tonn/år i 2013. Det totale utslippet av NO_x på Gjøa som følge av prosessering av Vega vil utgjøre mellom 5 tonn/år (i år 2023) til 44 tonn/år i 2013. Det totale utslippet av nmVOC på Gjøa som følge av prosessering av Vega vil utgjøre mellom 0,7 tonn/år (i år 2023) til 5,6 tonn/år i 2013.

Ved å sammenligne maksimalutslippene i år 2013 med de årlige utslippene som er forventet i 2010, vil CO_2-utslippene i driftsfasen *på Gjøa* som følge av prosessering av Vega utgjøre

ca. 0,1% av de forventede nasjonale CO_2-utslippene, NO_x-utslippene i utbyggingsfasen utgjøre rundt 0,02% av nasjonal målsetning om NO_x-utslipp fra Gøteborgprotokollen (målår 2010).

Utslipp knyttet til generering av kraft *på land* som eksporteres til Gjøa er presentert og miljøkonsekvensene er belyst i KU for Gjøa. Størrelsen av utslippene er usikker ettersom de er avhengige av hva man betrakter som forventet kilde for marginalkraften i perioden fra 2010-2025.

Miljøeffekter ved regulære utslipp til luft
CO_2 er en klimagass som bidrar til drivhuseffekten. I henhold til FNs klimapanel vil den observerte økningen med stor sannsynlighet gi en økning av jordens middeltemperatur. Dette kan ha store konsekvenser. En hver økning i CO_2-utslipp bidrar følgelig negativt.

Utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er beregnet å representere 10-20% av avsetningen av nitrogen i kystområdet fra Sogn til Sør-Trøndelag. Dette kan bety en innvirkning på forsuringssituasjonen, overgjødsling og sammen med nmVOC medføre til dannelse av bakkenær ozon. Totalt areal med overskridelse av tålegrensen for forsuring av overflatevann er beregnet å øke med 3% som følge av utslippene i Nordsjøen. Overgjødsling kan påvirke vegetasjon som er tilpasset et lavt nitrogennivå. Det relative bidraget fra utslippene i Nordsjøen er størst i Sogn og Fjordane og Rogaland. Sammen med utslipp av nmVOC vil NO_x–utslippene fra Nordsjøen også bidra til å øke antallet timer med ozonkonsentrasjoner over luftkvalitetskriteriet på 100 $\mu g/m^3$ men det har vært vanskelig å konkludere hvilke konsekvenser bidraget kan ha for plante- og dyreliv. (RKU 2006). Følgelig vil et hvert bidrag av nmVOC og NOx kunne bidra til negative miljøeffekter.

Utslippene på Gjøa, forårsaket av prosessering av Vega vil være begrensede, og miljøkonsekvensene vil være ubetydelige. Beslutningen om å importere kraft fra land til Gjøa er et BAT-tiltak for å redusere utslippene til luft. Dette medfører at utslippene per produsert enhet vil være lave sammenlignet med andre gass- og kondensatfelt med offshore kraftforsyning. En fremtidig tilknytning av Aurora vil medføre økte luftutslipp kumulativt, men de maksimale årlige utslippene til luft vil ikke bli høyere.

4.7 Avfall

Det er etablert/vil etableres systemer for kildesortering og forsvarlig behandling av spesialavfall på Gjøa og på boreriggen på Vega. En egen avfallsplan vil bli utarbeidet for prosjektet.

4.8 Akutte utslipp

Vega består av gass-/ kondensatfelt, som betyr at utstrømningen ved eventuelt tapt brønnkontroll i hovedsak vil være gass, men også noe kondensat. Forholdet mellom gass og kondensat varierer mellom de tre feltene. Fordi væskeandelen er størst på Fram B er vurderingen av forvitringsegenskaper, spredning og miljøkonsekvenser basert på Fram B-kondensatet. Beregning av miljørisiko er gjort for Vega samlet, med en konservativ antagelse om at utslippsrate og konsekvens ved et eventuelt uhell på Camilla eller Belinda vil være den samme som på Fram B.

Fram B-kondensatet inneholder voks og asfaltener og danner relativt stabile emulsjoner ved vintertemperatur og lite vind. Kondensatet er lett dispergerbart. Dette betyr at det vil blandes lett inn i vannmassene ved en undervannsutblåsning, og at det blandes ned fra havoverflaten ved høy vindhastighet og brytende bølger (SINTEF, 2006).

Fram B-kondensatet har mange likhetstrekk med Vale lettolje. Levetiden på sjøen er trolig lengre enn for de typiske kondensatene.

4.8.1 Kilder til utslipp

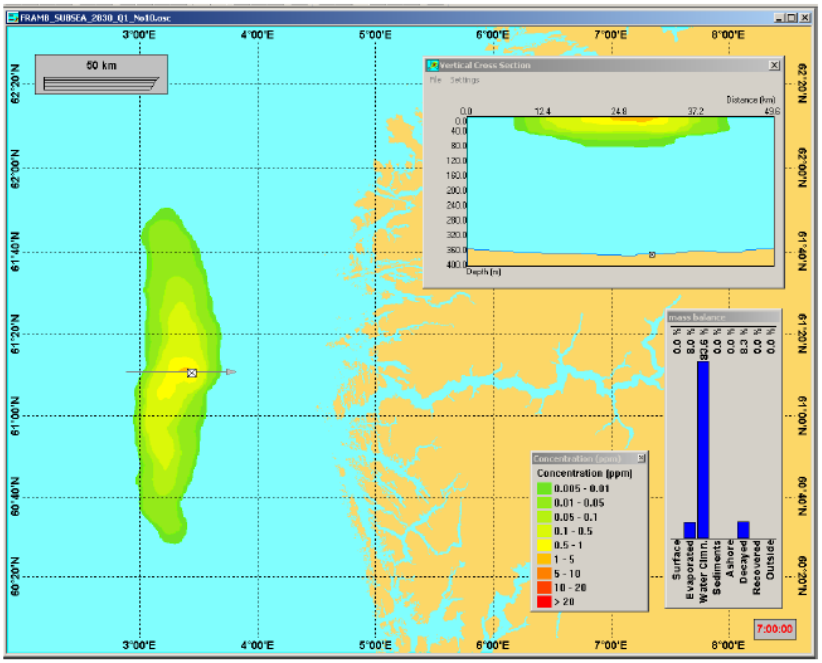
De største utslippene av kondensat vil kunne skje ved tap av brønnkontroll. Sannsynligheten for at dette kan skje er størst under boring og komplettering av brønnene i 2009 og 2010. Deretter faller sannsynligheten for utblåsning til ca 1/20 av nivået i 2010. Samtidig avtar mengden som kan strømme ut sterkt, fra 2200-2800 m^3/døgn i borefase til 400-600 m^3/døgn i produksjonsfasen. Ved en eventuell tilknytning av Aurora vil det også bli boring i 2015. Dette vil medføre høyere rater dette året, men det er ikke forventet at ratene vil bli høyere enn i 2009 og 2010. Følgelig er resultatene fra analysen utført for Vega også relevant for Aurora.

Utblåsningsstatistikken (Scandpower, 2006) gir en fordeling 4:3 mellom utslipp ved sjøbunnen og på riggen under boring og komplettering.

4.8.2 Influensområde

Spredningsmodelleringene som er gjort baserer seg på egenskapene til Vale lettolje og utblåsningsratene som er beregnet for fasen med boring og komplettering på Fram B. Siden Fram B-kondensatet er noe lettere og viskositeten av emulsjonene litt lavere enn for Vale, kan det forventes noe kortere levetid på havoverflaten og dermed mindre influensområde enn det modelleringene viser.

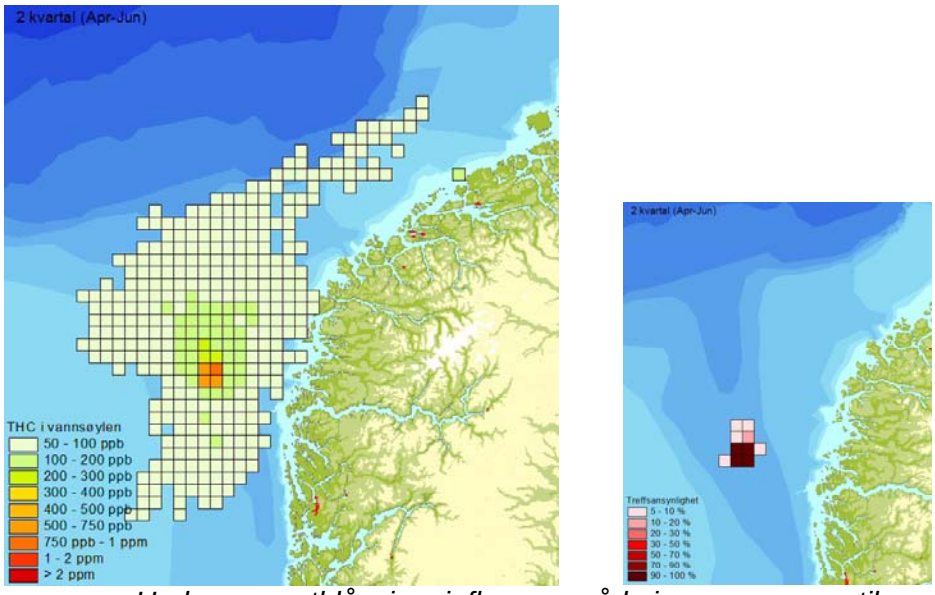
Figur 4-2 viser en typisk fordeling av kondensat etter 7 døgn med undervannsutblåsning. Kondensatet stiger raskt mot overflaten, men forblir i stor grad dispergert og løst i de øvre 50 meter av vannsøylen. Maksimal konsentrasjon i vannmassene vil være ca 0,5 mg/l (ppm). Beregnet filmtykkelse er ca 0,03 mm nær utslippsstedet, men denne kan øke til 0,04 mm 5 km nedstrøms etter hvert som oljedråpene stiger til overflaten. I scenariet vist i figuren medfører vinden at kondensatet holdes nedblandet i vannmassene, slik at det blir liten fordamping.



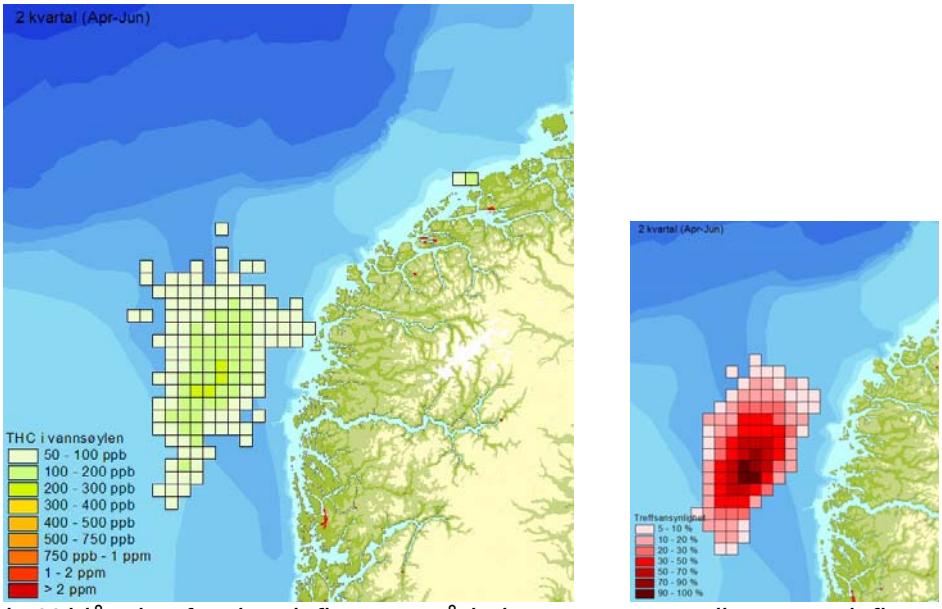
Figur 4-2: Modellering av en undervannsutblåsning på Fram B. Kartet viser samlet konsentrasjon av løst og dispergert olje i vannmassene etter 7 døgns utblåsning. Vertikalfordelingen er vist for et øst-vest-snitt gjennom utslippspunktet.

Figur 4-3 gir statistiske resultater for april - juni, basert på historiske vinddata fra 1970 til 1992. Som også vist i figur 1 vil undervannsutblåsningen gi et stort influensområde i vannmassene, men et svært lite influensområde på havoverflaten. Utblåsning på rigg gir mindre influensområde i vannmassene og større på havoverflaten. Utstrekningen av influensområdene er størst i 2. kvartal, spesielt for olje i vannmassene ved undervannsutblåsning.

Influensområdene ved utblåsning i 2. kvartal er her vist som gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i vannmassene for alle scenarier som har medført olje i den enkelte 10x10 km ruten, og >5% sannsynlighet for å påtreffe olje på havoverflaten. Det er i også gjort beregninger av stranding av olje. For tilfellet med undervannsutblåsning ble det ikke registrert stranding av olje i noen av scenariene. For utslipp fra rigg ble det registrert stranding i 4% av scenariene og maksimal strandet mengde av vann-i-olje-emulsjon på 17 tonn.



a. Undervannsutblåsning; influensområde i vannmassene til venstre, influensområde på havoverflaten til høyre.



b. Utblåsning fra rigg; influensområde i vannmassene til venstre, influensområde på havoverflaten til høyre.

Figur 4-3: Influensområder ved undervannsutblåsning (a) og utblåsning fra rigg (b) i perioden april - juni, i vannmasser og på havoverflaten. Midlere konsentrasjoner i vannmassene, og treffsannsynlighet for olje i på havoverflaten i 10x10 km ruter.

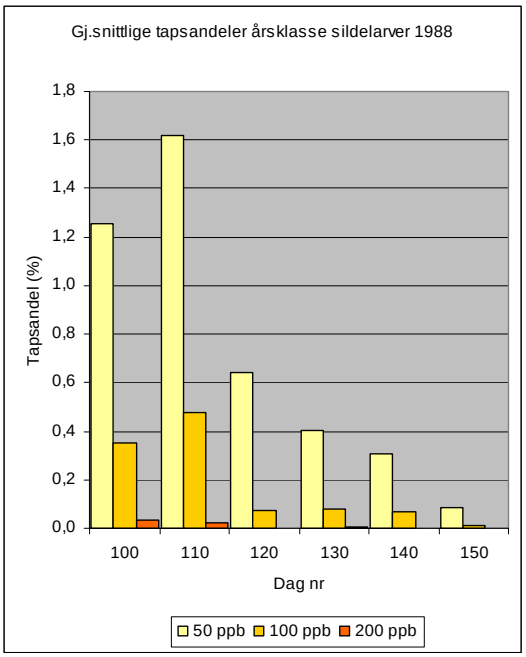
4.8.3 Miljømessige konsekvenser

Miljømessige konsekvenser av et akuttutslipp på Vega vil i hovedsak være eventuelle effekter av olje dispergert i vannmassene på silde- og torskelarver. Konsekvensen vil derfor være størst i gyteperioden, dvs. 2. kvartal.

Kvantitative beregninger av konsekvens og risiko er foretatt ved å kombinere drivbaneberegninger og beregning av konsentrasjonsfelt av olje i vannsøylen, med modelldata for utbredelse av torske- og sildelarver over hele gyteperioden for 23 år (1981-

2004). Gjennomsnittlige tapsandeler av sildelarver er i størrelsesorden inntil 1,3% av rekrutteringen, mens tilsvarende for torskelarver er <0,6%. Dette gjelder ved en svært konservativ antagelse om at samtlige larver som eksponeres for mer enn 50 ppb THC i vannsøylen går til grunne.

Ulike terskelverdier for skade har vært benyttet i ulike utredninger av olje og effekt på fiskeegg og –larver. I ULB (Utredning for Lofoten og Barentshavet) ble det benyttet grenseverdi på 96 ppb, og i regionale konsekvensutredninger for Norskehavet og Nordsjøen henholdsvis 50 og 58 ppb. Valg av terskelkonsentrasjon har sterk påvirkning på hvor stor den beregnede tapsandelen blir; Figur 4-4.



Figur 4-4 Gjennomsnittlig tapsandel av sildelarver (for 1988) ved terskelverdier på hhv. 50, 100 og 200 pbb ved sjøbunnsutblåsning på Fram B

Simuleringene viser at oljeflak også fra utblåsning på rigg vil være tynne og små og ikke nå land. Sannsynligheten for stranding av olje er mindre enn 5%. For å vurdere konsekvenser av oljeflak i åpent hav er det foretatt en grov overlappsanalyse med utbredelse av sårbare sjøfuglarter. Maksimal tilstedeværelse er av toppskarv og storskarv i 1. kvartal og lunde i 2. og 3. kvartal. Ifølge overlappsanalysen er det ikke sannsynlig med tapsandeler over 1% av nasjonale bestander for noen sjøfuglarter i området.

4.8.4 Miljørisiko

Risikoen som er beregnet gir utslag i skadekategorien ”moderat miljøskade” med restitusjonstider på gytebestand av sild på 1 – 3 år. Miljørisikoen er lav og bare 5% av Hydros akseptkriterium for denne skadekategorien.

Det er i tillegg foretatt mer detaljerte analyser for enkeltåret med høyest modellert tapsandel for sildelarver. Resultatene viser mulighet for både betydelige og alvorlige miljøskader, men med svært lav sannsynlighet. Den beregnede miljørisikoen ligger godt innenfor Hydros akseptkriterier og utgjør bare 1,4% og 0,5% av akseptkriteriene for henholdsvis betydelig og alvorlig miljøskade.

4.8.5 Oljevernberedskap

Oljevernberedskapen for Vega vil i hovedsak dekkes av NOFOs beredskap. I tillegg vil det inngås avtaler om å benytte de ressursene som er inkludert i områdeberedskapen, og det vil gjøres en vurdering av om disse er tilstrekkelige.

Spredningsberegningene viser at det ved undervannsutblåsning vil være lite olje på havoverflaten og som kan samles opp, fordi mesteparten av oljen vil være dispergert i vannmassene. Det samme gjelder ved overflateutslipp ved høy vindhastighet og brytende bølger, mens det ved lavere vindhastigheter vil dannes relativt stabile emulsjoner som kan samles opp med tradisjonelle overløpsskimmere.

4.9 Oppfølgende miljøundersøkelsr

Grunnlagsundersøkelser består i å ta prøver av bunnsedimentene i et aksekors rundt brønnlokasjonene. Prøvene analyseres med hensyn på forurensninger og biologiske faktorer. Data fra disse vil være et referansegrunnlag for fremtidig overvåking. Grunnlagsundersøkelser på Vega vil utføres i 2007 eller 2008.

4.10 Konsekvenser for kulturminner

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

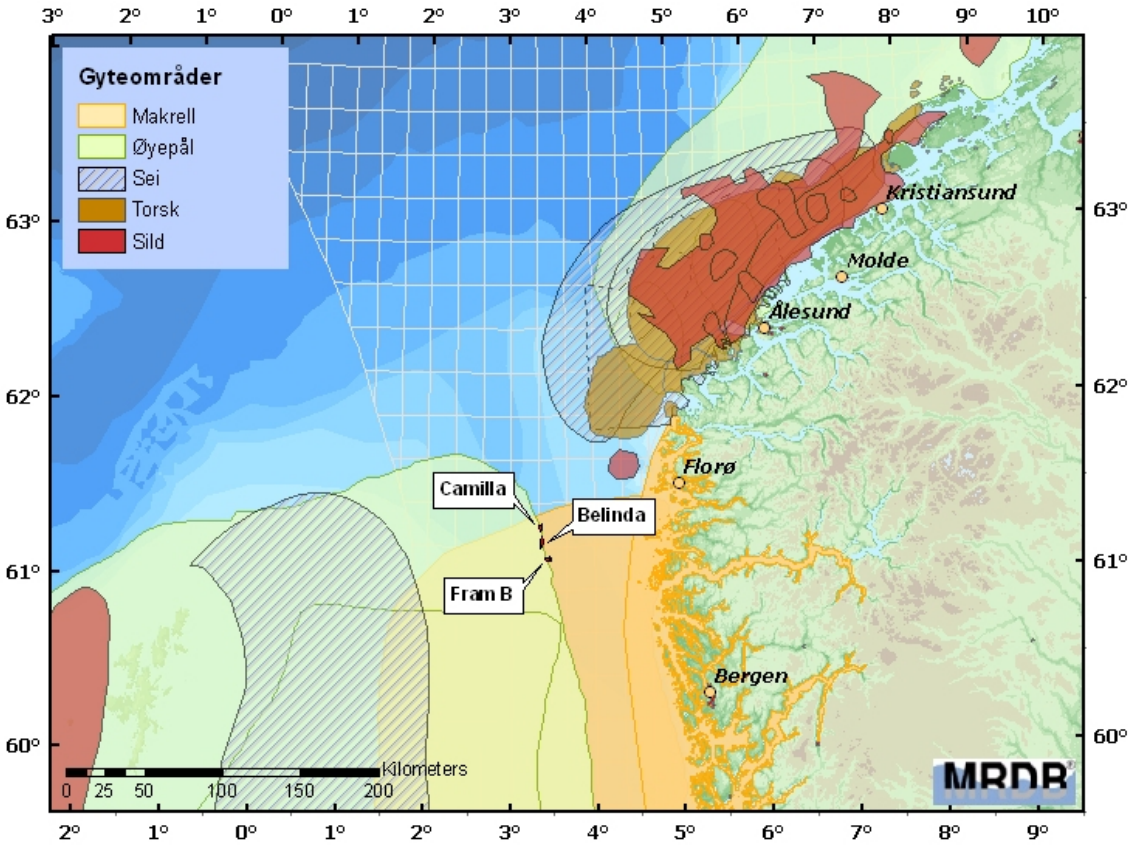
- Spor etter menneskelig aktivitet fra den tiden da deler av nåværende sjøbunn var tørt land, dvs. fra tiden under og rett etter siste istid (steinalderfunn). Alle spor etter menneskelig virksomhet fra oldtid og middelalder (inntil år 1537) innenfor territorialgrensen, regnees som automatisk fredede kulturminner (Kulturminnelovens § 4)
- Skipsvrak som er eldre enn 100 år er automatisk fredet etter Kulturminneloven. Sjøbunnsundersøkelsene vil gi en indikasjon om det er skipsvrak i traséen.

Det er utført sjøbunnskartlegginger med fjernstyrt undervannsfarkoster (ROV) langs rørledningstraséen, og det er ikke oppdaget skipsvrak og flyvrak langs traséen.

5 Konsekvenser for fiskerier, havbruk og skipsfart

5.1 Fiskeriressurser i Nordsjøen

Flere kommersielt viktige fiskeslag har sine gyte- og oppvekstområder i Nordsjøen. Figur 5-1 viser gyteområder for arter som er viktige for det norske fisket:



Figur 5-1: Gyteområde for kommersielt viktige fiskeslag i Nordsjøen (MRDB®2004).

Vega med tilhørende rørledninger ligger innenfor gyteområdet for makrell og øyepål. Videre vestover fra disse feltene ligger gyteområder for sei. Gyteperioden for disse artene fram-kommer av tabellen nedenfor, Figur 5-2. Gytingen i Nordsjøen foregår ikke så konsentrert verken i tid eller rom som i områdene lengre nord (*Bjørke et al., 1991*).

Figur 5-2: Gyteperiode for viktige arter omkring Vega (Bjørke et al., 1991 og FRS 2005).

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Øyepål												
Makrell												
Sei												

I sin bestandsrapport for 2006 viser Havforskningsinstituttet til at det i de siste tre–fire årene har vært dårlig rekruttering til bestandene av tobis, øyepål, torsk og til dels sild i Nordsjøen (*Havforskningsinstituttet 2006*). Dette skyldes i hovedsak endringer i fysiske og biologiske betingelser, mens torske- og tobisbestanden også har lidd under overfiske. Gytebestanden av torsk er på et historisk lavmål, og beskatningen er ikke bærekraftig. Fisket etter torsk i Nordsjøen skulle ifølge havforskerne vært stoppet for flere år siden. ”Det internasjonale råd for havforskning” (ICES) anbefaler ingen fangst av torsk. Illegale landinger og dumping av

fisk gjør det dessuten vanskelig å beregne størrelsen på enkelte bestander, spesielt makrell og torsk. Gytebestanden av sei er i god forfatning, og fiskedødeligheten ligger innenfor føre-var-grensen.

Industritrålfisket er i hovedsak basert på ressursene av tobis, øyepål og kolmule. Fangstene benyttes til produksjon av fiskemel og fiskeolje. På grunn av høyt fettinnhold og god kvalitet på melet, er tobis den mest ettertraktede ressursen. Fiskemel- og olje er viktige protein- og fettkilder for fiskeoppdrettsnæringen. Tobis har en sentral rolle i økosystemet siden den er viktig føde for flere fiskearter og for hval. Uvanlig varmt vær på ettersommeren og høsten 2005 medførte at temperaturene i Nordsjøen var ekstremt høye ved inngangen til 2006, det varmeste på 35 år. Både i sørlige og nordlige deler av Nordsjøen var det lave oksygenverdier ved bunnen rundt tusenårsskiftet. Dette kan være en medvirkende årsak til at det står dårlig til med tobisbestanden. Foreløpig er tobisfisket stengt og vil kun bli åpnet dersom et forsøksfiske viser at det er oppsving i bestanden. Bestandene av øyepål er også rekordlave og har høy risiko for dårlig rekruttering. Fisket etter øyepål var stengt i 2005 og vil forbli stengt i 2006. I perioden 2002–2005 er det fisket om lag tre ganger mer kolmule enn det som ICES har anbefalt. Likevel er bestanden antatt å være godt over føre-var-grensen. Årsaken til at kolmula har tålt et mye større uttak enn antatt er at rekrutteringen til bestanden har økt dramatisk. Alle årsklasser etter 1995 kan betraktes som sterke – eller svært sterke – i forhold til rekrutteringen i perioden 1981– 1994.

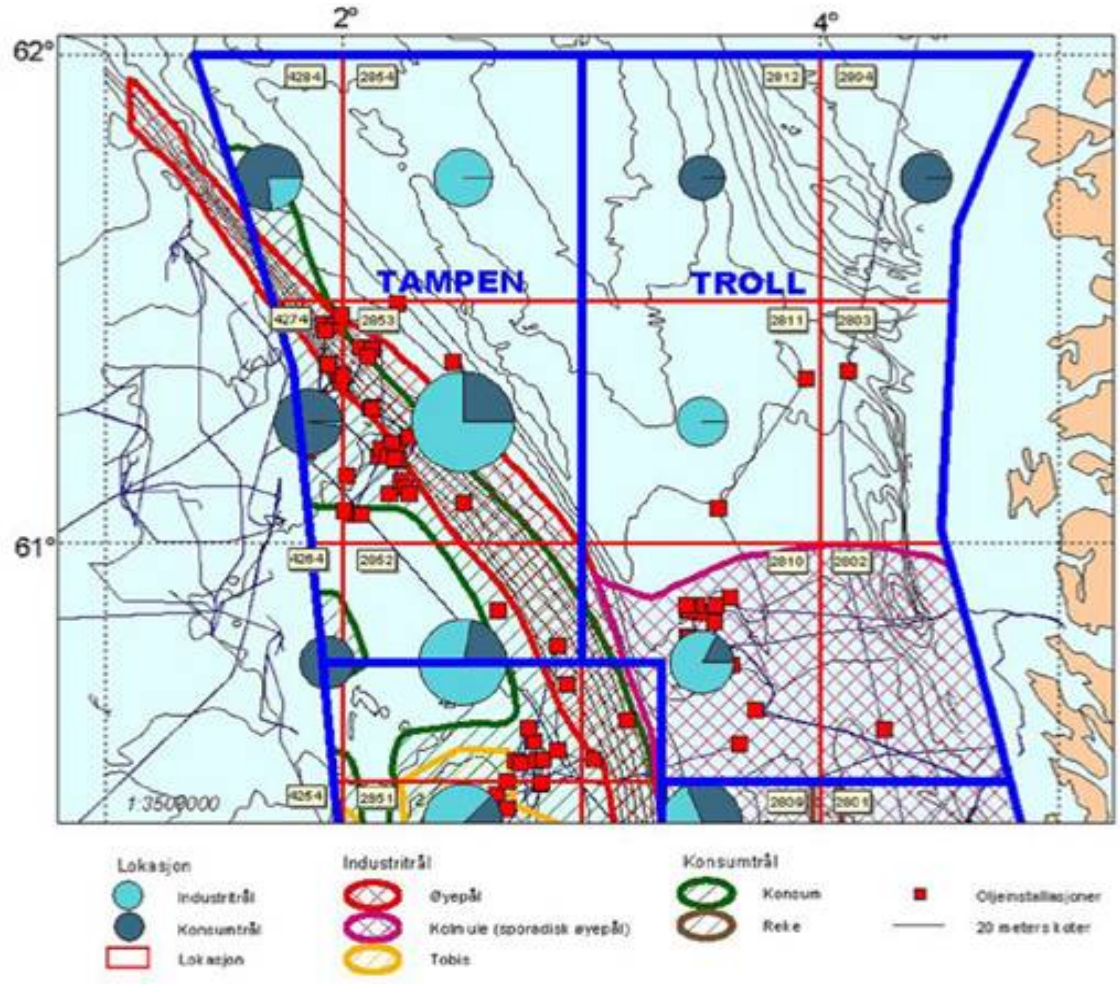
De viktigste artene for ringnotfisket i Nordsjøen er sild og makrell. Bestanden av nordsjøsild høstes bærekraftig. Men de tre siste årsklassene er blant de svakeste siden sammenbruddet i bestanden på 1970-tallet. Tre års etterfølgende svak rekruttering til bestanden av nordsjøsild er en uvanlig situasjon som krever spesiell oppmerksomhet fra forvalterne for å sikre gytebestanden i de kommende årene. Den nordøstatlantiske makrellbestanden har vist tilbakegang siden 1998. Dagens beskatningsnivå er for høyt. Fangstnivået er sannsynligvis langt høyere, kanskje det dobbelte av det fangststatistikken viser. Dette fører til stor usikkerhet om bestandsnivået.

Bunntrål- og snurrevadfisket til konsum beskatter torsk, hyse og hvitting i blanding. Industritrålfisket og bomtrålfisket etter flatfisk påfører en betydelig dødelighet på de yngre årsklassene av disse artene.

5.2 Fisket i områder som berøres av utbyggingen

5.2.1 Kort om fiskeristatistikken

Fiskeristatistikken er mest detaljert for trål- og ringnotfiske. Her finnes det statistikk på lokasjonsnivå, der én statistikklokasjon tilsvarer seks oljeblokker (en grad øst-vest og en halv grad nord-sør). Fiskeristatistikken er ikke tilstrekkelig detaljert til å kunne foreta en detaljert vurdering av de fiskerimessige konsekvenser av verken installasjoner eller rørledninger. Men den gir en mulighet for å vurdere hvilke fiskerier som drives i et geografisk område, og for å vurdere ulike områders betydning mot hverandre. Figur 5-3 viser trålfelt i Tampen- og Troll-området. Vega ligger i lokasjonene 2803, 2810 og 2811.



Figur 5-3: Trålfelt i Tampen- og Troll-området (*RKU Nordsjøen 1999a*).

En fordeling av fangsten på de seks blokkene i en lokasjon må baseres på skjønn og er i praksis lite egnet til å vurdere i detalj hvilke fiskerier som foregår nær de ulike installasjoner og rørledninger. Slike vurderinger må baseres på kunnskap om det fisket som faktisk foregår i det aktuelle området. Slik kunnskap kan i hovedsak framskaffes fra fiskere som benytter de aktuelle havområdene og fra Fiskeridirektoratets ordning med satellittsporing av større fiske-fartøyer (over 24 meter lengste lengde).

I Tabell 5-1 og Tabell 5-2 presenteres fangstene i de berørte fiskeristatistikklokasjoner for årene 1997, 2000, 2003 og 2004.

Tabell 5-1: Norske trålfangster i fiskeristatistikklokasjoner som kan bli berørt av planlagt utbygging. Fangst i 1000 tonn rund vekt (Ref: Fiskeridirektoratet).

Trål	Lokasjon 2810 Blokk 31/1-6				Lokasjon 2811 Blokk 35/7-12				Lokasjon 2803 Blokk 36/7-12				Norsk fangst i Nordsjøen [2]		
År	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03
Konsumtrål [1]	0,9	0,1	0,3	0,5	0,0	0,0	0,1	-	0,0	-	-	-	36,5	23,5	47,8
Industritrål	4,7	2,6	6,0	6,0	0,7	-	0,7	0,7	-	-	-	-		257,	189,
- øyepål	0,3	0,3	0,2	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	39,0	5	4
- tobis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350,	48,1	11,3
- kolmule	4,4	2,2	5,8	5,9	0,6	-	0,7	0,7	-	-	-	-	6	119,	29,6
- sild	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	32,5	0	
													6,0	84,1	
														1,8	

Tabell 5-2: Norske notfangster i fiskeristatistikklokasjoner som kan bli berørt av planlagt utbygging. Fangst i 1000 tonn rund vekt (Ref: Fiskeridirektoratet).

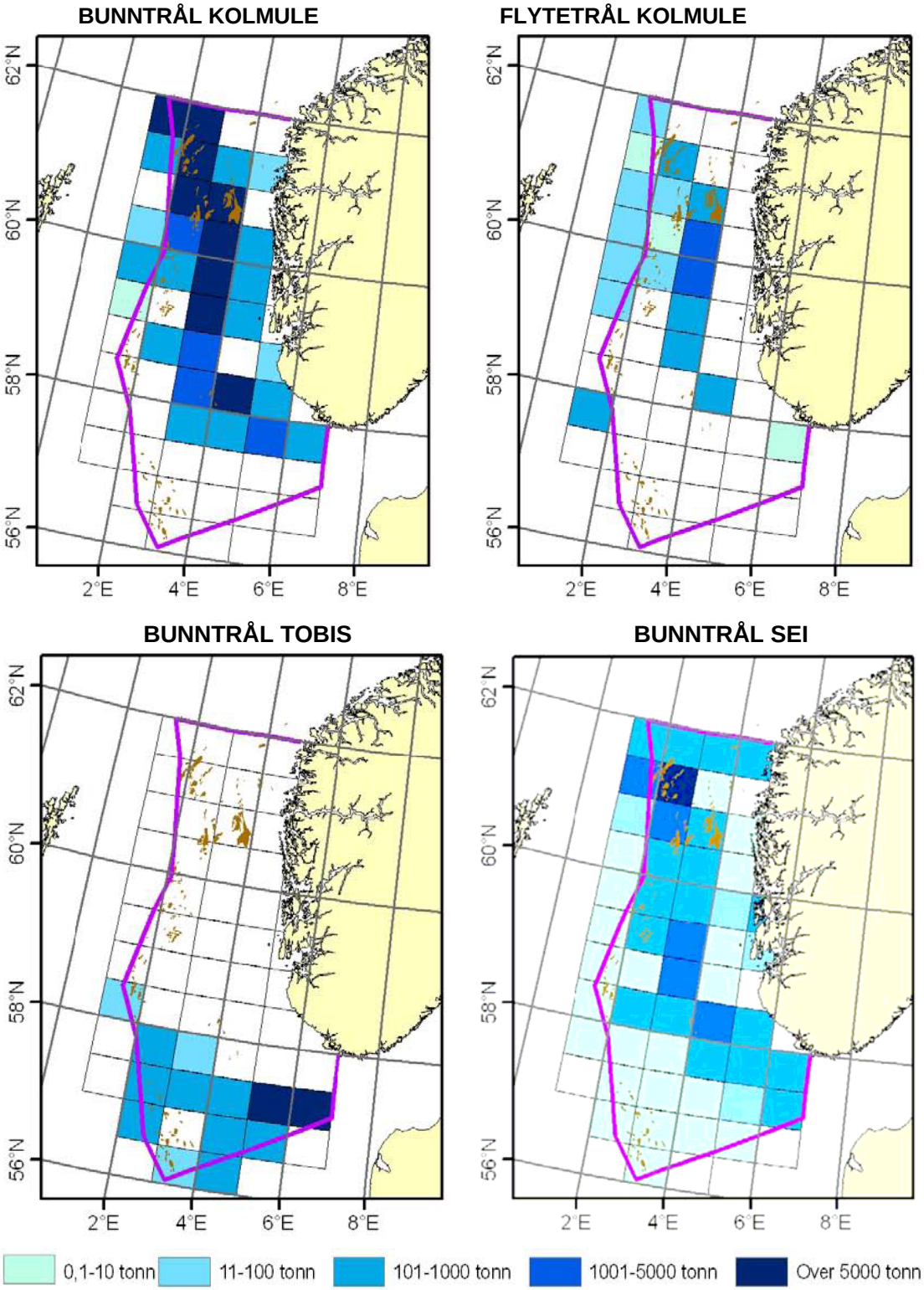
Not/ringnot	Lokasjon 2810 Blokk 31/1-6				Lokasjon 2811 Blokk 35/7-12				Lokasjon 2803 Blokk 36/7-12				Norsk fangst i Nordsjøen [2]		
År	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03	-04	-97	-00	-03
Notfangst av sei		0,0	-	-		-	-	-		0,9	1,4	1,2	[3]		
Ringnot i alt	1,0	1,6	3,3	23,9	1,1	0,1	0,1	1,2	3,8	3,0	2,2	0,3		206,2	241,7
- sild	-	0,4	0,3	5,7	0,5	-	-	0,3	3,7	2,1	0,6	0,1	36,3	78,8	98,5
- makrell	0,9	1,1	2,6	17,2	0,6	0,1	0,1	0,9	0,1	-	0,1	0,1	81,8	123,9	125,4
- hestmakrell	0,1	-	0,4	0,9	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,1	44,5	0,8	17,2

1) I hovedsak sei.

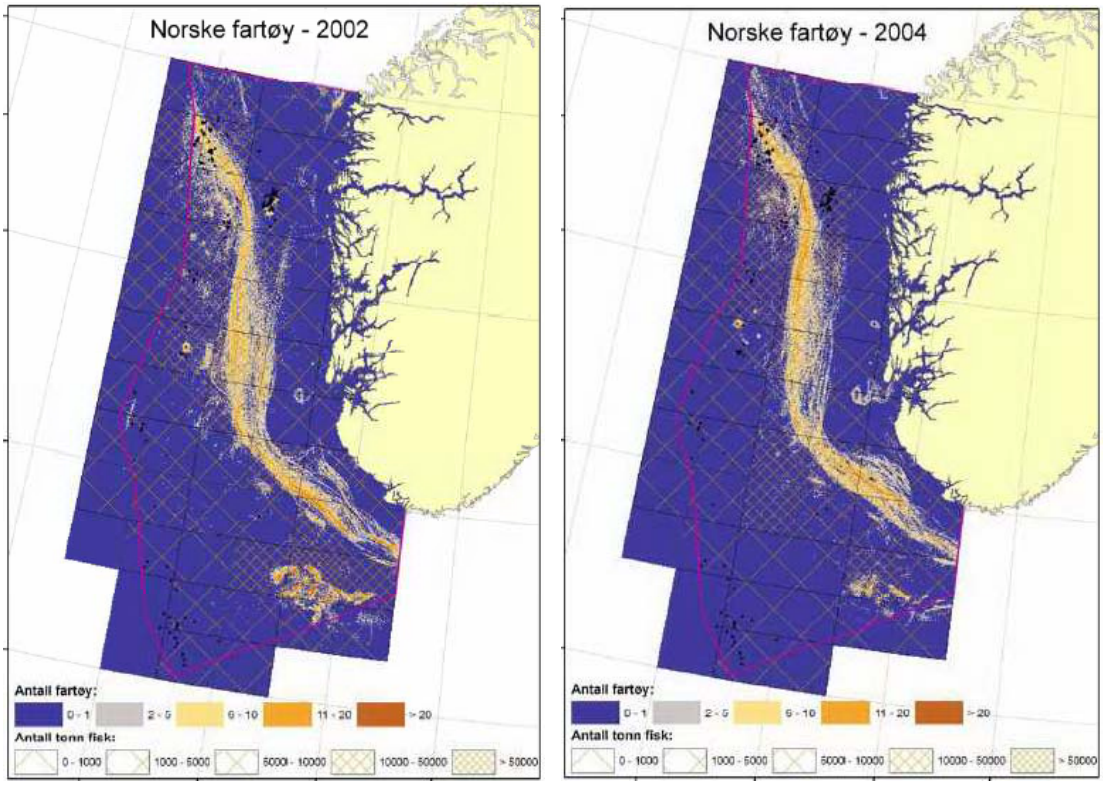
2) Havfiske i statistikkområdene 08, 28, 41 og 42, tilsvarende Nordsjøen mellom 53°30'N 9 og 62°N, og øst for 4°V.

3) Fangstene inngår i samlet fangst i tabell 1.

Figur 5-4 gir en grafisk presentasjon av fangstnivå for de fiskeslagene som er viktigst for trålfisket i områder nær Vega i 2004. Fartøysporingsdata og totalfangst for norske fartøy og fangster i årene 2002 og 2004 presenteres i Figur 5-5.



Figur 5-4: Fangstnivå for de fiskeslagene som er viktigst for trålfisket i områder nær Vegai 2004 (RKU Nordsjøen 2006).



Figur 5-5: Fartøysporingsdata og totalfangst for norske fartøy og fangster i årene 2002 og 2004 (RKU Nordsjøen 2006).

5.2.2 Konsumtrålfiske

Det meste av konsumtrålfisket, med sei som viktigste fiskeslag, foregår fra omlag 160-170 meter i vestskråningen av Norskerenna og videre vestover. Bankområdet vest for egga-skråningen er hovedområdet for dette fisket. Det fiskes noe konsumfisk med bunntrål i de dypere deler av eggaskråningen. I hovedsak er dette lange og brosme som tas som bifangst under industritrålfisket. Det drives sjelden et direkte bunntrålfiske på torskeartet fiske her. I dypere deler av Norskerenna, som kan bli berørt av den planlagte utbyggingen, drives det ikke konsumtrålfiske.

5.2.3 Industritrålfiske

Med industritrålfiske forstås trålfiske etter arter som leveres til fiskemelindustrien for opp-maling og produksjon av fiskemel og -olje. De viktigste artene i dette fisket er øyepål, kol-mule og tobis.

Fisket etter øyepål og kolmule foregår i hovedsak i eggaskråningen og i selve Norskerenna. Det karakteristiske ved industritrålfisket etter øyepål langs eggakanten er at fisken ofte står på en bestemt dybde, og at trålingen dermed foregår langsetter dybdekotene. Det viktigste øyepålfisket har i hovedsak foregått fra 300 meters dyp og videre vestover mot grunnere vann. For det norske industritrålfisket etter øyepål langs eggaskråningen har aktiviteten vært størst i månedene august - mars. Det framgår av Tabell 5-1 at det har vært et svært begrenset øyepålfiske i det aktuelle området i senere år. På grunn av den kritisk lave øyepålbestanden har fisket etter øyepål vært forbudt i 2005 og 2006 (*J-229-2004 og J-282-2005*).

Fra 280 til rundt 350 meters dyp fiskes det kolmule. Tabell 5-2 viser at dette er det viktigste trålfisket regnet i kvantum i området omkring planlagt feltutbygging og ny rørledningd. Kolmula opptrer pelagisk og står på grunt vann om natta. Ut over dagen trekker den mot stadig dypere vann. Den når bunnen og er tilgjengelig for industritrålerne på 260 - 270 meters dyp. Deretter går kolmula mot dypere vann til rundt tre-firetida om dagen, da den snur og vandrer mot grunnere vann igjen. Dette medfører at det fiskes på skrå nedover langs dybdekotene mens kolmula vandrer mot dypere vann, og tilsvarende på skrå oppover langs dybdekotene når kolmula utpå dagen går mot grunnere vann igjen. Det benyttes både bunntrål og pelagisk trål i fisket etter kolmule. Ved bruk av pelagisk trål (flytetrål) kan avstanden til bunn reguleres under fisket. De største fangstene tas i området østover fra Gullfaks (blokkene 34/7-12) og i områdene omkring Huldra/Veslefrikk og Troll (blokkene 30/1-6 og 31/1-6). Den planlagte utbyggingen av Vega vil foregå helt i randsonen av områdene der det fiskes kolmule (*Kolle 2006*). Det er i hovedsak mindre og mellomstore fartøyer som deltar i fisket i det aktuelle område. De største kolmulefartøyene har sine viktigste fangstområder i EU-sonen. Typisk størrelse på tråldørene som benyttes i bunntrålfiske etter øyepål er 5 tonn. Når kolmula fiskes pelagisk med flytetrål er typisk størrelse på tråldørene 4 tonn.

Tobisfisket foregår innenfor avgrensede områder. Dette skyldes blant annet denne artens bestemte krav til dybde- og bunnforhold. Avgrensningen av tobisfeltene er bestemt både av fiskefordelingen og hvor det med dagens teknologi er mulig å fiske. I praksis fiskes det lite tobis på større dyp enn 110 meter. Det drives ikke tobisfiske i området som berøres av den planlagte utbyggingen.

5.2.4 Notfiske

I området omkring den planlagte utbyggingen drives det et pelagisk fiske med ringnot eller flytetrål etter arter som sild og makrell. I disse fiskeriene vil fangstområdet avhenge av både fiskens vandring (innsig) og de reguleringer som myndighetene gjennomfører. Dette er forhold som kan variere fra år til år uten noe fast mønster. Tabell 5-2 viser at det i senere år er tatt til dels store ringnotfangster i områder som kan bli berørt av den planlagte utbyggingen. De største fangstene er rapportert fra området tilsvarende blokkene 31/1-6, dvs. sør for Vega. Ringnotfisket er ikke tilsvarende stedbundne som trålfisket, og vurderes generelt å være lite påvirket av petroleumsaktiviteter.

I fiskeristatistikklokasjonen nærmest land, tilsvarende blokkene 36/7-12, er det også registrert (ring)notfangster av sei. Dette er et lokalt fiske som drives i områder nær land. Det foregår ikke notfiske etter sei i områder som berøres av den planlagte utbyggingen.

5.2.5 Annet fiske

Det foreligger ikke statistikk for fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line på lokasjonsnivå, men slikt fiske har i hovedsak bare foregått ved eggaskråningen i det aktuelle området (*RKU Nordsjøen 1999a*). Dette er områder som ikke berøres av den planlagte felt-utbyggingen. I senere år har det også foregått et sporadisk fiske med autoline i området. Det er i år gitt tillatelser til prøvefiske med not etter størje i det aktuelle havområdet, og slikt fiske har fra tid til annen også foregått tidligere (*Kolle 2005).*

5.3 Konsekvenser for fiskeriressurser og fiskeriene

I dette kapitlet vurderes konsekvensene av feltutbygging og nye rørledninger for fiskeressursene og fiskeriene:

- Konsekvenser for fiskeressurser og fiskerier i utbyggingsfasen i forbindelse med feltutbygging og rørlegging.
- Eventuelt arealbeslag omkring nye installasjoner.
- Tilstedeværelsen av nye rørledninger i områder der det drives trålfiske, og herunder virkninger av steinfyllinger og eventuelle ankermerker etter leggefartøy.
- Konsekvenser for fiskeressurser av eventuelle driftsforstyrrelser.

Som det framgår av beskrivelsen av fiskeriaktiviteten og Figur 5-4 og Figur 5-5 er det et forholdsvis begrenset fiske som foregår i området omkring den planlagte utbyggingen.

5.3.1 Konsekvenser for fiskeressursene i utbyggingsfasen

Den planlagte utbyggingen ligger innenfor gytefelt for makrell og øyepål, jfr. Figur 5-1. Feltutbygging og rørlegging foregår over så lang tid at arbeidet overlapper med to gyte-sesonger. Gytingen i Nordsjøen foregår ganske spredt både i tid og rom, og bore-og installasjonsaktiviteter ventes derfor ikke å medføre noen forstyrrelser for gytingen som kan resultere i merkbare bestandsmessige konsekvenser.

5.3.2 Konsekvenser for fiskeriressursene i driftsfasen

Ved regulær drift ventes ikke installasjoner eller rørledninger å ha noen konsekvenser for fiskeressursene.

Konsekvenser av akutte utslipp

For Vega kan akutte utslipp skje ved utblåsning under boring eller produksjon, brudd i rørledning og eventuelt gjennom andre mindre utslipp under drift. Spredningsberegningene som er beskrevet i kapittel 4.8 viser at en utblåsning kan medføre konsentrasjoner på 50 til 500 ppb løst og dispergert kondensat i de øvre 50 m av vannsøylen. Modelleringen som er gjort for å vurdere miljørisiko viser at et uhellsutslipp på våren kan gi overlapp mellom drift av torske- og sildelarver. Spesielt gjelder dette undervannsutblåsninger. Modelleringen viser likevel lite skadepotensiale; gjennomsnittlig beregnet tapsandel av sildelarver ved utblåsning i 2. kvartal er 1,3% og <0,6% for torskelarver, basert på grenseverdi 50 ppb.

Det forventes høyest dødelighet av fiskelarver, mens yngel (større enn omlag 2 cm) og voksen fisk har større mobilitet, og antas å være i stand til å bevege seg bort fra forurenset område. Erfaringer etter større oljesøl tilsier imidlertid at skader på fiskebestander bare inntreffer i beskjedent omfang.

Gytingen i Nordsjøen er mye mer spredt både i tid og rom enn i kystområdene videre nordover langs Norskekysten. Selv med høy dødelighet for organismer som eksponeres for olje forventes derfor det totale omfanget av akutt dødelighet på egg og larver å være begrenset. I de fleste tilfellene vil det ikke være mulig for et oljeutslipp i Nordsjøen å ramme artene slik at det får konsekvenser på bestandsnivå.

5.3.3 Konsekvenser av for fiskeriene i utbyggingsfasen

Konsekvenser av utbyggingen av feltene

Produksjonsboring og installasjon av bunnrammer vil medføre noe større ulemper for fisket enn selve driftsfasen. Når man tar hensyn til ankerbeltet omkring boreriggene, tilsvarer arealet som berøres i utbyggingsfasen en sirkel med diameter på om lag 2 kilometer. Området som berøres av feltutbyggingen ligger i randsonen av området der det drives industritrålfiske etter kolmule, og innenfor områder der det år om annet drives et betydelig

ringnotfiske. Den tidsbegrensede arealbeslaget i forbindelse med anleggsaktiviteten ventes derfor ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner.

Konsekvenser av installasjon av rørledninger

Det kan også være aktuelt med grusdumping av deler av rørledningene, spesielt i forbindelse med kryssing av eksisterende rørledninger i området. Både ved installering av rørledningene og ved grusdumpingen vil aktivitetene medføre et midlertidig arealbeslag for alt fiske i området. Disse aktivitetene medfører tidsbegrensede arealbeslag som forflytter seg med - arbeidet. Det er imidlertid tale om en meget tidsbegrenset aktivitet som ikke ventes å resultere merkbare fangstap, men som kan medføre operasjonelle ulemper for fiskefartøyer i det området som til enhver tid er berørt.

5.3.4 Konsekvenser av ankermerker etter installasjonsarbeidene er avsluttet

Det er ikke tatt stilling til om rørleggingsarbeidet vil bli gjennomført med ankeroperert eller dynamisk posisjonert leggefartøy. Ankeropererte leggefartøyer etterlater ankermerker på havbunnen, som kan medføre ulemper for fiske med bunnredskaper etter at leggearbeidet er avsluttet. Et dynamisk posisjonert leggefartøy etterlater ikke ankermerker. Det er begrenset kapasitet på dynamisk posisjonerte leggefartøy, og ut fra det begrensede fiskeriet i området, vil det ikke nødvendigvis være behov for å benytte disse fartøyene i dette prosjektet.

Effekten av ankermerker er tilsvarende som for steinfyllinger. Generelt kan ankermerker på havbunnen medføre operasjonelle problemer for industritrålerne, bl a i form av fastkjøring og ødelagt av trålutstyr. De betydelig større ferskfisk- og fabrikktrålerne, med mye tyngre trålutstyr, krysser ankermerker uten operasjonelle problemer eller skade på trålredskapen (Kolle 2004). Avhengig av blant annet bunnforhold og strømforhold vil ankermerkene jevnes ut over tid. I områdene rundt Troll er det for en stor del leirbunn. Her vil ankermerkene være relativt tydelige og det kan ta noen år før ankermerkene har så lav høyde at de ikke medfører noen ulempe.

Når posisjonen for slike ankermerker er kjent vil de representere et hefte på havbunnen som fartøyene vil prøve å tråle utenom. I slike tilfeller vil ankergropene representerer et arealbeslag for trålfiske. Omfanget av slike mulig ulemper kan ikke fastslås før leggearbeidet er gjennomført. Eventuelle ankermerker for Vega-prosjektet vil ligge i randsonen av områder der det drives industritrålfiske etter kolmule, og konsekvensene vil derfor være mindre enn om lokaliseringen hadde vært innenfor selve trålfeltet. Eventuelle ankermerker regnes derfor ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner.

5.3.5 Konsekvenser av installasjoner i driftsfasen

Den planlagte utbyggingen medfører ingen nye sikkerhetssoner i området.

I driftsfasen vil bunnrammene i første rekke kunne være til ulempe for fiske med bunntrål. Bunnrammene er konstruert for å være overtrålbare. Storparten av trålerne velger likevel å tråle utenom slike bunnrammer av frykt for fasthekting av tråldører eller trålvaier. For fartøyer som velger ikke å tråle over bunnrammene, vil hver bunnramme eller klynge av bunnrammene medføre et arealbeslag i størrelsesorden 1/4 km^2. Samlet arealbeslag er i størrelsesorden 1 km^2. De beregnede arealbeslagene tar ikke hensyn til arealbeslag på grunn av unnvikende manøvrering eller som følge av at det kan være vanskelig å utnytte arealer mellom installasjonene på feltet. Installasjonene på Vega vil ligge så langt fra hverandre at dette ikke er et problem.

Installasjonene vil ligge i randsonen av områder der det foregår industritrålfiske etter kolmule. I praksis kan dette medføre at noen fartøyer ikke utnytter disse randsonene under fiske. For

industritrålere som velger å tråle nær eller over havbunnsinstallasjonene ventes feltutbyggingen å kunne medføre mindre operasjonelle ulemper som følge av at det er nye installasjoner å ta hensyn til i området. Vurdert ut fra beliggenheten ventes ikke utbyggingen å medføre merkbare fangstreduksjoner.

Det foregår ikke konsumfiske med bunntrål i nærområdet til den planlagte utbyggingen. Installasjonene vil heller ikke medføre noen ulemper for fiske med ringnot eller flytetrål i området.

5.3.6 Konsekvenser av rørledninger i driftsfasen

De planlagte rørledningene vil ligge på havbunnen. Det ventes ikke problemer knyttet til overtrålingen av rørledningen ettersom diameteren er over 16". Det vil imidlertid være to krysningspunkter med Langeled der det vil være nødvendig med grusfyllinger. Krysningspunktet mellom Langeled og rørledningen fra Camilla til Gjøa ligger utenfor trålfeltene i området. Krysningspunktet nord for Fram B ligger i randsonen av industritrålfeltet for kolmule.

Grusfyllinger langs traséen kan skape problemer under fiske. Under vanlig konsum- eller industritrålfiske går selve trålposen klar av bunnen. Dersom det ved passering av steinfyllinger kommer stein i trålposen, kan den bli presset mot bunnen og dermed bli utsatt for stor slitasje. Under industritrålfiske kan stein som følger med lasten om bord forårsake skade på fiskepumpene ved lossing av fartøyene. Det er også vist til at stein i trålposen kan ødelegge deler av fangsten. Samlet sett kan dette resultere i tapt fangsttid og økte kostnader for fiskeflåten.

Sommeren 1997 gjennomførte Havforskningsinstituttet en undersøkelse som skulle belyse i hvilken grad steinfyllinger på rørledninger kan være et hinder for fiske med bunntrål (*HI 1997*). Undersøkelsen viste at steinfyllinger medførte skade ved fiske med industri- og reketrål. Industritrål med bobbinsgear var mindre utsatt for skade enn industri- og reketrål med sabb. Undersøkelsen konkluderte med at lette trålredskaper utstyrt med sabb ikke er egnet til å krysse rørledninger med steinfyllinger.

Sommeren 1998 ble det gjennomført et mindre trålforsøk over Sleipner kondensatrørledning i et område med intensivt rekefiske. Overtråling av grusfyllinger på denne rørledningen foregikk med reketrål med sabb og bruk av fiskefartøy som daglig driver rekefiske i det aktuelle området. Forsøket indikerte at tråling over steinfyllinger kan foregå skadefritt under forutsetning av at trålen er justert som ved vanlig fiske (*Statoil 1998*). Ved vurdering av resultatene fra dette forsøket må det tas hensyn til at steinfyllingene som inngikk i forsøket hadde forholdsvis liten stein i toppdekket (stein på 1"-3"), og at reketrål dessuten er rigget noe lettere i forkant enn industritrål i øyepålfiske. Men resultatene indikerer at virkningen av steinfyllinger under enkelte forhold kan avvike fra resultatene fra Havforskningsinstituttets første forsøk. Industritrålerflåten velger fortsatt å tråle utenom grusfyllingene både for å unngå skader på redskapen og for å unngå stein i fangsten.

I de forsøkene med tråling over rørledninger og steinfyllinger er det i hovedsak benyttet industritrål, reketrål og krepsetrål. I møter med trålskippere om utbyggingen av Ormen Lange ble det bekreftet at konsumtrålerne krysser steinfyllinger over rørledninger i Nordsjøen uten at det oppstår problemer eller skade på redskapen. Dette skyldes at disse fartøyene bruker tråler konstruert av mye kraftigere nettmateriale og med trålutstyr av mye kraftigere dimensjoner enn det som ble brukt i overtrålingsforsøket (*Aaserød 2002*). Erfaringer har imidlertid vist at konsumtråling over nylagte grusfyllinger kan medføre at betydelige steinmengder dras utover (*Kolle 2006*).

I og med at planlagte grusfyllinger vil ligge i randsonen av områder der det drives industritrålfiske etter kolmule vurderes konsekvensene som mindre enn dersom lokaliseringen hadde vært innenfor selve trålfeltet. Vurdert ut fra beliggenheten ventes ikke utbyggingen å medføre merkbare fangstreduksjoner.

5.4 Avbøtende tiltak

Det er i liten grad ansett nødvendig med avbøtende tiltak i forhold til fiskeriene. Men følgende tiltak vil bli gjort:

- Rørledningen vil prosjekteres for å tåle overtråling og det vil være et sentralt mål å unngå frie spenn og grusfyllinger så langt som mulig innenfor tekniske og økonomisk forsvarlige rammer.

- Leggefartøy som er dynamisk posisjonert vil bli vurdert.

5.5 Konsekvenser for koraller og habitater

Det er ikke kjente forekomster av koraller i området som berøres av utbyggingen av Vega og Aurora, og det er ikke oppdaget nye koraller under havbunnsundersøkelsene med fjernstyrt undervannsfarkost (ROV).

6 Samfunnsøkonomiske konsekvenser

6.1 Samfunnsmessig lønnsomhet

Samlet inntekt av produksjonen på Vega er beregnet til ca 26,2 milliarder 2006-kr over 16 år i perioden 2010-2026. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til rundt 15,5 milliarder 2006-kr. Av dette er vel 6,7 milliarder kr investeringskostnader, 2,5 milliarder kr er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, mens resten, 6,3 milliarder 2006-kr, er tariffkostnader til transport av petroleum.

Trekker man kostnadene fra inntektene fra Vega år for år i hele perioden, framkommer en netto kontantstrøm fra prosjektet. Til sammen er denne beregnet til 11,8 milliarder 2006-kr i perioden 2007–2026. *Også etter at alle kostnader er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å bygge ut Vega.* Netto kontantstrøm fordeler seg med vel 0,2 milliarder 2006-kr i avgifter til staten, 8,3 milliarder 2006-kr i selskapsskatt til staten, og vel 3,3 milliarder 2006-kr til oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Den samfunnsmessige lønnsomheten av et investeringsprosjekt uttrykkes gjerne i form av en nåverdibetraktning, der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres med en samfunnsmessig kalkulasjonsrente til beslutningstidspunktet og sammenliknes. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 4 %, og er ment å skulle uttrykke det realavkastningskrav samfunnet har for framtidige inntekter av de økonomiske ressurser man i dag benytter som investeringer i prosjektet. Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt: Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 4 % kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet. Dersom nåverdien er negativ, bør man la det være.

For Vega er den samfunnsmessige nåverdien beregnet til 7,1 milliarder 2006-kr. Prosjektet er dermed klart samfunnsmessig lønnsomt, samtidig som det også sikrer lønnsomhet i utbyggingen av Gjøa. Den samfunnsmessige nåverdien fordeler seg med rundt 5,5 milliarder 2006-kr eller 77 % på staten, og 1,6 milliarder kr. eller 23 % på oljeselskapene som deltar i prosjektet, herunder også statens oljeselskap Petoro.

6.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

Av hensyn til norsk offshorerettet næringsliv ønsker norske myndigheter å holde investeringsnivået på kontinentalsokkelen så jevnt som mulig. Normalt nivå har de senere år ligget på 60 – 70 milliarder kr pr år, men kom i 2005 opp i over 80 milliarder kr. Investeringene ventes i 2006 også å komme opp i rundt 80 milliarder kroner, noe som presser kapasiteten i flere offshorerettede næringer. Allerede fra 2007 ventes imidlertid investeringsnivået, slik det i dag ser ut, å bli betydelig redusert.

Vega har, inkludert prosessutstyr på Gjøa, en investeringsramme i perioden 2006 - 2010 på vel 6,7 milliarder 2006-kr, og er med det et middelsstort utbyggingsprosjekt på norsk kontinentalsokkel. Størsteparten av investeringene kommer i en periode der norsk offshorerettet næringsliv begynner å få behov for nye oppdrag, og ventes ikke å gi ytterligere pressproblemer for noen deler av norsk offshore virksomhet. Prosjektet bidrar imidlertid vesentlig til å opprettholde en fortsatt høy aktivitet i offshoresektoren.

6.3 Vare- og tjenesteleveranser

Med utgangspunkt i erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel, er det gjort en vurdering av norsk og regionalt næringslivs muligheter til å delta med vare- og tjenesteleveranser til Vega både i investeringsfasen og i driftsfasen. Som regionalt nivå har en valgt Hordaland og Sogn og Fjordane fylker, det samme som for Gjøa-utbyggingen.

På nasjonalt nivå viser beregningene forventede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Vega på vel 2,7 milliarder 2006-kr, eller rundt 52 % av totalinvesteringen. Disse leveransene fordeler seg over fem år i perioden 2006 – 2010, med 2009 som toppår. Borevirksomhet, industrivirksomhet og forretningsmessig tjenesteyting, herunder også Hydros prosjektledelse, er de næringer som ventes å få de største leveransene til utbyggingsprosjektet.

På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane venter en vare og tjenesteleveranser til Vega i utbyggingsfasen på vel 65 millioner 2006-kr, eller beskjedne 2 % av de norske leveransene. Årsaken til den lave andelen er at det regionale næringslivet i Hordaland og Sogn og Fjordane i svært liten grad er engasjert i denne type undervannsutbygginger. Borevirksomhet dominerer de regionale leveransene med nær 50 millioner kr, mens resten i hovedsak fordeler seg på transport, herunder basevirksomhet, og bygg- og anleggsvirksomhet.

Ordinær drift av Vega er i et normalår beregnet til å koste rundt 75 millioner 2006-kr, eksklusive avgifter til staten, prosesseringskostnader på Gjøa og transporttariffer for kondensat og gass. Det meste av disse driftsleveransene ventes å komme fra norske næringsliv. Bare en del kjemikalier og forsikringstjenester kjøpes inn i utlandet. Samlet ventes norsk andel av de ordinære driftsleveransene å bli på rundt 80 %.
Regionale driftsleveranser til Vega er beregnet til rundt 8 millioner 2006-kr pr år, eller 14 % av de norske leveransene.

De samlede norske vare og tjenesteleveransene til utbygging og drift av Vega i hele feltets levetid, er beregnet til ca 3,7 milliarder 2006-kroner, fordelt på 2,7 milliarder kr i utbyggingsfasen og 1,0 milliarder kroner i driftsfasen. De samlede vare- og tjenesteleveransene til Vega fra Hordaland og Sogn og Fjordane, er beregnet til beskjedne 200 millioner 2006-kroner, fordelt med ca 65 millioner 2006-kr i utbyggingsfasen og ca 130 millioner kroner i driftsfasen. Like viktig for det regionale næringslivet er imidlertid at Vega i stor grad bidrar til å muliggjøre utbygging av Gjøa, som gir betydelig større regionale virkninger.

6.4 Sysselsettingsvirkninger

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av prosjektet på nasjonalt nivå, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregnings-modell med virkningskoeffisienter hentet fra nasjonalregnskapet. På regionalt nivå, har en brukt virkningskoeffisienter fra det regionaliserte nasjonalregnskapet. Beregningsmodellene tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk og regionalt næringsliv fordelt på næring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede *produksjonsverdi* som skapes i norsk og regionalt næringsliv som følge av disse leveransene, både i leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. I tillegg beregner modellene *konsumvirkninger* som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger m.v. Til sammen gir dette prosjektets sysselsettingsvirkninger. Det gjøres oppmerksom på at beregningen inneholder usikkerhet. Brukes modellapparatet som vist ovenfor finner en at de beregnede nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging av Vega, samlet utgjør vel 3.600 årsverk, fordelt over 5 år i perioden 2006 – 2010. De nasjonale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med om lag 1.200 årsverk hver i direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedrifter, indirekte sysselsettingseffekter hos deres underleverandører, og på konsumvirkninger. Det

understrekes at dette ikke nødvendigvis er ny sysselsetting. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt i verkstedsindustrien, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting.

På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane finner en tilsvarende en beregnet sysselsettingsvirkning i utbyggingsfasen på beskjedne 60 årsverk, fordelt med 25 årsverk i direkte produksjonsvirkninger, nær 16 årsverk i indirekte produksjonsvirkninger og nær 18 årsverk i konsumvirkninger.

I driftsfasen ventes en nasjonal sysselsettingseffekt av Vega på vel 100 årsverk pr år, hvorav nær 40 årsverk i direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedrifter. Indirekte sysselsettings-effekter i underleverandørbedrifter utgjør her rundt 30 årsverk pr år mens de resterende 35 årsverkene er beregnede konsumvirkninger.

På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane, er sysselsettingseffekten i driftsfasen beregnet til 12 årsverk pr år, hvorav halvparten i direkte produksjonsvirkninger, og resten fordelt på indirekte produksjonsvirkninger og konsumvirkninger.

Samlet får man en sysselsettingseffekt på nasjonalt nivå av Vega på ca 5.250 årsverk, fordelt over vel 20 år i perioden 2006 – 2025. Denne fordeler seg med rundt 3.600 årsverk i investeringsfasen og ca 1.650 årsverk i driftsfasen. På regionalt nivå i Hordaland og Sogn og Fjordane finner en tilsvarende en beregnet sysselsettingseffekt på 240 årsverk fordelt over vel 20 år, herav 60 årsverk i utbyggingsfasen og 180 årsverk i driftsfasen.

Referanser

Aaserød 2002: Utbygging av Ormen Lange. Kartlegging av trålfiske omkring planlagte rørledninger. Agenda Utredning & Utvikling AS v/Martin Ivar Aaserød, mars 2002.

Bjørke, Dalen, Bakkeplass, Hansen og Rey: Tilgjengelighet av seismiske aktiviteter i forhold til sårbare fiskeressurser. HELP-rapport nr. 38, Havforskningsinstituttet 1991.

DNV, september 2006. Miljørisikovurdering Fram B. Rapport nr. 2006-1465.

FRS 2005: Fisheries Research Services (Industrial Fisheries), Aberdeen 2005.

HI 1997: Tråling over steindekte rørledninger i Nordsjøen. Havforskningsinstituttet, Fisken og Havet, nr 10 - 1997.

HI 2006: Havets ressurser og miljø 2006. Havforskningsinstituttet - Fisken og havet, Særnummer 1, 2006.

Hydro: "Troll Olje Gassprovins. Konsekvensutredning.", Hydro, oktober 1996

Hydro: "Troll Vest Gassprovins. Konsekvensutredning", Hydro, januar 1999

Hydro: "Fram Vest Konsekvensutredning", Hydro november 2000

Hydro: "Fram Øst Konsekvensutredning", Hydro november 2004

Hydro: "PL248 Camilla-Belinda og PL090C Fram B Forslag til program for konsekvensutredning", april 2006

J-229-2004: Fiskeri- og kystdepartementets forskrift av 13. desember 2004 om regulering av fisket etter tobis og øyepål i 2005.

J-282-2005: Fiskeri- og kystdepartementets forskrift av 22. desember 2005 om regulering av fisket etter tobis og øyepål i 2006.

Kolle 2004: Personlig meddelelse fagkonsulent Jarle Kolle, Fiskeridirektoratet, 20. august 2004.

Kolle 2005: Personlig meddelelse fagkonsulent Jarle Kolle, Fiskeridirektoratet 23. august 2005.

Kolle 2006: Personlig meddelelse fagkonsulent Jarle Kolle, Fiskeridirektoratet 22. juni 2006.
OED 1999: Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenfatningsrapport fra utredningsprogram. Olje- og energidepartementet, 1999.

Olje- og energidepartementet: "Disponering av utrangerte rørledninger og kabler" Sammenfatning av resultater fra utredningsprogrammet", desember 1999

RKU Nordsjøen, 1999a: Regional konsekvensutredning Nordsjøen 1999, Temarapport 7: Fiskerier og akvakultur – området 58ºN – 62ºN. Agenda Utredning & Utvikling AS v/Martin Ivar Aaserød, rapport R2382MIA, 1999.

RKU Nordsjøen, 1999b: Regional konsekvensutredning, Nordsjøen. Statoil m fl, 1999

RKU Nordsjøen, 1999c: "Temarapport 1b: Infrastruktur, utslipp, overvåkningsundersøkelser og miljøtiltak i Trollområdet", dok. nr. NHT-F15-00183 1b, 1999.

RKU Nordsjøen, 2006: delrapporter og oppsummeringsrapport herunder:

> *RKU Nordsjøen, 2006*: "Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen - Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet." Akvaplan-niva rapport nr. APN-421.3484.1.
>
> *RKU Nordsjøen, 2006*: Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen - Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Regulære utslipp til luft – konsekvenser", NILU, NIVA og NINA 2006

Scandpower: Blowout and well release frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2005. Report no. 90.005.001/R3, juni 2006

Serigstad, B., 1991: Effekter på fiskeegg og larver av Gullfaks og Veslefrikk oljer. HSM-rapport 15, Havforskningsinstituttet, Bergen.

Sintef, 1998: Konsekvensanalyser for utblåsinger og utslipp av produsert vann fra Kristin feltet på Haltenbanken. Utkast nr. 2, november 1998.

SINTEF, august 2006. Fram B – forvitringsegenskaper og spredning på sjøen ved et akutt oljeutslipp. SINTEF rapport STF80MK F06203.

Statoil: "Troll-Mongstad Oljerørledning II, Konsekvensutredning", 1996

Statoil 1998: Tråltest over steinfyllinger på 20" Sleipner kondensatrørledning 06.-14. juli 1998. Foreløpig rapport, Statoil 1998.

Stortingsmelding nr 47 (1999-2000) "Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel"

Vedlegg 1: Fastsatt utredningsprogram for Camilla, Belinda og Fram B, nå kalt Vega.

I dette vedlegget gjengis det fastsatte utredningsprogrammet for Camilla, Belinda og Fram B, nå kalt Vega, godkjent av OED i juli 2006.

Planer for utbygging og drift

- Det anbefalte konseptet vil bli beskrevet mer detaljert
- Utbyggings- og driftskostnader for det anbefalte konseptet vil bli presentert.
- Gjennomføringstidsplan for det anbefalte konseptet vil bli presentert.
- Hovedpunktene i utførte risiko- og sikkerhetsanalyser og generelle sikkerhetsmessige vurderinger for det anbefalte konseptet vil bli oppsummert.
- Foreløpige planer for avvikling vil bli omtalt.
- Mulige fremtidige planer vil bli diskutert.

Konsekvenser for miljø

Det vil bli fokusert på å beskrive og utrede lokale, regionale og nasjonale konsekvenser av, samt å beskrive mulige avbøtende tiltak for å redusere:

- Fysiske inngrep på sjøbunnen som påvirke marint biologisk mangfold.
- Regulære utslipp til sjø og luft.
- Akutte utslipp til sjø.
- Utslipp til sjø og luft knyttet til marine aktiviteter i installasjonsfasen og driftsfasen.
- Utslipp til sjø i forbindelse med installasjon og klargjøring av rørledning og undervannsinstallasjon.
- Beskrivelse av naturressurser i influensområdet anses å være dekket av RKU Nordsjøen og senere utredninger for samme område.

Konsekvenser for fiskerier og andre næringer

En oversikt over fiskeressurser og fiskeriaktiviteter i området vil bli gitt basert på KU for Fram Øst, Fram Vest og RKU for Nordsjøen, supplert med en vurdering av forholdene lokalt ved Camilla, Belinda og Fram B.

- Midlertidig arealbeslag vil bli tallfestet, og konsekvenser av dette vil bli belyst.
- Konsekvenser for fiskeriaktiviteten med hensyn på overtrålbarhet vil bli belyst. Dette vil også omfatte konsekvenser av steinfyllinger og eventuelle ankermerker.
- Konsekvenser for fiskeriressursene av akutte og regulære utslipp vil bli belyst.

- Konsekvenser for oppdrettsnæring, havbruk og eventuelle konsekvenser for skipsfart vil bli belyst.

Samfunnsmessige forhold

- Virkninger for norsk økonomi vil bli belyst, og prosjektets bidrag til det samlede investerings- og aktivitetsnivået på norsk sokkel vil bli søkt estimert.

- Det vil bli gitt et anslag for forventet norsk leveranseomfang fordelt på næring, og sysselsettingseffekter av utbyggingen vil søkes kvantifisert. Det understrekes imidlertid at tildeling av kontrakter vil skje på kommersielt grunnlag, og at norske og utenlandske tilbydere således stiller likt.