



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 64

(2006–2007)

Utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør

Innhald

1	Samandrag	5	3.1.3.4	Kulturminne	17
2	Omtale av prosjekta	8	3.1.4	Konsekvensar for samfunnet	17
2.1	Utbygging og drift av Gjòa	8	3.2	Konsekvensar for utbygging av	
2.1.1	Lokalisering av funnet, rettshavarar, reservar og produksjon	8		Vega og Vega sør	18
2.1.2	Utbyggingsløgysing	9	3.2.1	Utslepp til luft	18
2.1.3	Kraft frå land	10	3.2.2	Utslepp til sjò	18
2.1.4	Drift og nedstenging	10	3.2.3	Arealbeslag og fysiske inngrep	19
2.1.5	Forretningsavtalar	10	3.2.3.1	Fiskeriverksemd	19
2.1.6	Økonomi for prosjektet	10	3.2.3.2	Korallar og kulturminne	19
2.1.7	Framtidig utvikling og områdeplanlegging	11	3.2.4	Konsekvensar for samfunnet	19
2.2	Anlegg og drift av røyr frå Gjòa	11	4	Vurderingar, konklusjonar og vilkår.....	20
2.2.1	Oljerøyrret	11	4.1	Vurdering av anlegg og drift for røyr frå Gjòa	20
2.2.2	Gassrøyrret	11	4.1.1	Vurdering frå Gassco AS	20
2.2.3	Røyra	12	4.1.2	Olje- og energidepartementet si vurdering av anlegg og drift av røyra	21
2.2.4	Drift, vedlikehald og inspeksjon av røyra	12	4.2	Vurdering av utbygging og drift av Gjòa, Vega og Vega sør	22
2.2.5	Kostnader	12	4.2.1	Arbeids- og inkluderingsdepartementet si vurdering	22
2.3	Utbygging og drift av Vega og Vega sør	13	4.2.2	Vurdering frå Oljedirektoratet	22
2.3.1	Lokalisering av funn, rettshavarar, reservar og produksjon	13	4.2.3	Olje- og energidepartementet si vurdering	23
2.3.2	Utbyggingsløgysing	13	4.2.3.1	Vurdering utbygging av Gjòa	23
2.3.3	Drift og nedstenging	13	4.2.3.2	Vurdering utbygging av Vega og Vega sør	27
2.3.4	Økonomi for Vega og Vega sør	14	4.3	Konsekvensar for budsjettet for SDØE	28
2.3.5	Framtidig utvikling og områdeplanlegging	14	4.4	Konklusjonar og vilkår	28
3	Konsekvensutgreiningar	15		Forslag til vedtak om utbygging av Gjòa, Vega og Vega sør	30
3.1	Konsekvensar for utbygging av Gjòafeltet.....	15	Vedlegg		
3.1.1	Utslepp til luft	15	1	Høyring av konsekvensutgreinga for utbygging av Gjòa	31
3.1.2	Utslepp til sjò	15	2	Høyring av konsekvensutgreinga for utbygging av Vega og Vega sør	39
3.1.3	Arealbeslag og fysiske inngrep	17			
3.1.3.1	Fiskeriverksemd	17			
3.1.3.2	Akvakultur	17			
3.1.3.3	Korallar	17			



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 64

(2006–2007)

Utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 11. mai 2007,
godkjend i statsråd same dagen.
(Regjeringa Stoltenberg II)*

1 Samandrag

Olje- og energidepartementet legg med dette fram ein proposisjon med tilråding om at Stortinget samtykkjer i at Kongen kan godkjenne plan for utbygging og drift (PUD) av Gjøa og plan for utbygging og drift (PUD) av Vega og Vega sør, samt gje løyve til plan for anlegg og drift (PAD) av røyr frå Gjøa.

Gjøa er eit gass- og kondensatfelt med ei oljesone. Feltet ligg nord for Trollfeltet – rundt 65 km sørvest for Florø. Gjøa ligg i utvinningsløyve 153. Rettshavarane i Gjøa er Statoil ASA (Statoil), Gaz de France Norge AS (GdF), RWE Dea Norge AS (RWE Dea), AS Norske Shell (Shell) og Petoro AS (Petoro). Statoil er operatør i utbyggingsfasen, medan GdF tek over operatøransvaret i driftsfasen. Dei reservane det er forventat å utvinne er rekna til 39,7 milliardar (mrd.) standard kubikkmeter (Sm^3) rikgass og 13,2 millionar (mill.) Sm^3 olje og kondensat, der 9,2 mill. Sm^3 er olje. Feltet er planlagt utbygd med ein halvt nedsenkeleg plattform, ni oljebrønningar og fire gassbrønningar, fordelt på fire brønrammer og ein enkel satellittbrønn, med tilhøyrande røyr for transport av olje og gass.

I samarbeid med mellom anna Gassco, har rettshavarane på Gjøa gjennomført ei omfattande vurdering av gasstransportløysingane. Fleire alternativ, både norske og britiske, har blitt vurdert. Ut frå kapasitetssituasjonen i det norske systemet og økonomiske omsyn, valde utvinningsløyvet for

Gjøa ei løysning der rikgass og stabil olje frå Gjøa vert planlagt at skal skipast gjennom dedikerte eksportrøyr og eksisterande infrastruktur til høvesvis St. Fergus i Skottland og Mongstad.

Størsteparten av den elektriske krafta plattformen vil forbruke er planlagt dekkja med straum frå land. Løysinga inneber at det meste av utstyret på plattformen blir drive med kraft frå land. Unntaket er kompressoren for gasseksport som vil bli drive med ein gassturbin. Kraftkabelen frå land vil ha ein kapasitet på 42 MW. Samanlikna med ei løysing der all kraft blir produsert på plattformen fører løysinga med kraft frå land, reduksjonar i årlege CO_2 - og NO_x -utslepp tilsvarande 50 000–110 000 tonn CO_2 og 50–100 tonn NO_x .

Ulike metodar for reinsing og injeksjon av produsert vatn er vurdert for utbygginga. Feltet har ingen nærliggjande reservoar som kan ta imot vatnet ved injeksjon. Reinjeksjon av produsert vatn i reservoaret ble forkasta fordi den fører til svært høge kostnader og tap av olje- og gassressursar. Produsert vatn frå produksjonen vil difor bli reinsa før det blir sleppe til sjø.

Det er planlagt at produksjonen skal starte opp 4. kvartal 2010. Økonomisk levetid for Gjøa er estimert til 14 år av operatøren. Driftsansvaret for Gjøa vil bli lagt til GdF sin driftsorganisasjon i Stavanger. GdF sin logistikkorganisasjon vil bli lagt til Florø, med ein forsyningsbase og helikopterbase som

skal fungere som basar for forsyningar, driftsinnkjøp, transport av personell og lager/verkstad i både utbyggings- og driftsfasen. I utbyggingsfasen vil det kunne vere behov for større kapasitet enn det Florø kan tilby. Helikopterbasen på Flesland vil difor bli nytta som avlasting.

Totalt sett vil mesteparten av utstyret til utbygginga og forsyningar til Gjøa-plattformen bli skipa ut frå Florø. I tillegg vil hovudsakleg all transport av personell til feltet skje frå Florø. Vidare har GdF gjeve uttrykk for at selskapet vil leggje til rette for at lokalt næringsliv i Florø og Sogn og Fjordane skal kunne vere med på å konkurrere om tenesteleveransane i driftsfasen.

Dei totale investeringane ved utbygginga av Gjøafeltet er utrekna av operatøren til 26 766 mill. kroner (alle økonomiske tal i proposisjonen er i faste 2006-kroner), inkludert 2 449 mill. kroner for eksportrøyra. Av utbyggingskostnadane skal rettshavarane i Vega og Vega sør betale for utstyr i samband med tilknytning til Gjøa-plattformen, utrekna av operatøren til 1 898 mill. kroner. Operatøren sine lønsemdsvurderingar gjev ein noverdi før skatt på 3 678 mill. kroner ved 7 pst. diskonteringsrente.

Felta Vega og Vega sør ligg nord for Trollfeltet. Båe felta er gass- og kondensatfelt. Vegafeltet er igjen samansett av to separate funn, Vega nord og Vega sentral. Vega ligg i utvinningsløyve 248 og 248B og Vega sør i utvinningsløyve 090C. Felta er planlagt bygd ut med installasjonar på havbotnen knytt opp mot Gjøa-plattformen for prosessering og eksport. Dei totale reservane det er mogleg å utvinne er rekna til 18 mrd. Sm³ gass og 4,1 mill. Sm³ kondensat. Norsk Hydro Produksjon AS (Hydro), Statoil og Petoro er rettshavarar i Vega. I Vega sør er rettshavarane Hydro, Revus Energy ASA, Statoil, Idemitsu Petroleum Norge AS og GdF. Hydro er operatør for utbygging og drift av felta. GdF, som operatør for Gjøa, vil utføre den daglege drifta av Vega og Vega sør. Følgjande vil utstyr knytt til drift av Vega og Vega sør på Gjøa-plattformen skipast frå GdF sin logistikkorganisasjon i Florø. Det er ikkje planlagt tilleggsbemanning til havs. Hydro har ansvaret for potensielt vedlikehald av utstyr på havbotnen og brønningar, samt petroleumsteknologien. Ettersom det berre trengs avgrensa landstøtte for drift av Vega og Vega sør, vil Hydro elles nytte driftsorganisasjonen sin på Sandsli i Bergen.

Rettshavarane i Vega og Vega sør har inngått ein avtale om felles utbygging av feltinstallasjonar på dei to felta og ein avtale med rettshavarane på Gjøa om prosessering av brønnstraum frå Vega og Vega sør på Gjøa-plattformen. Vega og Vega sør startar produksjonen sams med Gjøa i fjerde kvartal

2010. Investeringane ved utbygginga av Vega og Vega sør vil bli 7 309 mill. kroner. I tillegg kjem kapitalbidraget til Gjøa utrekna av operatøren til 1 906 mill. kroner. Noverdien av utbyggingane har operatøren rekna til 2 634 mill. før skatt ved ei diskonteringsrente på 7 pst.

Departementet mottok 15. desember 2006 søknad om utbygging, anlegg og drift av Gjøa og søknad om utbygging og drift av Vega og Vega sør, frå respektive Statoil og Hydro. Departementet har fått ei vurdering frå Oljedirektoratet av forholda knytt til ressursar, og dei tekniske sidene ved utbygginga av Gjøa, Vega og Vega sør. Vidare har departementet fått ei vurdering frå Arbeids- og inkluderingsdepartementet av forholda knytt til tryggleik og arbeidsmiljø i prosjekta.

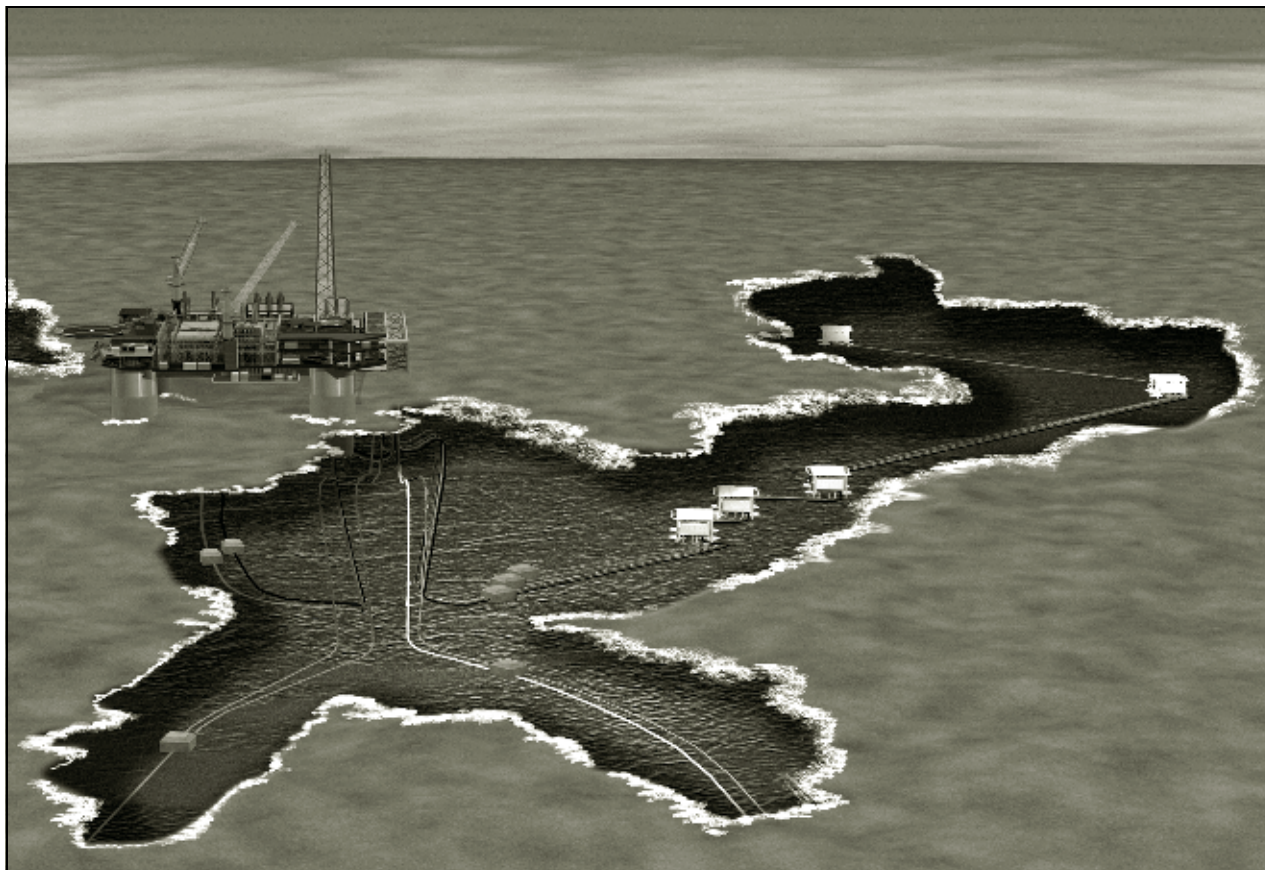
På vegne av rettshavarane i dei respektive utvinningsløyva har Statoil og Hydro utarbeida konsekvensutgreiningar for Gjøa, Vega og Vega sør. Konsekvensutgreiningane har vore på høyring hjå styresmakter og interesseorganisasjonar. I tillegg har høyring av konsekvensutgreiningane vore kunn gjort i Norsk Lysningsblad. Det har ikkje kome fram forhold i høyringsfråsegnene som tilseier at utbyggingsplanane ikkje bør godkjennast, eller at spesielle avbøtande tiltak bør setjast i verk.

Med utgangspunkt i dei berekningane som er lagt til grunn i utbyggingsplanane, meiner departementet at utbyggingane av Gjøa, Vega og Vega sør er samfunnsøkonomisk lønsame og robuste prosjekt. Utbyggingane legg til rette for utbygging av tilleggsressursar i området i framtida. Departementet meiner også at utbyggingane kan bli gjennomført innafør akseptable rammer for miljø, fiskeri og tryggleik.

Statoil har lagt til grunn at Gjøa skal dekkje hovuddelen av kraftbehovet for drift av Gjøa-plattformen med kraft frå land frå hausten 2010 og at Gjøa-plattformen skal knyte seg til kraftnettet ved Mongstad i Hordaland. Sjølv om kraftbehovet på Gjøa er av mindre omfang, er det viktig å sjå prosjektet i samanheng med den samla energiutviklinga i regionen. Kraftforbruket i regionen har i dei seinare åra veks mykje og vil vekse vidare i åra framover. Veksten er primært knytt til petroleumsanlegga og særleg leveransane til Troll-anlegget. Ein tilfredsstillande kraftbalanse og forsyningstryggleik i regionen i åra framover avheng av utviklinga i forbruk og produksjon og av overførings evna i nettet. Det vert mellom anna arbeid med planer for fleire prosjekt for å styrke overføringsnettet i regionen. Regjeringa vil leggje stor vekt på forsyningstryggleiken i regionen ved handsaming av dei aktuelle nettforsterkingsprosjekta. Konsejssøknad om kabel mellom Gjøa og Mongstad

er no til handsaming i NVE etter energilova. I den samanheng har NVE bedt Statoil utrede Lutelandet i Sogn og Fjordane som alternativ tilknytning til nettet. NVE har også fleire førehandsmeldingar og konsesjonssøknader for kraftlineprosjekt på Vestlandet til handsaming.

Departementet sluttar seg til at Gjøa, Vega og Vega sør blir bygd ut i samsvar med planane for utbygging og drift og planen for anlegg og drift, som rettshavarane i dei ulike utvinningsløyva har lagt fram, med dei merknadene og på dei vilkåra som går fram av denne proposisjonen.



Figur 2.2 Utbyggingsløyising og feltinstallasjonar for Gjøa

Kjelde: Statoil

av operatøren estimert til 14 år. Det er inngått ein avtale som sikrar transport og prosessering av gassen til 2021. Utløp for utvinningsløyva er 8. juli 2028.

2.1.2 Utbyggingsløyising

Gjøa er planlagd utbygd med ein halvt nedsenkeleg produksjonsplattform, fire brønnrammer og ein satellittbrønn på havbotnen. Det er planlagd boring av tretten brønner, derav ni oljebrønner og fire gassbrønner. Prosessanlegget på plattformen er

planlagt for produksjon av stabil råolje og rikgass for eksport. Det blir planlagt innfasing av Vega og Vega sør til Gjøa-plattformen, der det er teke høgde for Vega og Vega sør sine spesifikasjonar og behov. Gjøa-plattformen har ein total kapasitet for produksjon av olje og gass på høvesvis 13 800 Sm³/d og 17,3 mill. Sm³/d.

Alle oljebrønnene er planlagt slik at gassløft er mogleg. Fire av oljebrønnene er planlagt som fleireinsbrønner. Brønntala er vurdert ut frå reservegrunnlaget, dreneringseffektiviteten og det planlagte produksjonsuttaket. Tre av brønnrammene vil stå i serie på tilnærma same stad. To gassbrønner og sju oljebrønner vil bli bora herfrå. Ein gassbrønn og to oljebrønner vil bli bora frå brønnramma som står aleine, medan ein gassbrønn vil bli bora som ein satellitt. Det er planlagt at ein skal starte boringa i fjerde kvartal 2008.

Brønnstraumen blir prosessert på Gjøa-plattformen før eksportprodukta stabil olje og rikgass blir sendt via eksportrøyr knytt opp mot eksisterande infrastruktur til St. Fergus og Mongstad. Utbyggingsløyising og feltinstallasjonar for Gjøa er illustrert i figur 2.2.

Tabell 2.1 Oversikt rettshavarar i Gjøa

Selskap	Deltakardel i pst.
Petoro AS	30
Gaz de France Norge AS	30
Statoil ASA	20
A/S Norske Shell	12
RWE Dea Norge AS	8

2.1.3 Kraft frå land

Det totale kraftbehovet vil normalt vere 40 MW, men noko høgare i periodar (rundt 65 MW). Utbygginga er planlagt med delvis dekkjing av kraftbehovet med elektrisk kraft frå land, gjennom ein 97 km lang kraftkabel frå Mongstad. Konesjonssøknad om kabelen mellom Gjøa og Mongstad er no til handsaming i NVE etter energilova. Det same er førehandsmelding og konesjonssøknad for fleire kraftlineprosjekt på Vestlandet. Integrert i kabelen vil det vere ein fiberoptisk kabel for overføring av større datamengder. Kabelen vil ha ein kapasitet på 42 MW. Løysinga inneber at det meste av utstyret på plattformen blir drive med kraft frå land. Unntaket er kompressoren for gasseskport, som vil bli drive med ein gassturbin med låg-NOx teknologi.

Eit eige aggregat som leverer kraft til viktige marine- og hjelpesystem, startar opp dersom kraftforsyninga frå land fell ut. I tillegg har plattformen eit eige naudaggregat, som sikrar kraftforsyning til naudfunksjonar dersom både hovudkraft og hjelpekraft fell ut.

2.1.4 Drift og nedstenging

GdF vil, som driftsoperatør, vere ansvarleg for alle aktivitetar knytt til Gjøa-installasjonane, i tillegg til handtering av produksjonen frå Vega og Vega sør. Størstedelen av driftsorganisasjonen for Gjøa vil vere lokalisert ved GdF sitt hovudkontor i Stavan-ger. GdF sin logistikkorganisasjon vil bli lagt til Florø, med ein forsyningsbase og helikopterbase som skal fungere som basar for forsynningar, driftsinnkjøp, transport av personell og lager/verkstad. Det er medrekna noko fleksibilitet i utbyggingsfasen til å skipe noko utstyr frå andre basar. Helikopterbasen for transport av personell til feltet vil bli lagt til Florø i driftsfasen. Ettersom kapasiteten på helikoptera frå Florø i dag er fullt utnytta vil helikopterbasen på Flesland bli nytta i utbyggingsfasen. Dette er ei løysing som gjev auka fleksibilitet og kapasitet på helikopteravgangar samanlikna med Florø. Driftsoperatøren vil aktivt søkje samarbeid med andre driftseiningar i det aktuelle området for størst kostnadseffektivitet i drifta.

I tråd med dei gjeldande vilkåra vil det bli lagt fram ein avslutningsplan med forslag til disponering av feltinstallasjonar og røyr i god tid før nedstenging av produksjonen. Ved avslutning vil det bli

Tabell 2.2 Investeringskostnader

	Mill. 2006-kr
PrePUD investeringar	289
Prosjektpersonell og studiar	1 989
Boring og komplettering	5 107
Produksjonsplattform	12 100
Eksportrøyr	2 449
Produksjonssystem under vatn	4 832
Ventelege investeringar	26 766

lagt vekt på å finne disponeringsløysingar som er akseptable for miljøet og som ikkje vil skape problem for fiske.

2.1.5 Forretningsavtalar

I samband med val av utbyggingsløysing og tilknytting av Vega og Vega sør til Gjøa-plattformen er det framforhandla tre hovudavtalar:

- Tilknytings- og prosesseringsavtale mellom Vega og Gjøa, inkludert transport av olje og gass til høvesvis Troll oljerøyr II (TOR2) og FLAGS.
- Transport- og prosesseringsavtale for rikgass med FLAGS/ SEGAL.
- Transport-, lager- og handteringsavtale for olje/kondensat med TOR2 og Mongstad terminal.

2.1.6 Økonomi for prosjektet

I dei økonomiske føresetnadene for investeringane og driftskostnadene i prosjektet har Statoil nytta dagens kroneverdi og dagens prisnivå. Dei ventelege investeringane for Gjøa har operatøren stipulert til 26 766 mill. kroner, inkludert Vega sin del av investeringskostnadene til 1 898 mill. kroner og 2 449 mill. kroner for eksportrøyra. Tabell 2.2 oppsummerar investeringane for utbyggingsprosjektet.

I tillegg til det forventningsrette investerings-estimatet vil det bli sett av 500 mill. kroner som skal dekkje eventuelle endringar i rammevilkår, føresetnader og gjennomføringsplan. Moglege vedtak knytt til forretningsutvikling og auka utvinning i framtida vil gje ei kostnadsauke utover det ventelege investeringsestimatet. Fordelinga av investeringar over tid er vist i tabell 2.3.

Tabell 2.3 Årlege investeringar i Gjøa i mill. 2006-kroner

2006	2007	2008	2009	2010	2011	Totalt
424	4 567	8 757	7 944	3 736	1 338	26 766

Statoil har rekna sensitiviteten for investeringsane på Gjøa. Dei vurderer at det er 80 pst. sannsyn for at utbyggingskostnadene vil ende innafor eit intervall på 24 til 30 mrd. kroner. Årlege driftskostnader er estimert med basis i erfaringsdata frå tilsvarende prosjekt i Statoil, i tillegg til studiar utført av GdF. Desse er rekna til 796 mill. kroner. Det vil også bli sett av 42 mill. kroner i leitekostnader for boring av ein pilotbrønn som er planlagt bora i 2009. Berekningane til Statoil viser at det er lønsemd i å byggje ut Gjøa. Noverdien av prosjektet er rekna av Statoil til 3 678 mill. kroner ved 7 pst. diskonteringsrente før skatt. Internrenta for Gjøa er estimert til 9,9 pst. før skatt. Prosjektet har ein nullpunktspris for gass på 0,97 kroner/Sm³ og for olje 34,4 USD-2006/fat. Ved berekning av noverdien og sensitivitetar har Statoil nytta dagens kroneverdi og framtidig prisnivå, medrekna ein høgare inflasjon enn generell inflasjon for investeringar knytt til personell og utstyr.

2.1.7 Framtidig utvikling og områdeplanlegging

Utbygginga av Gjøa fører til at Sognområdet nord for Troll får eit nytt feltcenter som det vil vere naturleg å knyte framtidige funn opp mot. I tillegg til Gjøa er det gjort to mindre funn i utvinningsløyve 153. Det er påvist olje i brønn 36/7-2 rundt 17 km aust for den austlege delen av Gjøa. Olja er kraftig påverka av biologisk degradasjon. Funnet er ikkje evaluert vidare, men kan representere ei mogleg tilknytning i framtida dersom olja let seg utvinne. Rundt 10 km nord for Gjøa er det påvist mindre mengder olje og gass i brønn 35/9-3. Funnet vil bli vurdert med tanke på framtidig innfasing mot Gjøa.

Andre funn i andre utvinningsløyve både nord, vest og sørvest som det kan være aktuelt å knyte mot Gjøa er:

- 35/3-2 Agatfunnet; påvist gass og kondensat (50 km nord for Gjøa)
- 35/2-1 Peon; påvist gass i bergartar (vest for Agatfunnet)
- 35/8-3 Aurora; påvist gass (9 km øst for Vega)
- 35/11-13 Astero (Vega sør-området)

Oppover åra er det kartlagt eit stort tal prospekt og moglege prospekt både i utvinningsløyvet for Gjøa og i området rundt. Siste tildeling i området er utvinningsløyve 376 rett nord for Gjøa, der det er kartlagt fleire prospekt og moglege prospekt. Det vil vere naturleg å vurdere framtidige funn i dette utvinningsløyvet for innfasing mot Gjøa.

2.2 Anlegg og drift av røyr frå Gjøa

Det er planlagt at rikgass og stabil olje frå Gjøa skal skipast gjennom dedikerte eksportrøyr og eksisterande infrastruktur til høvesvis St. Fergus i Skottland og Mongstad. Både gass- og oljeeksportrøyr har nedstraums endepunkt mot røyrsystema som er i drift. For bae røyra fins det installerte og preserveerte tilkoplingspunkt med tanke på mottak av nye røyr. Trasè for røyr er vist i figur 2.3. Bae eksportrøyra skal venteleg bli lagt i 2009.

2.2.1 Oljerøyrret

Gjøa oljerøyr har ein innvendig diameter på 385 mm (ca. 15") og går frå produksjonsplattforma til ei allereie installert tilkopling på Kvitebjørn oljerøyr (KOR) som igjen er knytt til Troll oljerøyr II (TOR2). Olja frå Gjøa blir deretter transportert gjennom TOR2 til Mongstad.

Oljerøyrret går på djupt vann i Norskerenna frå produksjonsplattforma til oppkoplingspunkt på KOR, 55 km sør for Gjøa. Vassdjupna varierer frå 365 meter ved produksjonsplattforma til 340 meter ved KOR/TOR2.

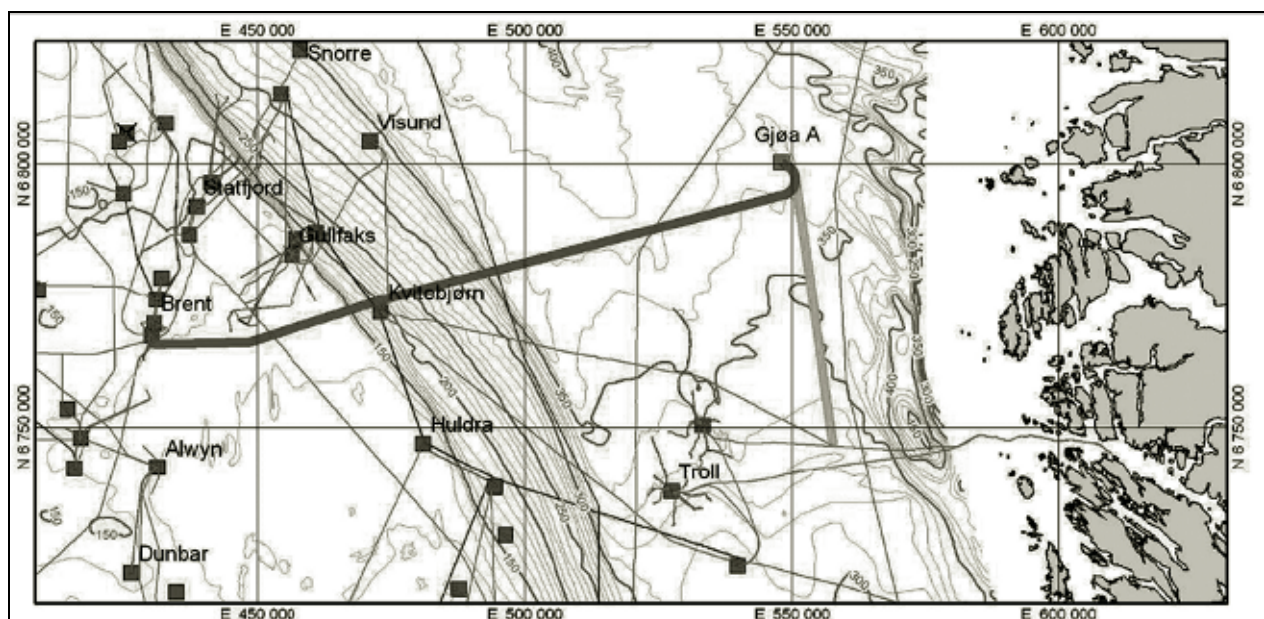
Oljerøyrret er eigd av utvinningsløyve 153 med rettshavarane GdF, Petoro, Statoil, Shell og RWE Dea. Vega og Vega sør har inngått ein avtale om bruk av dette røyrret.

2.2.2 Gassrøyrret

Gassrøyrret som skal transportere rikgass frå produksjonsplattforma til tilkoplingspunktet på den britiske gassrøyrret Far North Liquids and Gas Gathering System (FLAGS) vil vere totalt 130 km lang der om lag 8,5 km ligg på den britiske sida. Røyrret har ein innvendig diameter på 720 mm (ca 28"). Gassen blir deretter transportert vidare gjennom FLAGS til St. Fergus. Traséen for gassrøyrret går i vestleg retning frå produksjonsplattforma med tilknytingspunkt til FLAGS, 5 km sør for Brent A på britisk sokkel. Gassrøyrret er eigd av utvinningsløyve 153. Vega betaler ein tariff for bruk av røyrret.

I samarbeid med blant anna Gassco, har rettshavarane på Gjøa gjennomført ei omfattande vurdering av gasstransportløyvingane. Fleire alternativ, både norske og britiske, har blitt vurdert. Ut frå kapasitetssituasjonen i det norske systemet og økonomiske omsyn, valde rettshavarane i Gjøa å nytte gasstransportssystemet FLAGS, som tilknytingspunkt for gassrøyrret frå Gjøa. Meir om dette i kapittel 4 og kapittel 5.

Dei kommersielle vilkåra for bruk av FLAGS etter 2021 er usikre, fordi det er små volum som er



Figur 2.3 Trase for eksportrøyr

Kjelde: Statoil

forplikta så langt fram i tid. Både partar i FLAGS-avtalen har difor ein rett, på vilkår, til å avslutte transportavtalen. For skiparane i FLAGS gjeld dette i 2016 med verknad frå 2021. Gjøa har derfor vurdert alternative tilknytingar med verknad frå 2021.

Røyrret frå Gjøa til FLAGS kryssar Statpipe, og det vil vere ei enkel løysing å knyte seg til Statpipe nær kryssingspunktet. Dersom Statpipe blir operert på maksimalt trykk må røyrtykna i Gjøa-røyrret aukast med om lag 0,5 mm i forhold til det som er foreslått i PAD. Det er også mogleg å kople gassrøyrret frå Gjøa til Åsgard transport gjennom eit 15 km nytt røyr med mindre diameter til eit forhandsinstallert tilkoplingspunkt (ein såkalla T).

2.2.3 Røyra

Tilknyttinga av gass- og oljerøyra frå Gjøa til høvesvis FLAGS og KOR-TOR2 vil bli regulert av tilknytingsavtalar som vil bli framforhandla mellom dei relevante interessentskapa.

Det er berre forventa behov for mindre steinfyllingar, hovudsakleg for fundamentering av endestrukturane ved produksjonsplattforma og tilkoplingspunkta og for reduksjon av eventuelle frie

spenn som blir identifisert i samband med detaljert trasékartlegging.

2.2.4 Drift, vedlikehald og inspeksjon av røyra

I PAD blir GdF foreslått som operatør når Gjøa kjem i drift, medan Statoil skal vere operatør for sjølvne utbygginga. Ein vil søkje å samordne overvaking og inspeksjon av røyra med operatørar for andre transportsystem i området. Utvalde oppgåver knytt til drifta av røyra kan bli utført av ein eller fleire driftsstøtteleverandørar.

2.2.5 Kostnader

Operatøren har utført analysar av usikkerheita i kostnadene for eksportrøyra, som vist i tabell 2.4.

Operatøren har ikkje presentert individuelle berekningar for eksportløysingane for gass og olje. P10 tyder at operatøren reknar det som 10 pst. sannsynleg at investeringa blir mindre enn 2 mrd. kroner, medan P90 tyder at det er 10 pst. sannsynleg for at investeringa blir større enn 2,9 mrd. kroner. Analysen viser altså ei uvisse på ±18 pst. innafor eit 80 pst. sannsynleg utfall.

Tabell 2.4 Følsemdberekningar for eksportrøyr frå Gjøa

Utfall	P ₁₀	P _{forventa}	P ₉₀
Investering mill. kroner	2 000 (-18 pst.)	2 449	2 900 (+18 pst.)

2.3 Utbygging og drift av Vega og Vega sør

Departementet mottok 15. desember 2006 plan for utbygging og drift (PUD) for felte Vega og Vega sør. PUD omfattar utbygging av felte Vega og Vega sør som vil bli knytt opp til Gjøa-plattformen for prosessering og eksport.

2.3.1 Lokalisering av funn, rettshavarar, reservar og produksjon

Vega og Vega sør er lokalisert nord for Trollfeltet. Både felte er gass- og kondensatfelt. Vega omfattar to funn; Vega nord og Vega sentral, som vart påvist i høvesvis 1980 og 1982. Felte ligg i utvinningsløyve 248 (blokkene 35/8 og 35/11) og 248B (blokkene 35/7 og 35/8). Vega sør vart påvist i 1987 og ligg i utvinningsløyve 090C (blokk 35/11). Utvinningsløyve 248 vart tildelt i 1999, medan utvinningsløyve 090C og 248B vart tildelt i 2005 og 2006.

Hydro, Statoil og Petoro er rettshavarar i Vega. I Vega sør er rettshavarane Hydro, Revus, Statoil, Idemitsu, og Gaz de France. Hydro er operatør. Rettshavarane sine deltakardelar er vist i tabell 2.5 og tabell 2.6.

Ei sams utvikling av felte er sett på som det einaste levedyktige alternativet for å byggje ut felte. Det er inngått ein avtale for deling av kostnader mellom Vega og Vega sør, som omfattar utvikling av gass- og kondensatreservar i Vega og Vega sør. Det er funne ein oljesone i Vega sør, som ikkje

Tabell 2.5 Rettshavarane i Vega (utvinningsløyve 248/248B)

Selskap	Deltakardel i pst.
Petoro AS	40
Statoil ASA	20
Norsk Hydro Produksjon AS	40

Tabell 2.6 Rettshavarane i Vega sør (utvinningsløyve 090C)

Selskap	Deltakardel i pst.
Revus Energy ASA	25
Statoil ASA	20
Norsk Hydro Produksjon AS	25
Idemitsu Petroleum Norge AS	15
Gaz de France Norge AS	15

er inkludert i prosjektet, men denne er sett i samanheng med vidare studiar av det nyleg påviste oljefunnet Astero, som er lokalisert 10 km aust for Vega sør.

Vassdjupna i området rundt Vega og Vega sør er 350 til 380 m. Reservoara ligg på ca. 3200 m under havbotnen og har høgt trykk og høg temperatur. Reservane det er forventa å vinne ut er estimert til 18 mrd. Sm³ gass og 4,1 mill. Sm³ kondensat. Produksjonen vil på det høgste vere på omkring 7 mill. Sm³ og 25 000 fat kondensat per døger. Det er planlagt at produksjonen frå Vega og Vega sør skal starte fjerde kvartal 2010. Økonomisk levetid for felte er av operatøren berekna til 12 år.

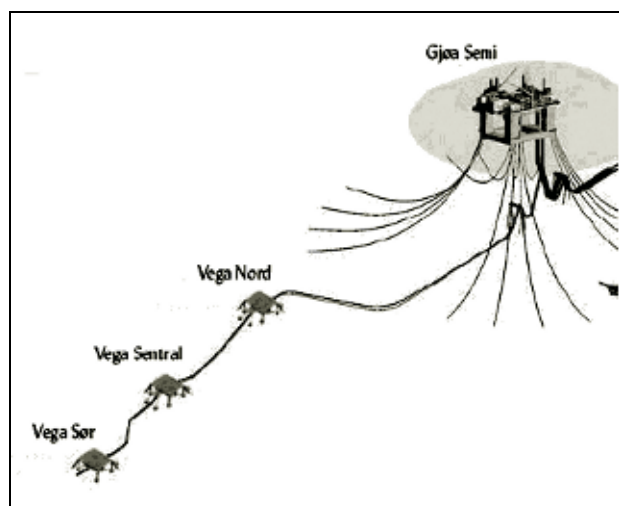
2.3.2 Utbyggingsløyving

Vega og Vega sør er planlagt utbygd med tre brønnrammer, ei ved kvar av dei tre førekomstane. Brønnrammene blir designa for høgt trykk og høg temperatur, for å møte krava på feltet. Dei tre brønnrammene vil bli kopla saman via eit produksjonsrøyr. Frå den nordlegaste førekomsten vil eit produksjonsrøyr føre brønnstraumen austover mot Gjøa-plattformen. Utbygginga inneheld også ein kontrollkabel (navlestreng) frå Gjøa-plattformen, som følgjer traséen for røyret ut til alle tre rammene på havbotnen. Total lengd for røyr og navlestreng frå Vega sør havbotnsramme til Gjøa-plattformen er rundt 50 km. Eit fleksibelt stigerøyr-system vil bli brukt for å få gassen og kondensatet opp til plattformen.

Frå kvar av dei tre brønnrammene på havbotnen skal det borast to produksjonsbrønner. Kvar brønnramme har fire slisser. I tilfellet det trengs fleire produksjonsbrønner eller innfasing av resursar i nærleiken seinare, er det mogleg å bore to brønner til. Brønnane vil bli bora både vertikalt og horisontalt. Installasjonane til Vega og Vega sør er vist i figur 2.4.

2.3.3 Drift og nedstenging

GdF, som operatør for Gjøa i driftsfasen vil utføre den daglege drifta av Vega og Vega sør. Følgjande vil utstyr og personell knytt til drift av Vega og Vega sør på Gjøa-plattformen skipast/transporterast frå GdF sin logistikkorganisasjon i Florø. Det er ikkje planlagt tilleggsbemanning til havs. Hydro har ansvaret for potensielt vedlikehald av utstyr på havbotnen og brønner, samt petroleums-teknologien. Ettersom det berre trengs avgrensa landstøtte for drift av Vega og Vega sør, vil Hydro elles nytte driftsorganisasjonen sin på Sandsli i Bergen.



Figur 2.4 Installasjonar på havbotnen og røyr for Vega og Vega sør

Kjelde: Hydro

I tråd med dei gjeldande vilkåra for nedstenging vil det bli lagt fram ein avslutningsplan i samsvarende med gjeldande vilkår med forslag til disponering av feltinstallasjonar og røyr i god tid før nedstenging av produksjonen. Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløyser som er akseptable for miljøet og fiskeria.

2.3.4 Økonomi for Vega og Vega sør

Dei totale investeringskostnadene for utbygging av Vega og Vega sør, inkludert bygging av installasjonane på havbotnen og brønner, er estimert til 7 309 mill. kroner. (Alle tal i 2006-kr). I tillegg vil Vega og Vega sør sitt bidrag til Gjøa-installasjonane vere på 1 906 mill. kroner. Investeringskostnadene er vist i tabell 2.7 og investeringane fordelt pr. år er vist i tabell 2.8.

Noverdien av utbyggingane har operatøren rekna til 2 634 mill. før skatt ved ei diskonteringsrente på 7 pst. Berekningane til operatøren viser at

Tabell 2.7 Investeringskostnader Vega og Vega sør

	Mill. 2006-kr
Boring og komplettering	2 704
Produksjonssystem under vatn	4 172
Forsikring, utviklingsfasen	178
Eigarkostnader	145
Seismikk	110
Ventelege investeringar	7 309

det er lønnsamt å byggje ut Vega og Vega sør. Internrenta for prosjektet er estimert til 14 pst. før skatt. Operatøren har berekna nullpunktspisen for olje til 29 USD 2006/fat før skatt. I berekningane er det føresett ein valutakurs på 6.5NOK/USD, og olje- gass- og NGL prisar på høvesvis 35 USD/fat, 1.08 NOK/Sm³ og 266 USD/tonn.

2.3.5 Framtidig utvikling og områdeplanleggjing

Utbygginga av Vega og Vega sør vil vere viktig for utviklinga av andre prospekt i området. Aurorafeltet er ein struktur med gass og kondensat i utvinningsløyve 195, som vart oppdaga ved boring av brønn 25/8-3. Strukturen er lokalisert rundt 10 km aust for Vega-feltet, ved sida av røyrret som bind Vega og Gjøa saman. Det er ikkje bestemt planar for utbygging av Aurorafeltet. Det kan vere mogleg å knyte Aurora til Gjøa-plattformen når det blir tilgjengeleg kapasitet. På same måte vil tilknytning til røyrret frå Vega til Gjøa vere eit alternativ ved framtidig ledig kapasitet. Det finnest også prospekt i området som er evaluert til å innehalde liknande væsker som i Vega og Vega sør. Den utbyggingsløyser som er valt for Vega og Vega sør, tillet utvida produksjon ved boring av nye brønner ved dei eksisterande installasjonane på havbotnen.

Tabell 2.8 Årlege investeringar i Vega og Vega sør i mill. 2006-kroner

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Totalt
5	570	1 786	2 920	1 967	0	0	0	60	7 309

3 Konsekvensutgreiingar

Etter lov 29. november 1996 nr.72 om petroleumsverksemd § 4-2, jf. forskrift til lov om petroleumsverksemd § 20, er det utarbeida sams konsekvensutgreiing for plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) for Gjøa. For Vega og Vega sør er det utarbeida ei eiga konsekvensutgreiing.

Konsekvensutgreiingane gjev ei oversikt over verknader ein ventar at gjennomføringa får for anna næringsverksemd og allmenne interesser, mellom anna natur og miljø. Utgreiingane viser mellom anna korleis omsyn til forhold knytt til miljø- og fiskeri er teke vare på gjennom utforminga av tekniske løysingar. Utgreiingane peikar også på framlegg frå rettshavarane til tiltak for å bote på problem.

Konsekvensutgreiingane har vore sendt på høyring frå utbyggingsoperatøren til partar som saka vedkjem, medrekna departement, fylkeskommunar og kommunar, og til nærings- og interesserorganisasjonar. Høyringsfråsegnene vart sendt til Statoil. Nedanfor er det teke med eit samandrag av konsekvensane av utbygginga for miljøet og for samfunnet. For utdrag av innkomne høyringsfråsegner og kommentarar til dei frå operatøren, sjå vedlegg A.1 og A.2.

Ved sida av den feltspesifikke konsekvensutgreiinga, visast det til oppdatert versjon av regional konsekvensutgreiing for petroleumsverksemda (RKU) i Nordsjøen, som har vore på høyring med frist 1. april 2007.

3.1 Konsekvensar for utbygging av Gjøafeltet

3.1.1 Utslepp til luft

Utsleppa til luft i utbyggingsfasen stammar frå boreoperasjonar, installasjonsaktivitetar og naudsynt transportverksemd i samband med utbygginga. Dei totale utsleppa i samband med boreoperasjonar er estimert til om lag 70 000 tonn CO₂, 1 500 tonn NO_x og 110 tonn VOC. Tilsvarende er dei totale utsleppa i samband med installasjon av feltanlegg og røyr estimert til om lag 23 000 tonn CO₂, 500 tonn NO_x og 35 tonn VOC. I tillegg vil det vere

utslepp knytt til anløp av forsyningsfartøy, transport av personell med helikopter til feltet og beredskapsfartøy på feltet under utbygginga. Totale årlege utslepp i samband med transportverksemd under utbygginga er estimert til om lag 10 000 tonn CO₂, 210 tonn NO_x og 15 tonn VOC.

Produksjonen av ressursane frå Gjøa vil føre med seg ei lita auke i utslepp til luft på sokkelen. Dei årlege utsleppa til luft frå Gjøa-plattformen kan knytast til prosessering av olje og gass, naudsynt fakling, eksport av olje og gass og transportverksemd i samband med drift av feltet. Dei maksimale utsleppa (år 2013) frå produksjonsplattformen vil vere omtrent 142 000 tonn CO₂, 150 tonn NO_x og 70 tonn VOC som tilsvarar 1,5, 0,4 og 0,2 pst. av dei totale utsleppa av CO₂, NO_x og VOC i Nordsjøen. Dei årlege utsleppa i samband med transportverksemd under drifta av feltet er estimert til om lag 5 000 tonn CO₂, 110 tonn NO_x og 8 tonn VOC.

Utbygginga er planlagt med delvis dekkja kraftbehov frå land, som fører med seg reduksjonar i globale CO₂- og NO_x-utslepp tilsvarende 110 000 tonn CO₂ og 100 tonn NO_x. Andre utsleppsreduserande tiltak er bruk av låg-NO_x brennarar ved installasjon av ny gassturbin for eksportkompressor, bruk av lukka høgtrykksfakkel og installering av gjenvinningssystem for spillvarme frå gassturbin.

3.1.2 Utslepp til sjø

Produksjon av ressursane på Gjøa vil føre med seg utslepp til sjø i utbyggingsfasen og i driftsfasen. I utbyggingsfasen vil utsleppa kome frå boreoperasjonar og klargjering av røyr for drift. Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonane, og ei gjenbruksordning for borevæske er planlagt. Ut frå planane til operatøren vil hovudsakleg vassbaserte borevæsker bli nytta, men operasjonelle forhold krev at ein brukar oljebasert borevæske i dei nedste brønnseksjonane. Borekaks med restar av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for handsaming. Det vil bli lagt til rette for gjenbruk av vass- og oljebaserte borevæsker. Val av borevæsker og handtering av avfall frå boreoperasjonane vil bli basert på bruk av beste tilgjengelege teknikkar

(BAT). I samband med klargjering og tilkopling av røyr vil det bli utslepp av kjemikaliar som blir nytta for å hindre korrosjon og gjengroing, i tillegg til utslepp av fargestoff som blir brukt til trykktesting og lekkasjesøk.

Ulike metodar for reinsing og injeksjon av produsert vatn er vurdert for utbygginga. I forhold til injeksjon har feltet ingen nærliggjande reservoar som kan ta imot vatnet. I avgjerdsfasen blei det gjort ei totalvurdering som inkluderte miljøvurderingar, tekniske- og økonomiske forhold for reinjeksjon av produsert vatn i reservoaret, og reinsing av produsert vatn ved bruk av ny reinseteknologi. Reservoarsimuleringar gjennomført av operatøren, viste at reinjeksjon av produsert vatn i produserande formasjonar ville ha ei negativ effekt på den totale utvinninga av reservane på feltet. Reinjeksjon av vatn i produserande reservoar vil føre med seg lågare totale utvinnelege reservar. Totale gassreservar vil bli redusert med om lag 0,3 til 2,4 mrd. Sm³, og totale oljereservar vil bli redusert med opptil 0,6 mill. Sm³. I tillegg vil mengda gass til eksport bli redusert grunna bruk av gass for drift av vassinjeksjonspumper.

Det er gjennomført miljørisikovurderingar ved hjelp av verktøyet Environmental Impact Factor (EIF), som er eit verktøy for både industri og miljøstyresmakter. EIF gjev ei talfesting av risiko for miljøskade der ein lågare EIF-verdi gjev lågare risiko for miljøskade. Ved hjelp av EIF-faktor vart reinseløysingar og reinjeksjon av produsert vatn, vurdert opp mot konvensjonell reinsing.

Resultata frå dei nyaste estimeringane av EIF for heile levetida viser at konvensjonell reinsing gjev ein EIF-verdi på 238. Bruk av ny og forbetra EPCON-reinseteknologi gjev ein verdi på 120 og 133 ved ein kombinasjon av EPCON og CTour. Ved injeksjon viser resultata ein EIF-verdi på 2. Injeksjon av produsert vatn vil gje størst reduksjon av EIF for feltet. Likevel vil reinseteknologiar kunne redusere miljørisikoen, målt som EIF, med om lag 40 pst.

Reinsing inneber monaleg lågare kostnader enn injeksjon. Berekningar viser at ei løysing med injeksjon av produsert vatn vil gje ein nedgang i noverdien til prosjektet på nærare 1,5 mrd. kroner. Estimert miljøtiltakskostnad viser ein verdi på 13 mill. kroner per redusert EIF-faktor. I tillegg viser utsleppsrekneskapet at ei slik løysing vil gje ei auke i utslepp til luft som følge av drift av injeksjonspumper på om lag 40 000 tonn CO₂ per år.

Det er liten forskjell i EIF verdien mellom bruk av berre EPCON og bruk av EPCON pluss CTour. EPCON er godkjent som løysing for fleire felt gjennom nullutsleppsarbeidet, og er ei meir robust løy-

sing enn CTour med tanke på driftstryggleik og prosessvilkår. Operatøren har difor vurdert EPCON-reinseteknologi som beste tilgjengelege teknikk (BAT) for reinsing av produsert vatn frå produksjonen. Løysinga inneber eit estimert maksimalt utslepp av produsert vatn (år 2013) frå felta Gjøa, Vega og Vega sør til vel 12 000 m³/d, tilsvarende om lag 4 mill. m³/år. Dette tilsvorar 2,6 pst. av dei prognoserte utsleppa av produsert vatn i Nordsjøen og 3,4 pst. av dei prognoserte utsleppa for region nord for år 2012. Dei forventade utsleppa av produsert vatn frå Gjøafeltet vil dermed medverke marginalt til utslippsnivået for petroleumsverksemda i Nordsjøen.

Konsekvensar i samband med boreoperasjonar er hovudsakleg knytt til avgrensa effekt på botndyr som følge av fysisk overdekkjing av sedimenta på havbotnen. Dei største effektane er venta i nærområdet, og representerer eit areal av storleiken 100 til 200 meter radius frå boringa. Utslepp ved klargjering av røyr er vurdert til å berre gje lokale effektar i eit avgrensa tidsrom. Den raske fortynninga av produsert vatn gjev for korte eksponeringstider til å gje signifikante akutte effektar i organismar. Feltovervaking har vist at komponentar frå produsert vatn finnest i dei sjøområda med størst utslepp av produsert vatn, men negative miljøeffektar er ikkje vist.

I følgje oppdatert RKU for Nordsjøen ligg petroleumsverksemda sitt bidrag til oljeutslepp i Nordsjøen i støringsorden 13 til 28 pst. I samband med oppdatering av RKU for Nordsjøen, vart det gjennomført ein rekke overvåkingsundersøkingar i Nordsjøen, både i kystnære områder og i de sentrale delane. Undersøkingane dekkjer både vasskvalitet, sedimentforhold og biologiske effektar.

Regionale sedimentovervåkingsundersøkingar indikerer at totalt areal som er påverka av utslepp av hydrokarbon er mindre enn 0,5 pst. av den norske delen av Nordsjøen. Størst er påverkinga i Nordsjøen sørvest og Nordsjøen nord. Vidare viste feltovervaking at komponentar frå produsert vatn førekommer i de sjøområdene med mest utslepp av produsert vatn, men at negative miljøeffektar ikkje er påvist. Overvåkingsundersøkingar i vassøyla, som undersøkte om hydrokarbon, polyaromatiske hydrokarbon (PAH) eller alkylfenolar akkumulerte i fisk og evertebratar, påviste ikkje nokon signifikant økologisk risiko med tanke på effektar knytt til utslepp av produsert vatn. Generelt viste undersøkingane at helsetilstanden til fisk er god. Det er framleis knytt usikkerheit til om utslepp av produsert vatn kan gje langtidseffektar på dei marine økosystema. Miljørisikovurderingar, som så på utslepp av alkylfenolar i produsert vatn, viste

at det ikkje var nokon signifikant risiko for reproduktive effektar på populasjonsnivå for torsk, sei eller hyse i Nordsjøen. Undersøkingar på Statfjordefeltet i 2004 viste likevel at blåskjel akkumulerte PAH-komponentar, men at nivået på PAH følgde den forventede kurva i forhold til avstand frå feltet.

3.1.3 Arealbeslag og fysiske inngrep

3.1.3.1 Fiskeriverksemd

Utbyggingsfasen

Det er lite fiske i området som omfattast av feltutbygginga, og anleggsaktiviteten er ikkje venta å medføre merkbar fangstreduksjonar. Feltaktivitetar i utbyggingsperioden kan mogleg bli ei noko større ulempe for fisket enn i sjølve driftsfasen. Innafor området for gasseksportrøyrret finnest det viktige område for gyting og oppvekst. Korkje røyrlegging eller boreaktivitetar er venta å medføre nokon forstyrringar for gyting som kan resultere i konsekvensar som kan merkast på bestandane. Prosjektet vil i størst mogleg grad søkje å unngå dei viktigaste gyte- og larveperiodane.

Både ved installering av røyr og ved grusdumping vil aktivitetane medføre eit mellombels arealbeslag for alt fiske i området. Grunna den korte varigheita på denne aktiviteten er det ikkje venta merkbar fangsttap.

Med unntak av mellombelse forstyrringar i anleggsfasen, vil ikkje installasjon av kraftkabel frå Mongstad til Gjòafeltet føre til vesentlege ulemper for det lokale fisket.

I samband med legging av røyr og arbeid med andre installasjonar vil operatøren leggje vekt på god informasjon og dialog i forhold til fiskeristyrsmakter, for å redusere eventuelle konflikhtar med fiskeriet.

Driftsfasen

I driftsfasen vil det bli etablert ei sikringssone rundt feltinstallasjonen tilsvarende eit areal på om lag 1 km². Det er ikkje venta at feltinstallasjonen skal føre med seg store operasjonelle ulemper i driftsfasen for fiske, vurdert i forhold til at det er lite fiskeriaktivitet i området. Difor er det heller ikkje venta fangstreduksjonar av utbygginga som kan merkast. Installasjonar på havbotnen og feltinterne røyr vil vere moglege å tråle over, og vil ikkje føre med seg problem for fisket i området etter at anleggsarbeidet er avslutta.

Gassrøyrret vil krysse Norskerenna og områder i Eggaskråninga der trålkaktiviteten i periodar kan vere svært stor. Konsekvensane for fiske avheng av korleis røyrret blir lagt og omfanget av steinfyl-

lingar. Samtidig er områda rundt trasèen rørt av olje- og gassverksemda frå før. Erfaringar frå tidlegare prosjekt tilseier at det vil vere behov for særskilt fokus på desse forholda. Det er ikkje venta at røyrret for oljeeksport fører til ulemper for fiskeria i driftsfasen.

Totalt sett er konsekvensane av fysiske inngrep i samband med installasjon av anlegg på havbotnen og røyr for fiskeflåten vurdert som små i driftsfasen.

3.1.3.2 Akvakultur

Kyststrekninga frå Vest-Agder til Nord-Trøndelag er viktig for den norske oppdrettsnæringa. Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal har flest konsesjonar for oppdrett av laksefisk og marin fisk i Noreg. Ordinær drift av Gjòafeltet vil ikkje føre med seg konsekvensar for akvakulturen. Strekninga frå Hordaland og nordover er utsett for eventuelle akutte utslepp frå petroleumsvksemda, fordi meir enn halvparten av oppdrettsanlegga ligg i dei ytre kyststrøka. Dei viktigaste tiltaka som kan bøte på dette er tiltak forbundne med beredskap retta mot akutte utslepp av olje. For dei ulike anlegga vil også lokale beredskapstiltak, til dømes utlegging av lenser, vere mogleg når kapasiteten er tilgjengeleg.

3.1.3.3 Korallar

I utgangspunktet er det ikkje kjende førekomstar av korallar i området, som vil kunne bli rørt av feltutbygging eller røyr for olje- og gasseksport. Det er likevel mogleg at det kan finnast førekomstar i skråninga ned mot Norskerenna. Desse vil i så tilfellet bli identifisert under kartlegging av trasè for røyr. Ved eventuelle funn vil Havforskningsinstituttet bli kontakta og avbøtande tiltak bli vurdert.

3.1.3.4 Kulturminne

I utgangspunktet er det ikkje kjende førekomstar av kulturminne eller skipsvrak i området, som vil kunne bli rørt av feltutbygginga eller olje- og gasstransportrøyr. Før utbygging tek til vil dei aktuelle områda bli kartlagt både med sidesøkjande sonar og fjernstyrt miniubåt (ROV). Dersom skipsvrak skulle bli påvist gjennom kartlegginga, vil den vidare handteringa bli avklart nærare med kulturstyresmaktene.

3.1.4 Konsekvensar for samfunnet

Investeringane knytt til prosjektet er estimert i PUD til 26 766 mill. kroner. Hovudtyngda av investeringane vil kome i perioden frå 2007 til 2011. Sta-

toil sine vurderingar av lønsemda gjev ein novverdi før skatt på 3 678 mill. kroner ved 7 pst. diskonteringsrente.

Dei samla nasjonale vare- og tenesteleveransane til utbygging og drift av Gjòafeltet gjennom heile levetida til feltet, er i konsekvensutgreininga rekna til om lag 24 mrd. kroner. Leveransane er fordelt med 14,5 mrd. kroner i utbyggingsfasen og 9,5 mrd. kroner i driftsfasen. Nasjonale vare- og tenesteleveransar i utbyggingsfasen er anslått til 62 pst. av dei totale investeringane. Samla er den nasjonale parten av driftsleveransane venta å bli på rundt 87 pst. av totalkostnadane. Basert på erfaringar frå norsk leverandørindustri sin konkurranse-dugleik og kompetanse, er det forventa monalege oppdrag til norsk industri.

Dei samla nasjonale sysselsettingsverknadene for utbygginga er på om lag 35 600 årsverk fordelt over vel 20 år i perioden 2007 til 2026. Sysselsettinga deler seg med rundt 23 000 årsverk i utbyggingsfasen og 12 600 årsverk i driftsfasen. For Hordaland og Sogn og Fjordane er dei samla sysselsettingsverknadene rekna til om lag 6 200 årsverk fordelt over 20 år. Av dette er 3 400 årsverk i utbyggingsfasen og 2 800 årsverk i driftsfasen.

Dei direkte sysselsettingsverknadene i Florø knytt til logistikk, innkjøp og basetenester for Gjòa tilsvarar fire til seks årsverk. Vidare ligg det ein oppside i samband med ein eventuell lokal tildeling av ein vedlikehaldskontrakt for Gjòa, som vil utgjere rundt fire til seks årsverk. Dei totale sysselsettingsverknadene for leverandørar og underleverandørar i Hordaland og Sogn og Fjordane er berekna for utbyggingsfasen til rundt 2 450 årsverk fordelt over fem år. Dei årlege sysselsettingsverknadene for driftsfasen er berekna til om lag 115 årsverk.

3.2 Konsekvensar for utbygging av Vega og Vega sør

3.2.1 Utslepp til luft

Energibehovet til Vega blir forsynt frå Gjòa. Det er berekna at prosessering av Vega vil stå for rundt 30 pst. av utsleppa frå Gjòa over heile produksjonsperioden. Delen vil variere frå år til år. Det totale utsleppet av CO₂ på Gjòa som følgje av prosessering av Vega vil utgjere mellom 6 500 tonn/år (i 2023) til 55 000 tonn/år (i 2013). Det totale utsleppet av NO_x på Gjòa, som følgje av prosessering av Vega vil utgjere mellom 5 tonn/år (i 2023) og 44 tonn/år (i 2013). Det totale utsleppet av nmVOC på Gjòa, som følgje av prosessering av Vega vil utgjere mellom 0,7 tonn/år (i år 2023) og 5,6 tonn/år (i

2013). Miljøkonsekvensane av utslepp til luft i driftsfasen er omtalt i KU for Gjòa.

Boring og komplettering vil bli utført med ein flyttbar borerigg med dieselmotorar, som gjev utslepp av CO₂, NO_x og SO₂. Boreperioden er berekna til 17 månader i 2009 – 2010. Tilsvarende vil det vere marine operasjonar i samband med installasjon av botnrammer, røyr og kablar, med utslepp til luft frå dieselmotorar på fartøya, i periodar våren og sommaren 2009. Det er anslått at dette vil medføre eit forbruk av diesel på 3500 tonn. Utslepp til luft frå bore- og installasjonsfasen er estimert til 50 000 tonn CO₂, 1085 tonn NO_x og 43 tonn SO₂. Ved å samanlikne med dei årlege utsleppa som er forventa i 2009 og 2010, vil CO₂-utsleppa i utbyggingsfasen utgjere under 0,1 pst. av dei forventa nasjonale CO₂-utsleppa. NO_x-utsleppa i utbyggingsfasen utgjere rundt 0,02 pst. av nasjonal målsetjing for NO_x-utslepp frå Gøteborgprotokollen (målår 2010) og SO₂-utsleppa i utbyggingsfasen utgjere rundt 0,2 pst. av nasjonal målsetjing for SO₂-utslepp frå Gøteborgprotokollen (målår 2010). Miljøkonsekvensane av utslepp til luft frå installasjonsfasen er relativt sett små og tidsavgrensa. Ei framtidig tilknytning av Aurora vil medføre auka luftutslepp kumulativt, men dei maksimale årlege utsleppa til luft vil ikkje bli høgare.

3.2.2 Utslepp til sjø

Det er lagt stor vekt på å designe for minimal bruk av kjemikaliar, og for å unngå bruk og utslepp av miljøskadelege kjemikaliar. Det vil bli gjort nærare greie for bruk og utslepp av kjemikaliar i komande søknader om utsleppsløyve. Det vil ikkje vere miljøskadelege utslepp frå bore- og installasjonsfasen for Vega. Vassbasert, miljøakseptabel borevæske og overskot av sement nytta til komplettering av brønnane er planlagt sloppe til sjø. Boreslam som inneheld kjemikaliar som ikkje er «grøne» eller «gule» i samhøve til SFT si klassifisering vil bli transportert til land for sikker destruksjon.

Produsert vatn vil bli reinsa med EPCON reiseteknologi og sloppe til sjø frå Gjòa. Miljøeffektar av utsleppa er klargjort i konsekvensutgreining for Gjòa. Vega vil gje tilskot med ei svært beskjeden mengd produsert vatn; inntil 10 m³ formasjonsvatn og 100 m³ kondensert vatn pr. dag. Det produserte vatnet vil utgjere 1-5 pst. av vassmengda som det er planlagt å sleppe ut på Gjòa. Miljøkonsekvensane som følgje av utslepp av produsert vatn frå Vega blir difor rekna for å vere ubetydelege.

Vega og Vega sør er gass- og kondensatfelt, slik at utstrauminga ved eventuelt tapt brønnkontroll i hovudsak vil vere gass, men også noko kondensat.

Forholdet mellom gass og kondensat varierer mellom dei tre felta. Sannsynet for at dette kan skje er størst under boring og komplettering av brønnane i 2009 og 2010.

Konsekvensar for miljøet av eit akuttutslepp på Vega og Vega sør vil i hovudsak vere effektar av olje dispergert i vassmassane på silde- og torskelarver. Konsekvensane vil vere størst i gyteperioden, i andre kvartal, men simuleringar viser at konsekvensane av eit slikt akutt utslepp er små. Simuleringane viser at oljeflak frå utblåsing på rigg vil vere tynne og ha lita utstrekking. Den berekna miljørisikoen ligg godt innafør Hydro sine akseptkriterie og utgjer berre høvesvis 5 pst., 1,4 pst. og 0,5 pst. av akseptkriteria for moderat, monaleg og alvorlig miljøskade.

Vega vil inngå i områdeberedskapen for Oseberg- og Trollområdet. Det vil bli utført ei GAP-analyse for å vurdere om det er behov for endringar.

3.2.3 Arealbeslag og fysiske inngrep

3.2.3.1 Fiskeriverksemd

Området som utbygginga rører ved har avgrensa fiskeriaktivitet. Gytinga i Nordsjøen føregår ganske spreidd både i tid og rom, og bore- og installasjonsaktivitetar er ikkje venta å føre til forstyrring for gytinga, som kan resultere i merkbare konsekvensar for bestanden. Ved regulær drift er det ikkje forventa at installasjonane eller røyra får konsekvensar for fiskeriressursane.

Grusfyllingar langs traséen kan skape problem under fisket. I bore- og installasjonsfasen vil utbygginga føre til eit tidsavgrensa arealbeslag. Dette føregår over så kort tid, at det ikkje er forventa å medverke til merkbare fangstreduksjonar. I og med at planlagde grusfyllingar vil liggje i randsona av området, der det vert drive industritrålfiske etter kolmule blir konsekvensane vurdert som mindre, enn dersom lokaliseringa hadde vore innafør sjølve trålfeltet. Vurdert ut frå plasseringa av grusfyllingane er det ikkje venta at utbygginga fører med seg merkbare fangstreduksjonar. Det er ikkje avgjort om røyret vil bli lagt ved hjelp av ankerbasert fartøy eller eit dynamisk posisjonert fartøy.

Røyret vil bli prosjektert for å tåle overtråling, og det vil vere eit sentralt mål å unngå frie spenn og

grusfyllingar så langt som råd er innafør teknisk og økonomisk forsvarlege rammer. Røyra vil ha ein ytre diameter over 16", slik at dei kan trålast over. Eit eventuelt større akutt utslepp av olje er ikkje forventa å ha nokon merkbar verknad på fiskeriressursane, men vil kunne medføre mellombelse restriksjonar på utøving av fiske i området og ein forbigåande negativ effekt i marknadene. Sannsynet for slike hendingar er låg.

3.2.3.2 Korallar og kulturminne

Det er ikkje gjort funn av korallar eller kulturminne i området som vil bli påverka av utbygginga.

3.2.4 Konsekvensar for samfunnet

Investeringane knytt til utbygging av Vega og Vega sør er av operatøren estimert til 6 058 mill. kroner. Hovudtyngda av investeringane vil kome i perioden 2006–2010. Noverdien er berekna av operatøren til 3 726 mill. kroner ved ei 7 pst. diskonteringsrente før skatt. I tillegg kjem ein førehandsbetaling av Vega og Vega sør sin del av investeringskostnadane på Gjøa-innretninga, som operatøren har berekna til 1 906 mill. kroner.

Operatøren har gjort berekningar for vare- og tenesteleveransar nasjonalt og regionalt på bakgrunn av erfaringar frå tidlegare utbyggingsprosjekt. På nasjonalt nivå viser berekningane forventa norske vare- og tenesteleveransar til utbygging av Vega på vel 2,7 mrd. kroner, eller rundt 52 pst. av totalinvesteringa. Ordinær drift av Vega og Vega sør er i eit normalår berekna til å koste rundt 75 mill. kroner, eksklusiv avgifter til staten, prosesseringskostnader på Gjøa og transporttariffar for kondensat og gass. Basert på erfaringar frå norsk leverandørindustri sin konkurransedugleik og kompetanse, er det forventa monalege oppdrag til norsk industri.

Det er berekna sysselsettingsverknader av prosjektet med ein forenkla krysslaupsbasert modell med verknadskoeffisientar henta frå nasjonalrekneskapet. Samla får ein ei sysselsettingseffekt på nasjonalt nivå av utbygging av Vega og Vega sør på om lag 5 250 årsverk, fordelt over vel 20 år i perioden 2006 – 2025. Denne fordeler seg med rundt 3 600 årsverk i investeringsfasen 2006 – 2010 og om lag 1 650 årsverk i driftsfasen 2010 – 2025.

4 Vurderingar, konklusjonar og vilkår

Olje- og energidepartementet er i vurderingane av utbygging av olje- og gassfelt oppteke av samfunnsøkonomisk gode løysingar. På same tid må tryggleik, miljø og omsyn til fiskeriverksemd bli tillagt særskild vekt. Utbyggingsplanane har vore lagt fram for Arbeids- og inkluderingsdepartementet for vurdering av spørsmål relatert til tryggleik og arbeidsmiljø. Planane har vidare vore lagt fram for Oljedirektoratet for vurdering av spørsmål relatert til ressursforvaltninga.

4.1 Vurdering av anlegg og drift for røyr frå Gjøa

4.1.1 Vurdering frå Gassco AS

Gassco AS er operatør for mesteparten av det norske gasstransportsystemet, og har også eit særskilt ansvar for koordineringa av utbygging av ny gass-transportkapasitet. Departementet har difor innhenta ei vurdering frå Gassco av gasstransportløysinga, som er lagt fram i utbyggingsplanen for Gjøa.

Gassco har tidlegare hjulpet til med tidlegfasestudier av gassevakueringsløysingane for Gjøa og Vega etter oppmoding frå Gjøa. Vurderingane har vore avgrensa til analysar av tilgjengeleg kapasitet i gasstransportsystema. Gassco har ikkje i tilstrekkeleg grad fått innsyn i dei økonomiske vurderingane som ligg til grunn for val av gasstransportløysning, og har difor ikkje gjort heilskaplege transportøkonomiske vurderingar.

Gassco gjennomfører årlege transportanalysar av gasstransportsystemet. I samband med vurderinga av PAD for Gjøa har Gassco gjennomført nye og oppdaterte transportanalysar av gasstransportsystemet, der det mellom anna har vore lagt til grunn at produksjonsnivået frå eksisterande og vedtekne gassprosjekt er forventa å bli noko lågare enn tidlegare innrapportert. Dei oppdaterte transportanalysane stadfester dei tidlegare studiane om at det ikkje er tilstrekkeleg kapasitet på Kårstø og frå Statpipe inn i Tampen Link for volum frå Gjøa, Vega og Vega sør, gjeve dei volum og produksjonsprofilar som er innmeldt av feltoperatørane til Gassco.

Gassco behandlar vidare i sitt brev kva for nokre føresetnader, som må liggje til grunn der-

som voluma frå Gjøa, Vega og Vega sør likevel skulle kunne transporterast i det eksisterande norske systemet over Kårstø. Konklusjonane deira er mellom anna som følgjer:

- Utviklingsprosjektet om å auke kapasiteten på Kårstø frå 88 MSm³/d til 95 MSm³/d for å betre regulariteten, må bli vedteke. Denne auka kapasiteten må også bli gjort tilgjengeleg for Gjøa-voluma i staden for å vere øyremerka til regularitet som planlagd. Dette krev ytterlegare studiar av regularitetseffektane av ei slik endring. Prosjektet for å auke regulariteten er planlagt å ha eit investeringsvedtak i mai 2007 med ein eventuell oppstart i 2010.

Sjølv med ei slik eventuell utviding i Gassled vil transport av Gjøa, Vega og Vega sør gjennom Gassled-systemet kunne gje føringar for gjennomføring av andre prosjekter på norsk sokkel, til dømes Gullfaks seinfase.

Gassco konkluderer difor med at etablering av ny kapasitet mot det britiske røyrsystemet FLAGS for transport til St. Fergus, som skissert i Gjøa PUD/PAD, er naudsynt for å sikre gassevakuering for Gjøa og Vega slik situasjonen er i dag.

Med utgangspunkt i den eksportløysinga som rettshavarane har valt og sidan vilkåra for transport gjennom FLAGS frå 2021 er usikre, framhevar Gassco at det er viktig at designtrykket frå Gjøa er høgt nok for ei framtidig tilkopling til Statpipe-røyrret basert på full utnytting av Statpipe. Dette krev endringar i designtrykket på gassrøyrret frå Gjøa i forhold til kva som no er lagt fram i PAD.

Gassco seier også at det er viktig at dei er sikra å få overført relevante signal for mellom anna trykk, leveranserate, temperatur og gasskomposisjon frå Gjøa-plattformen sitt eksportsystem for å kunne gjennomføre lekkasjedeteksjon.

Grunna mogleg framtidig tredjepartsbruk av gassrøyrret frå Gjøa anbefalar Gassco i tillegg at røyrret blir regulert under tarifforskrifta, og dermed underlagd heile kapittel 9 i petroleumsforskrifta.

Når det gjeld operatørskap påpeikar Gassco at det må vere ei god samordning mellom Shell UK som operatør for FLAGS, Gassco som operatør for

Tampen Link og operatøren for det nye gassrøyet frå Gjøa for å sikre optimal drift av systemet. Dersom GdF er operatør for gassrøyet frå Gjøa, vil ein få ei dublering av funksjonar og oppgåver som alle-reie er etablert hos Gassco. Funksjonane som vil kunne bli dublert er: Organisasjon for døgerkontinuerleg drift og dispatchingsentral, kapasitetsadministrasjon, signaloverføring for lekkasjedeteksjon og prosedyrar og avtalar med operatøren av FLAGS. På bakgrunn av dette føreslår Gassco at Gassco får operatøransvaret for drifta av røyet. Operatøransvaret kan handterast utan endringar i Gassco sin organisasjon.

4.1.2 Olje- og energidepartementet si vurdering av anlegg og drift av røyra

Rettshavarane har levert inn ein samla plan kor det ikkje er skild mellom PUD og PAD. Departementet har valt å skilja ut dei to røyra og vil gje særskilt løyve til desse etter § 4-3 i petroleumslova.

Gassrøyet

Det er føretatt store investeringar på norsk sokkel for å leggje til rette for best mogleg utnytting av dei norske gassressursane. Desse investeringane inkluderer investeringar i eit omfattande gasstransportsystem og handsamingsanlegg på land. Det er viktig at nye utbyggingar sjåast i lys av desse investeringane.

Som Gassco tek opp i si vurdering av gasstransportløysinga utfordringar knytt til kapasiteten i det norske gasstransportsystemet. Slik situasjonen ser ut frå Gassco sin ståstad, som operatør for mesteparten av det norske gasstransportsystemet, er det ikkje tilgjengeleg kapasitet i det norske systemet. Som Gassco viser i høyringsfråsegna si må ein leggje til grunn avgjerder som ikkje enno er vedteke, for å ha kapasitet til å handtere voluma i Gjøa, Vega og Vega sør i det norske systemet. Departementet ser det ikkje som ønskeleg at Gjøa, Vega og Vega sør skal avvente slike eventuelle avgjerder før ein tar stilling til utbygging.

Dersom Gjøa, Vega og Vega sør hadde vorte transportert i det norske gasstransportsystemet kunne det ha lagt føringar på når andre prosjekt, deriblant Gullfaks seinfase, ville vorte realisert. Ei slik løysing for transport av gassen frå Gjøa, Vega og Vega sør ville redusert fleksibiliteten i det norske systemet, og måleg ført til føringar for kor anna framtidig gass kan skipast. Departementet meiner at det er viktig å oppretthalde fleksibiliteten i det norske systemet, og at den valde transportløysinga difor er god.

Oljedirektoratet har gjort eigne analysar av val av transportløysingar. Gjeve dei føresetnadene som går fram av Gassco si vurdering, er Oljedirektoratet i hovudsak einig med Gassco sine vurderingar med omsyn på kapasitet i Gassled.

Oljedirektoratet har vore i dialog med Gassco om høve for samstundes transport til FLAGS og Kårstø. Gassco peiker på at dei vurderer dette som lite aktuelt, hovudsakleg på grunn av tekniske vanskar knytt til undervassmåling og straumingskontroll. Oljedirektoratet sluttar seg til denne vurderinga.

Det har vore krevjande å få til ei lønsam utbygging av dei felte som det no er innlevert planar for. Alternative transportløysningar, som inneber transport i Gassled til Noreg, vil bety ekstra kostnader for utvinningsløyva i Gjøa, Vega og Vega sør. Det er ikkje sikkert at dei planlagde utbyggingane vil bli realisert dersom Gjøa, Vega og Vega sør blir pålagd andre transportløysingar enn dei som no er framlagd for departementet. Departementet meiner difor at heilskapen i den utbyggingsløysinga som no er vald, inkludert løysing for transport av gass, er god.

Det er vidare, frå eit ressursforvaltningsperspektiv, viktig at dei løysningane som blir valt er dei beste økonomisk sett. Dette medverkar til at så mykje som mogleg av ressursane i felte blir realisert.

Etter ei heilskapsvurdering der det mellom anna er teke omsyn til den knappe kapasiteten i det norske gasstransportsystemet, behovet for regularitet og økonomiske omsyn er det departementet si oppfatning at den gasstransportløysinga som no er valt er ei god løysing.

Det er usikre moment knytt til bruk av FLAGS-røyet etter 2021. På bakgrunn av dette meiner Oljedirektoratet, og likeeins Gassco, at det er viktig at gassrøyet frå Gjøa må vere førebudd på tilkopling til Statpipe utan at dette legg føringar for bruken av Statpipe. Departementet vil difor be utbyggjar kontakte Gassco for å sikre at røyet blir bygd på ein slik måte at dette kravet kan bli oppfylt.

Departementet er oppteken av at gasstransportsystemet på norsk sokkel er organisert på ein kostnadseffektiv måte, der omsynet til eventuell tredjepartsbruk blir teke vare på. På bakgrunn av dette vil departementet setje som vilkår at Gassco blir operatør for gassrøyet frå Gjøa i driftsfasen. Departementet vil også setje som vilkår at det opprettast eit eget interessentskap for gassrøyet.

Av omsyn til tredjepartsbruk av gassrøyet anbefaler Gassco at gassrøyet blir regulert under tarifforskrifta og dermed underlagd heile kapittel 9 i petroleumsforskrifta. Dette vil bety at tilgangen til røyet vil vere administrert av Gassco og at

tariffane vil vere faste i samhøve med prinsippet om at eigarane kan påregne 7 pst. avkastning etter skatt over røyret si konsesjonstid. Departementet vil vurdere dette og kome tilbake til korleis gass-røyret skal vere regulert.

Oljerøyret

Departementet har tidlegare gjeve uttrykk for at ein vil vurdere om tredjepartsadgang til oljerøyr skal regulerast på ein meir direkte måte enn i dag. Ei slik eventuell endring vil også kunne omfatte reguleringa av tredjepartsadgang i dette røyret.

Departementet kan på eit seinare tidspunkt krevje oppretta eit eiga interessentskap for oljerøyr-ret, beståande av dei same rettshavarane som i utvinningsløyvet for Gjøa.

Departementet har utover dette ingen særskilte merknader til de framlagde planen for oljerøyr.

4.2 Vurdering av utbygging og drift av Gjøa, Vega og Vega sør

4.2.1 Arbeids- og inkluderingsdepartementet si vurdering

Gjøa

Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID) gjev i brev av 21. februar 2007 deira vurdering av utbyggingsplanen for Gjøa. AID har lagt fram saka for Petroleumstilsynet (Ptil), som har vurdert arbeidsmiljø- og sikringsmessige tilhøve knytt til PUD og PAD for Gjøa. Det er Ptil si vurdering at arbeidet kan gjennomførast i tråd med dei krava som finnest i regelverket, på den måten Statoil skisserer i søknaden sin. Ptil har likevel nokre kommentarar knytt til tryggningsnivået på innretninga, og anbefaler at det blir sett vilkår knytt til levetid på innretninga. Ptil opplyser at detaljar i tilhøve til sikring vil bli følgd opp på vanleg måte blant anna i tilsynsaktivitetar og i statusmøte med Statoil og Gaz de France.

AID sluttar seg til Ptils vurderingar og anbefaler at operatørens planlagde løysingar blir godkjent på følgjande vilkår:

Gjøa-innretninga sitt skrog og tilhøyrande feltrøyr og fleksible stigerøyr skal bli dimensjonert for ei levetid på minst 30 år.

Vega og Vega sør

AID gjev i brev av 8. februar 2007 med deira vurdering av utbyggingsplanen for Vega og Vega sør.

AID har lagt fram saka for Ptil som har vurdert forhold knytta til arbeidsmiljø og tryggleik. Ptil

opplyser at det i samband med sakshandsaminga er gjennomført eit møte med Hydro vedrørande overtrykksystem av røyra. Faglege avklaringar utover dette er føretatt gjennom skriftleg kommunikasjon med Hydro.

Det er Ptil si vurdering at utbygging av Vega og Vega sør kan gjennomførast i tråd med krava i regelverket, på den måten Hydro skisserer i søknaden sin. Utbyggingsløyninga inkluderer likevel ei løysing for trykksikring av røyret og stigerøyr som må bli vektlagt i det vidare prosjektarbeidet, for å sikre at ein har kome fram til ei akseptabel løysing. Temaet har vore drøfta av Ptil og Hydro. Hydro har stadfesta planar om både omfattande designarbeid og om verifikasjonar frå tredjepart for å stadfeste at løysinga blir tilfredsstillande.

Anbefaling frå Ptil er at planlagde løysingar frå operatøren blir godkjent på følgjande vilkår:

Den løysinga som blir valt for trykksikring av røyr og stigerøyr, blir gjenstand for ei grundig tredjepartsvurdering, og at endeleg løysing blir funne å vere akseptabel.

AID stiller seg bak Ptil si vurdering i denne saka og har ingen ytterlegare merknader til plan for utbygging og drift av Vega og Vega sør.

4.2.2 Vurdering frå Oljedirektoratet

Oljedirektoratet (OD) har vurdert geofaglege, reservoarmessige, utbyggingstekniske, miljømessige og økonomiske forhold i samband med utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør.

Gjøa

OD finn at den geofaglege kartleggjinga og ressursberekninga gjev eit tilfredsstillande grunnlag for å godkjenne utbygginga av Gjøa. Reservoarvurderingar gjort av operatøren og den planlagde produksjonsstrategien blir vurdert som tilfredsstillande utført og dokumentert ut frå kunnskapen ein har i dag om reservoara. OD vurderer utvinningsgraden som låg. Dette kan forsvarast ut frå den samla forståinga av eigenskapane i reservoaret, slik som reservoaret sin heterogene karakter med hellande lag, den tynne oljesona og balansen mellom gass- og oljeutvinning.

OD har hatt fokus på ein samordna petroleumsvirksemd mellom dei tre felta, og meiner at den planlagde utbyggingsløyninga er robust for å produsere ressursane frå Gjøa, Vega og Vega sør. Dersom oljeproduksjonen på Gjøa blir høgare enn det operatøren har rekna med, er det ikkje noko hinder på plattformen for auka oljeutvinning. Operatørane har saman med rettshavarane for-

plikta seg til å samarbeide om ein slik produksjonsoptimalisering. OD vil følgje opp dette arbeidet.

OD stiller seg positiv til at rettshavarane planlegg å bore pilotbrønningar i segment som ikkje er påvist før sjølve produksjonsbrønnen blir bora. På grunn av mangelfull informasjon er det likevel ikkje mogleg for OD å gje ei tilslutning til dreneringsstrategien utan atterhald slik strategien er presentert i PUD. Samarbeidet med Vega og Vega sør, boring av pilotbrønningar, boring av produsentar og produksjonserfaring er viktige element som kan medføre monalege endringar i høve til den strategi som er framstilt i PUD. OD vurderer den valde utbyggingsløysinga som relativt fleksibel, og at den kan produsere ressursane i Gjòa på ein god måte. Det er også mogleg å ta inn ressursar i omkringliggjande funn og prospekt. Det er blant anna ledige slisser på havbotnsrammene for boring av fleire produsentar i Gjòa. På plattformen er det vidare sett av plass og vektkapasitet til framtidige forretningsmoglegheiter.

OD meiner utbyggingsplanen for Gjòa ivaretek miljøomsyn, ved val av ei energieffektiv kraftløysing med delvis kraft frå land. Planen omfattar bruk av låg-NO_x teknologi på kompressorturbinnane, samt lukka fakkelløysing på høgtrykksfakkelen. OD meiner det er planlagt eit relativt høgt fakkingsnivå, men at tekniske tiltak for å avgrense fakklinga ved ordinær drift er ivareteke. Gode driftsrutinar er likevel naudsynt for å halde fakkingsbehovet på eit minimum. Styresmaktene vil følgje opp dette i dei årlege produksjonsløyva. OD har ingen innvendingar mot dei valte løysingane i samband med utslepp til sjø.

På bakgrunn av det overståande anbefaler OD at PUD for Gjòa blir godkjent med følgjande vilkår:

Før borestart for pilotbrønn i P1-segmentet, og seinast ved søknad om produksjonsløyve, må operatøren framleggje ein plan for korleis produserbar olje i segmentet skal utvinnast.

Ved søknad om produksjonsløyve, seinast 6 månader før oppstart, må operatøren leggje fram ein oppdatert dreneringsplan for Gjòa til godkjenning. Planen må vere basert på informasjon frå boring av pilotbrønningar, boring av produksjonsbrønningar og produksjonssamarbeid med Vega og Vega sør.

Vega og Vega sør

OD meiner den geofaglege kartleggjinga og ressursberekninga gjev eit tilfredsstillande grunnlag for å godkjenne utbygging av Vega og Vega sør. Det er stor uvisse knytt til voluma i Vega og Vega

sør, særleg grunna avgrensa data frå leitebrønnane og at fleire formasjonar ikkje vart testa ved påvising for 20 - 27 år sidan. I utbyggingsløysinga er det fleksibilitet til å bore ytterlegare brønningar i funna, dersom det skulle vise seg naudsynt. OD sluttar seg til at det er fornuftig å avklare uteståande uvisse ved produksjonsboring og produksjonserfaring.

OD meiner val av utbyggingsløysing har fleksibilitet til å produsere ressursane i Vega og Vega sør. Det er to ledige slisser på kvar havbotnsramme, og det er lagt opp til å kunne knyte fleire havbotnsrammer til dei tre planlagde. I nærleiken av 35/8-3 - Aurorafunnet i utvinningsløyve 195 planlegg operatøren å leggje til rette for ei framtidig tilknytning til røyret frå Vega og Vega sør mot Gjòa-plattformen.

OD har arbeidd for ei samordna petroleumsverksemd mellom Gjòa, Vega og Vega sør. Utbyggingsløysinga for Vega og Vega sør, inkludert innlaupsarrangement på Gjòa-plattformen, har kapasitet til å auke gassproduksjonen frå Vega og Vega sør frå om lag 7 mill. Sm³ per dag til rundt 9 mill. Sm³ per dag. Ein høgare utnyttingsgrad av gasskapasitet på Gjòa-plattformen for Vega og Vega sør kan leggje til rette for auka oljeutvinning på Gjòa, ved at gassproduksjonen frå Gjòa blir heldt tilbake. Operatørane har saman med rettshavarane forplikta seg til å samarbeide om ei slik produksjonsoptimalisering. OD vil følgje opp dette arbeidet.

OD anbefaler at plan for utbygging og drift blir godkjent på følgjande vilkår:

Ved søknad om produksjonsløyve, og seinast 6 månader før oppstart, må operatøren leggje fram ein oppdatert dreneringsplan for Vega og Vega sør til godkjenning. Planen må vere basert på informasjon frå boring av pilotbrønningar, boring av produksjonsbrønningar og produksjonssamarbeid med Gjòa.

4.2.3 Olje- og energidepartementet si vurdering

4.2.3.1 Vurdering utbygging av Gjòa

Utbygginga av Gjòafeltet vil vere mellom dei største utbyggingane i åra fram mot 2010. Gjòa er ei stor feltutbygging, som opnar ein ny del av Nordsjøen for kondensat- og gassproduksjon. Utbygginga vil føre til at den nordlege Nordsjøen får eit nytt feltsenter, som det vil vere naturleg å knyte nye ressursar opp mot. Vidare ligg det til rette for auka leiteaktivitet etter nye ressursar i området. I samband med dei årlege tildelingane av førehandsdefinerte områdar (TFO) er det tildelt fleire leiteløyve i området rundt Gjòa.

Tabell 4.1 Gjøa - følsemdsberekningar frå operatøren

	Noverdi (7 pst.) mill. 2006-kr	Internrente (pst.)
Ressursutfall lågt (P90)	- 3 864	3,1
Ressursutfall høgt (P10)	12 069	14,5
Investeringsar (- 20 pst.)	7 895	14,3
Investeringsar (+ 20 pst.)	- 835	6,4
Driftskostnader (- 20 pst.)	4 563	10,6
Driftskostnader (+ 20 pst.)	2 837	9,3
Oljepris 20 USD/fat	- 5 950	1,7
Oljepris 50 USD/fat	12 903	16,3

Rettshavarane for Gjøa, Vega og Vega sør har saman forplikta seg til å samarbeide om optimalisering av produksjonen frå felta. Oljedirektoratet vil følgje opp dette arbeidet. Departementet vurderer ei slik løysing til å vere naudsynt for ei heilskapleg forvaltning av olje- og gassressursane i Gjøa, Vega, Vega sør og eventuelt andre ressursar i området.

Dei totale investeringskostnadene for Gjøa-prosjektet er av operatøren rekna til 26 766 mill. kroner. Dette inkluderer 2 449 mill. kroner for utbygging av olje- og gassrøyr, som skal knytast til høvesvis Troll II og FLAGS, og Vega og Vega sør sitt bidrag, berekna av operatøren til 1 898 mill. kroner. Noverdien av prosjektet er rekna av operatøren til 3 678 mill. kroner med 7 pst. diskonteringsrente før skatt. Internrenta for Gjøa er estimert til 9,9 pst. Operatøren har rekna nullpunktpris for gass til 0,97 kroner/Sm³ og for olje 34,4 USD-2006/fat. Rettshavarane har lagt til grunn for berekningane ein valutakurs på 6,00 NOK/USD, oljeprisar på 35 USD/fat Brent Blend og 1,1 USD/fat premie fob Mongstad og ein gasspris på 1,02 NOK/Sm³. Operatøren har i tillegg føresett ein høgare prisstiging enn konsumprisindeksen for to områder, høvesvis utstyr og personell, med ein prisstigning på 5 pst. per år.

Operatøren har lagt fram følsemdsberekningar for prosjektet, som er vist i tabell 4.1. Desse berekningane inkluderer ikkje Vega og Vega sør sin del av driftskostnader og miljøavgifter. Følsemdsberekningane viser at prosjektøkonomien er negativ ved ein oljepris på 20 USD/fat, ved ein 20 pst. høgare investeringskostnad og ved eit lågt ressursutfall (P90).

Lønsemdsberekningar av prosjektet basert på produksjons- og kostnadsprofilar frå operatøren og prisføresetnader samsvarande med det som er lagt til grunn for nasjonalbudsjettet i 2007¹, viser ein noverdi for prosjektet på 7 350 mill. kroner og ei

internrente på 12,8 pst., føresett bidraget frå Vega og Vega sør. Ved inkludering av ressursane for Vega og Vega sør gjev dette ei auke i noverdien av totalprosjektet til 12 683 mill. kroner og internrenta aukar til 15 pst. Desse berekningane viser monaleg betre lønnsemd for utbygging av Gjøa enn det berekningar frå rettshavarane visar. Følsemdsberekningane viser at prosjektøkonomien er robust for to av fire negative utfall. Ein 20 pst. reduksjon i produktprisar og eit lågt ressursutfall (P90) gjev båe negativ prosjektøkonomi. Ressursane frå Vega og Vega sør medverkar til å gjere Gjøa-prosjektet meir robust i tilhøve til desse nedsidene. Følsemdsberekningane er vist i tabell 4.2.

Gjøa-prosjektet vil gje betydelege inntekter dersom oljeprisen hell seg på eit rimeleg nivå og reservoaranslaget blir som forventa. På denne bakgrunnen vurderer departementet utbygging av Gjøa som eit samfunnsøkonomisk lønsamt prosjekt, men feltet har høg balansepris og høge kostnader.

Den framlagde utbyggingsplanen vil etter departementet si vurdering medverke til god ressursforvaltning. Det er utarbeida ei konsekvensutgreiing for prosjektet som viser at prosjektet kan gjennomførast innafor akseptable rammer for miljø- og fiskeri. Det har ikkje kome fram noko i høyringsfråsegnene, som tilseier at prosjektet ikkje bør gjennomførast eller at spesielle avbøtande tiltak bør settast i verk. Departementet vil likevel kommentere nokre av dei valte løysingane ved prosjektet:

¹ I nasjonalbudsjettet leggst det til grunn ein oljepris på 425 kroner pr. fat for inneverande år, og 390 kroner pr. fat neste år. For dei påfølgande åra er det lagt til grunn at oljeprisen gradvis faller ned mot eit langsiktig nivå på 220 pr. fat i 2015 (2007-kroner). Føresett valutakurs for berekningane er 5,99 NOK/USD.

Driftsorganisasjon og baseverksemd

Operatøren har ansvaret for at verksemda på feltet blir drive på ein mest mogleg optimal måte, som inneber at ein tar omsyn til både driftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske mål for lønnsemd.

GdF foreslår å leggje logistikkorganisasjonen med forsyningsbase og helikopterbase til Florø. Dette vil få positive ringverknader for Florø og Sogn og Fjordane, og styrke basemiljøet i Florø. Basane skal ha ansvar for forsyningar, driftsinnkjøp, transport av personell og lager/verkstad. Det er kapasitet på forsyningsfartøya frå Florø (Fjordbase) til Tampenområdet. I tillegg til leveransane til Snorre og Visund vil leveransar til Gjøa føre til ei styrking av forsyningsbasen i Florø. Ettersom GdF vil utføre den daglege drifta av Vega og Vega sør, vil utstyr knytt til drift av Vega og Vega sør på Gjøa-plattformen skipast frå Florø. Totalt sett vil difor mesteparten av utstyret til utbygginga og forsyning til plattformen bli skipa ut frå Florø.

Departementet er positiv til at helikopterbasen i Florø skal nyttast. Ettersom helikopterbasen i Florø i dag er nær fullt utnytta, bør det bli gjeve rom for at andre basar kan nyttast i utbyggingsfasen. Departementet sluttar seg til forslaget frå GdF om lokalisering av forsyningsbasen og helikopterbasen for Gjøafeltet til Florø.

GdF har gjeve uttrykk for at selskapet vil leggje til rette for at lokalt næringsliv i Florø og Sogn og Fjordane skal kunne være med på å konkurrere om tenesteleveransane i driftsfasen. Dette vil medverke til at regionen kan dra auka nytte av dei etterspørselsverknadene som gjer grobott for utvikling og vekst for dei lokale leverandørbedriftene. Departementet føreset at GdF følgjer opp overståande.

Anbefalt løysing i utbyggingsplanen er at driftsorganisasjonen blir lagt til GdF sitt kontor i Noreg som ligg i Stavanger. Selskapet ønskjer å samle alle

ressursane sine innan administrasjon og reservoarkompetanse på dette kontoret. GdF vurderer i tillegg Stavangerområdet som ein stad med god tilgang på kvalifisert personell.

Departementet deler GdF si vurdering om å leggje driftsorganisasjonen til Stavanger. Komplekse reservoar sett store krav til GdF som selskap og deira første operatørskap. Selskapet vil dermed vere meir avhengig av rekruttering av personell med driftserfaring enn andre operatørselskap, ettersom ein ikkje i like stor grad kan trekke på interne ressursar. Departementet ser det difor som viktig at GdF får så nær kontakt som mogleg med dei andre rettshavarane i Stavanger.

Den arbeidsdelinga GdF har foreslått mellom Stavanger og Florø og dei tiltak selskapet vil gjennomføre, gjev etter departementet si vurdering ein fornuftig balanse mellom distriktpolitiske og driftsøkonomiske omsyn. I tråd med Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) om petroleumsvirksomheten, meiner departementet det er svært positivt med ei løysing med eit effektivt basemønster og fleksible vilkår, som kan fungere godt under ulike forhold gjennom feltes levetid. Samstundes vil løysinga styrke basemiljøet i Florø, og medverke til å oppretthalde virksomheten ved dei enkelte basane langs kysten.

Kraftløysing

Det er eit ønske om at energiforsyninga for nye felt blir basert på kraft frå land. I tråd med vedtak i Stortinget 22. februar 1996, og Innst. S. nr. 114 (1995-1996) skal det i samband med alle nye feltutbyggingar på norsk sokkel leggjast fram ei oversikt over energiforbruk og kostnader med å elektrifisere innretninga framfor å bruke gassturbinar. Det er samstundes store utfordringar knytt til lønnsemd i slike prosjekt til havs og tilgang på kraft frå kraftsystemet på land.

Tabell 4.2 Gjøa inkl. Vega og Vega sør - følsemdsberekningar med prisføresetnader frå NB07 og 7 pst. diskonteringsrente

	Noverdi (7 pst.) mill. 2006-kr
Ressursutfall lågt (P90)	- 610
Ressursutfall høgt (P10)	17 179
Driftskostnader (- 20 pst.)	8 004
Driftskostnader (+ 20 pst.)	6 018
Investeringsbidrag Vega og Vega sør (- 20 pst.)	3 044
Investeringsbidrag Vega og Vega sør (+ 20 pst.)	11 656
Noverdi ved pris på olje, gass og NGL (- 20 pst.)	- 234
Noverdi ved pris på olje, gass og NGL (+ 20 pst.)	14 256

OD og NVE utarbeidde i 2002, etter oppmoding frå departementet, ein studie for å identifisere effektane av, og tiltakskostnadane ved, å hente kraft frå land til drift av innretningar på sokkelen. Studien gav uttrykk for fleire moglege positive effektar av slike tiltak, som til dømes reduserte utslepp av CO₂ og NO_x, reduserte driftskostnader og høgare regularitet. Samstundes viste studien at tiltakskostnadane var svært høge. Bruk av kraft frå land ved framtidige utbyggingar bør sjåast i samanheng med storleiken og tidsperspektivet til prosjekta, for størst mogleg samfunnsmessig nytte av tiltaket.

Det er i dag fleire prosjekt som vurderer energiforsyning basert på kraft frå land, og prognosane for etterspørselen etter kraft frå petroleumsverksemda viser ei svært stor auke fram mot 2014. Auken kjem mellom anna frå prosjekt som Troll, Valhall, Ormen lange og Snøhvit. Dei fleste av desse prosjekta ønskjer å knyte seg til kraftnettet på Vestlandet, og kan bli ein vesentleg utfordring for kraftbalansen i regionane. Departementet vil difor på eit seinare tidspunkt kome tilbake med ei meir omfattande vurdering av moglegheitene og utfordringane med kraft frå land.

Statoil har for utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør vurdert kraft frå land som ei lønsam løysing. Trollfeltet får i dag levert kraft frå same område som Gjøa. Ei eventuell vidareutvikling av Trollfeltet vil føre til auka behov for kraft frå land – av eit vesentleg større omfang enn Gjøafeltet. Det er difor naudsynt å vurdere vidareutvikling av Troll nærare i lys av kraftbalansen i Hordaland. Departementet vil i samband med handsaminga av eit mogleg prosjekt på Troll særskilt vurdere energiforsyninga til prosjektet.

Spørsmålet om tilknyting av petroleumsanlegg til havs til kraftsystemet på land må vurderast opp mot utviklinga i kraftforsyninga nasjonalt og regionalt. Eit viktig høve i den samanheng er at nye nett- og produksjonsanlegg normalt har ei lengre og meir usikker planleggings- og handsamingstid enn sjølv bygginga av den nye forbrukseininga. Det heng saman med at nett- og produksjonsanlegg oftast er omstridt, og at det tar monaleg tid å få fram fullgode konsesjonsvedtak.

Sjølv om kraftbehovet på Gjøa er av mindre omfang, er det viktig å sjå prosjektet i samanheng med den samla energiutviklinga i regionen. Ein tilfredsstillande kraftbalanse og forsyningstryggleik i regionen i åra framover er avhengig av utviklinga i forbruk og produksjon og av overføringsevna i nettet.

Kraftforbruket i Hordaland har i dei seinare åra veksle mykje og vil veksle vidare i åra framover. Vek-

sten er særleg knytt til petroleumsanlegga og særleg leveransane til Troll-anlegget. Det har samstundes kome lite ny produksjons- og overføringskapasitet i området. I åra framover vil det kome ny gasskraftproduksjon frå Mongstad og nokre mindre vasskraftanlegg. Det blir også lagt til rette for utbygging av vindkraftanlegg i regionen. Likevel synest det naudsynt med ei omfattande forsterking av overføringsnettet, for å sikre ein tilfredsstillande forsyningstryggleik i regionen. Det blir arbeidd med planer for fleire prosjekt for å styrke overføringsnettet i regionen, deriblant kraftlina Sima-Samnanger. Prosjektet er omstridt. Forsyninga av Gjøa med kraft frå land og andre forbruksauken knytt til petroleumsnæringa krev på si side ei rask framdrift i dei sentrale prosjekta for styrking av overføringsnettet. Regjeringa vil leggje stor vekt på forsyningstryggleiken i området ved handsaminga av dei aktuelle nettforsterkingsprosjekta.

Statoil har vurdert fleire stader for tilknyting av Gjøa-prosjektet til nettet. Statoil har no ein konsesjonssøknad om kabel mellom Gjøa og Mongstad til handsaming i NVE etter energilova. Denne prosessen er uavhengig av handsaminga av stortingsproposisjonen. Utanom Mongstad er Lutelandet i Sogn og Fjordane foreslått av andre som ei alternativ tilknyting av prosjektet. NVE har bedt Statoil utrede tilknyting til Lutelandet som alternativ. NVE har også fleire førehandsmeldingar og konsesjonssøknader for kraftlineprosjekt på Vestlandet til handsaming.

Ved tilknyting til kraftsystemet på land vil prosjektet måtte halde seg til dei vilkåra som gjeld for kraftmarknaden og tilknyting til overføringsnettet. Dette inneber mellom anna ordinære vilkår i samband med å inngå avtalar om kraftkjøp, tilkopling til nettet og leveringstryggleik.

Utslepp til sjø

Departementet viser til at ulike metodar for reinsing og injeksjon av produsert vatn er vurdert for utbygginga. Reinjeksjon av produsert vatn i reservoaret vil verke negativt for den totale ressursforvaltninga, ettersom det mest sannsynleg fører til tap av ressursar. Sjølv om ei løysing med reinjeksjon vil føre til lågare utslepp av produsert vatn, vil det i tillegg føre til ei monaleg auke i klimagassar. Injeksjon i eit anna reservoar er ei ennå meir teknisk krevjande og kostbar løysing, ettersom det produserte vatnet må fraktast over lengre avstandar før injisering i passande reservoar. Ved injeksjon av produsert vatn har operatøren berekna ein

Tabell 4.3 Vega og Vega sør - følsemdsberekningar frå operatøren

	Noverdi (10 pst.) mill. 2006-kr
Ressursutfall lågt	- 1 033
Ressursutfall høgt	500
Investeringar (+ 20 pst.)	- 522
Operasjonelle kostnader (+ 15 pst.)	- 280
Oljepris 30 USD/fat, gasspris 0,92 NOK/Sm ³	- 676
Oljepris 40 USD/fat, gasspris 1,23 NOK/Sm ³	234

nedgang i noverdien til prosjektet på nærare 1,5 mrd. kroner.

Frå 2006 er utsleppskravet for dispergert olje i produsert vatn på maksimalt 30 mg/l. Ved å nytte EPCON- reinseteknologi, vil utslepp av dispergert olje i produsert vatn som sleppast til sjø reduserast med om lag 67 pst, samanlikna med utsleppskravet. Reinsemetoden er i tillegg eit godt kostnadseffektiv tiltak. Operatøren har valt denne reinsemetoden på bakgrunn av ei totalvurdering av miljømessige, tekniske og økonomiske konsekvensar for handsaming av produsert vatn. Dette er i tråd med målet om null skadelege utslepp til sjø frå St. meld. nr. 58 (1996-97) om bærekraftig utvikling. På denne bakgrunn ser departementet seg einig i val av reinsemetode.

4.2.3.2 Vurdering utbygging av Vega og Vega sør

Utbygging av Vega og Vega sør vil vere eit positivt bidrag for å auke ressursutnyttinga på sokkelen, og kan bli viktig for vidare utvikling av potensielle ressursar i området. I samband med dei siste tildelingane i førehandsdefinerte områder (TFO) er det blitt tildelt leiteløyve i området rundt Vega og Vega sør.

Operatørane for Gjøa, Vega og Vega sør har saman med rettshavarane forplikta seg til å samarbeide om optimalisering av produksjonen frå felta. Oljedirektoratet vil følgje opp dette arbeidet. Departementet vurderer ei slik løysing til å vere naudsynt for ei best mogleg heilskapleg forvaltning av olje- og gassressursane i felta.

Dei totale investeringskostnadene for prosjektet er av operatøren berekna til 7 309 mill. kroner. I tillegg kjem Vega og Vega sør sitt bidrag til Gjøa-installasjonane på 1 906 mill. kroner. Noverdien av prosjektet er av operatøren rekna til 2 634 mill. kroner med 7 pst. diskonteringsrente før skatt. Internrenta for prosjektet er estimert til 14 pst. før skatt. Operatøren har berekna nullpunktspisen for olje

til 29 USD 2006/fat før skatt. I berekningane er det føresettt ein valutakurs på 6,5 NOK/USD, og olje-gass- og NGL prisar på høvesvis 35 USD/fat, 1.08 NOK/Sm³ og 266 USD/tonn.

Operatøren har lagt fram følsemdsberekningar av prosjektet, basert på ei diskonteringsrente på 10 pst., etter skatt konsolidert, som vist i tabell 4.3.

Berekningane frå operatøren viser at prosjektet gjev ein negativ noverdi ved eit lågt ressursutfall, ei auke i investeringskostnader på 20 pst., ei auke i operasjonelle kostnader på 15 pst. og ved ein olje- og gasspris på høvesvis 30 USD/fat og 0,92 NOK/Sm³

Følsemdsberekningar for prosjektet basert på produksjons- og kostnadsprofilar frå operatøren og prispføresetnader samsvarande med det som er lagt til grunn for nasjonalbudsjettet i 2007, viser ei noverdi for prosjektet på 4 273 mill. kroner, og ei internrente for prosjektet på 18,5 pst. Prosjektet viser ein høgare noverdi først og fremst fordi det blir nytta ein høgare prispføresetnad enn det operatøren gjer. Ved inkludering av ressursane og kostnader for Gjøa aukar noverdien for prosjektet til 11 592 mill. kroner og internrenta blir redusert til 14,1 pst. Følsemdsberekningane er vist i tabell 4.4.

Følsemdsberekningane viser at prosjektet er lønsamt, og robust for store endringar i dei fleste usikre faktorane. Prosjektet er likevel ikkje like robust ved negative forandringar i ressursutfallet som for dei andre faktorane.

Desse følsemdsberekningane er monaleg meir robuste enn operatøren sine berekningar. Dette skuldast først og fremst at i operatøren sine berekningar er det nytta ei høgare diskonteringsrente, og noverdiar etter skatt konsolidert. Etter departementet si meining er Vega-prosjektet eit robust og tilfredsstillande prosjekt som medverkar til god ressursforvaltning.

Det er utarbeidd ei konsekvensutgreiing for prosjektet som viser at prosjektet kan gjennomførast innafor akseptable rammer for miljø og fis-

Tabell 4.4 Vega og Vega sør - følsemdsberekingar med prisføresetnader frå NB07 og 7 pst diskonteringsrente

	Noverdi (7 pst.) mill. 2006-kr
Ressursutfall lågt (P90)	- 713
Ressursutfall høgt (P10)	8 770
Driftskostnader (- 20 pst.)	4 715
Driftskostnader (+ 20 pst.)	3 830
Investeringskostnader (- 20 pst.)	5 476
Investeringskostnader (+ 20 pst.)	3 069
Noverdi ved pris på olje, gass og NGL (- 20 pst.)	989
Noverdi ved pris på olje, gass og NGL (+ 20 pst.)	7 556

keri. Det har ikkje kome fram noko i høyringsfråsegnene som tilseier at plan for utbygging og drift for Vega og Vega sør ikkje bør bli godkjend.

4.3 Konsekvensar for budsjettet for SDØE

Gjøa

Utbygginga av Gjøa vil på bakgrunn av informasjon gjeve av Statoil medføre for SDØE 8 160 mill. kroner i totale investeringar, inkludert røyra. Dette medfører om lag 1 382 mill. kroner i investeringar, 27 mill. kroner i kalkulatorisk rente og driftskostnader på 27 mill. kroner for inneverande år. Det er dekning for desse kostnadane innafor rammene for gjeldande budsjett, jf. St.prp. nr. 1 (2006-2007) og Budsjett- innst. S. nr 9 (2006-2007) høvesvis kapittel 2440 post 30 og kapittel 5440 post 24.2 og 24.5.

Vega og Vega sør

Utbygging av Vega og Vega sør felte vil på bakgrunn av informasjon gjeve av Hydro og Petoro medføre for SDØE 2 152 mill. kroner i totale investeringar. Dette medfører om lag 225 mill. kroner i investeringar og om lag 2,5 mill. kroner i kalkulatorisk rente for inneverande år. Det er dekning for desse kostnadene innafor rammene for gjeldande budsjett, jf. St.prp. nr. 1 (2006-2007) og Budsjett- innst. S. nr 9 (2006-2007) høvesvis kapittel 2440 post 30 og kapittel 5440 post 24.2 og 24.5. SDØE er ikkje med i Vega sør.

4.4 Konklusjonar og vilkår

Departementet vil gje løyve til plan for anlegg og drift av gassrøyret frå Gjøa til FLAGS i samsvar med planane operatøren har lagt fram og med dei

merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Gassrøyret må bli førebudd for tilkopling til Statpipe. Dette inneber at teknisk design av røyret og Gjøa-plattformen må vere slik at det ikkje blir lagt føringar for bruken av Statpipe ved ei eventuell framtidig tilknytning. Operatøren må kontakte Gassco for å sikre at dette vilkåret blir oppfylt.
2. Røyret blir dimensjonert for ei levetid på minst 30 år.
3. Prinsipp for og kvalitetsstyring av allokeringssystemet for gass i røyret frå Gjøa og inn i FLAGS, må avklarast og akseptast av Oljedirektoratet. Slik avklaring må skje i god tid før oppstart og senast ved søknad om produksjonsløyve.
4. Løyve for anlegg og drift av gassrøyret vil bli gjeve til eit eget interessentskap bestående av rettshavarane i utvinningsløyve for Gjøa og med dei same eigardelane som dei har i utvinningsløyvet. Interessentskapsavtale for gassrøyret skal sendast departementet for godkjenning.
5. Statoil skal være operatør fram til oppstarten av gassfyllinga i røyret. Gassco AS skal då overta som operatør.
6. Departementet vil på eit seinare tidspunkt kunne påleggje innleming av gassrøyret frå Gjøa til FLAGS i Gassled. Etter eit slikt eventuelt pålegg skal partane forhandle fram vilkåra for innleming. Dersom det ikkje blir semje om vilkåra for innleminga i Gassled innan rimeleg tid, kan departementet avgjere korleis innleminga skal skje, og fastsetje deltakardelen til den einskilde i Gassled etter innleminga. Departementet vil fastsetje eigarfordeling og vilkår som, slik departementet vurderer det, gjev deltakarane rimeleg fortjeneste, mellom anna ut frå investering og risiko.

7. Løyve for gassrøyret gjeld til 31. desember 2028.

Departementet vil ta stilling til korleis tredjeparts tilgang til gassrøyret skal regulerast, anten i samband med at løyve til anlegg og drift vil bli gjeve, eller ved at det blir stilt vilkår om at ein vil kome tilbake til dette på eit seinare tidspunkt.

Departementet vil gje løyve til plan for anlegg og drift av oljerøyret frå Gjøa til Troll oljerøyr 2 (TOR2) i samsvar med planane operatøren har lagt fram, med dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Oljerøyret blir dimensjonert for ei levetid på minst 30 år.
2. Statoil skal vere operatør fram til oljefyllinga i røyrleidningen. Gaz de France skal då overta som operatør.
3. Departementet kan på eit seinare tidspunkt krevje oppretta eit eiga interessentskap for oljerøyret, som består av dei same rettshaverane som i utvinningsløyve for Gjøa.

Departementet vil ta stilling til korleis tredjeparts tilgang til oljerøyret skal reguleras, anten i samband med at løyve til anlegg og drift vil bli gjeve, eller ved at det blir stilt vilkår om at ein vil kome tilbake til dette.

Departementet sluttar seg til plan for utbygging og drift av Gjøa i samsvar med planane operatøren har lagt fram og med dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Før borestart for pilotbrønn i P1-segmentet, og seinast ved søknad om produksjonsløyve, må operatøren framleggje ein plan for korleis produserbar olje i segmentet skal utvinnast.

2. Ved søknad om produksjonsløyve, seinast 6 månader før oppstart, må operatøren leggje fram ein oppdatert dreneringsplan for Gjøa til godkjenning. Planen må vere basert på informasjon frå boring av pilotbrønner, boring av produksjonsbrønner og produksjonssamarbeid med Vega og Vega sør.
3. Gjøa-innretninga sitt skrog og tilhøyrande feltrøyr og fleksible stigerøyr skal bli dimensjonert for ei levetid på minst 30 år.

Departementet gjev si tilslutning til plan for utbygging og drift av Vega og Vega sør i samsvar med planane operatøren har lagt fram, og med dei merknadene som går fram av denne stortingsproposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Ved søknad om produksjonsløyve, og seinast seks månader før oppstart, må operatøren leggje fram ein oppdatert dreneringsplan for Vega og Vega sør til godkjenning. Planen må vere basert på informasjon frå boring av pilotbrønner, boring av produksjonsbrønner og produksjonssamarbeid med Gjøa.
2. Løysinga som blir valt for trykksikring av røyr og stigerøyr, blir gjenstand for ein grundig tredjepartsvurdering, og at endeleg løysing blir funne å vere akseptabel.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Dykkar Majestet godkjenner og skriv under eit framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør.

Vi **HARALD**, Noregs Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjere vedtak om utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør i samsvar med eit vedlagt forslag.

Forslag

til vedtak om utbygging av Gjòa, Vega og Vega sør

I

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Gjòa og plan for utbygging og drift av Vega og Vega sør.

II

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet gjev løyve til plan for anlegg og drift av røyr frå Gjòa.

III

Stortinget samtykkjer i at Petoro AS, som er rettshavar for statens deltakardel (SDØE) kan delta i utbygging og drift av Gjòa, utbygging og drift av Vega og Vega sør, og anlegg og drift av røyr frå Gjòa. SDØE sin del av dei anslåtte investeringskostnadene for utbyggingene utgjer 10,3 mrd. 2006-kroner.

Vedlegg 1

Høyring av konsekvensutgreiinga for utbygging av Gjøa

Programmet for konsekvensutgreiinga for Gjøa vart fastsett av departementet 30. juni 2006. Statoil utarbeidde vidare konsekvensutgreiinga som vart sendt på offentleg høyring 2. oktober 2006, med frist 15. desember 2006. Nedanfor følgjer ei oppsummering av merknader frå høyringsinstansane.

Konsekvensar for miljø

Statens forureiningstilsyn (SFT) bed om at Statoil ved val av utbyggingsløysing legg beste tilgjengelege teknikkar (BAT) til grunn for å oppnå best mogleg miljø- og energioptimal utbygging og drift. Vidare bed dei om utbyggingsløysinga ikkje må leggje avgrensingar med tanke på å bruke effektive teknologiar for å redusere utslepp av NO_x, Voc, klimagassar, utslepp til sjø, støy og akutt forureining. SFT bed i tillegg om at det i vurderinga av avbøtande tiltak for å redusere utsleppa og beskytte naturmiljøet blir teke omsyn til moglege framtidige aktivitetar i området. Dei påpeikar at ved innsending av søknad om verksemdsløyve må valte løysingar bli dokumentert som BAT.

Kommentar frå Statoil:

Miljøutfordringa for Gjøa og tilsvarande felt er å oppnå optimal ressursutnytting på same tid som kraftforbruk, produksjon av produsert vatn og bruk av kjemikaliar blir minimalisert. Det er difor stilt strenge krav i prosjektet for å få den totale miljørisikoen så lav som mogleg, innafor rammer for BAT, HMS-aspekt, og andre prosjektspesifikke aspekt. Den valte utbyggingsløysinga representerer ei balansert vurdering av totale utslepp til luft og sjø.

Utslepp til sjø

Miljøverndepartementet (MD) meiner løysinga som er valt med EPCON-reinseteknologi, ikkje er tilstrekkeleg i forhold til nullutsleppsmålet, og bed difor operatøren om å vurdere løysing for handtering av det produserte vatnet på nytt.

SFT ser positivt på at det blir lagt til rette for gjenvinning av vass- og oljebasert boreslam, og at test og oppreinsking av produksjonsbrønnar vil bli gjort utan utslepp av hydrokarbon til sjø. SFT påpeikar at tilsynet vil følgje med på utviklinga av reinseteknologi, og seier at det kan bli aktuelt å

stille strengare krav til utslepp av produsert vatn seinare. Dei seier også at det berre vil bli gjeve løyve til utslepp av kjemikaliar i svart og rød kategori, dersom det er tunge tekniske- og tryggingssyn for dette.

Norges Fiskarlag meiner det ikkje bør vere forskjell på vilkår som er sett for oljeverksemd i nord og sør, og at den samla negative belastninga på Nordsjøen har auka som følgje av petroleumsvirksomda. Norges Fiskarlag meiner vidare at det må bli sett i gang tiltak som sikrar at utsleppa blir tilnærma null både for produsert vatn og borekaks. Dei meiner at produsert vatn kan vere ein del av årsaka til eit dårlegare miljø for biologiske organismar som raskare kan føre til stress og sjukdom, med påfølgjande auka naturleg dødelegheit for mellom anna fisk.

Havforskningsinstituttet viser til at oljeindustrien har eit uttalt mål om null miljøskadelege utslepp på norsk sokkel, der nye utbyggingar i nordområda får krav om reinjeksjon av produsert vatn. Dei ønskjer at nye utbyggingar i Nordsjøen følgjer same miljøstandard, slik at den totale miljørekneskapen for utslepp til sjø ikkje kjem uheldig ut, men at det skjer innan akseptable tekniske og økonomiske rammer.

Oljedirektoratet (OD) meiner at berekningane av faktor for miljøpåverking (EIF) bør bli oppdatert på grunnlag av nye vassprofilar, vedteken bruk av kjemikaliar og nyare informasjon om BTEX-fjerning med EPCON. Dei ønskjer i tillegg ei forklaring for kvifor reinsing av produsert vatn ved bruk av CTOUR vart forkasta. OD påpeikar at det ikkje er nemnd eventuelle konsekvensar av utslepp av store mengder kjølevatn som inneheld kopar og klor. Dei forventar at dette vil vere ein del av søknaden om utslepp til SFT seinare.

Kommentar frå Statoil:

Reinjeksjon for trykkstøtte i Gjøareservoaret har vist ikkje å gje ei positiv tilleggseffekt av verdi med tanke på auka utvinning. Reinjeksjon fører i staden med seg tap av ressursar. Eit reinjeksjonskonsept vil vere samansett av energikrevjande injeksjonspumper med tilhøyrande utstyr på plattform, minimum to ekstra dumpebrønnar må bli bora og tilsvarande to

ekstra røyr må bli installert for transport av produsert vatn. Løysinga fører til ei auke i totalforbruk av straum på meir enn 5 MW, og overskrider med det makseffekten på kraftkabelen frå land. Eigne drivarar offshore for injeksjonspumpene vil bety auka utslepp av NOX og CO₂. I tillegg er investeringskostnadene tidlegare rekna til å vere større enn prosjektet kan bere. Miljøtiltakskostnaden for reinjeksjon samanlikna med reinsing er monaleg høgare enn etablerte kostnad – nytte referanseverdiar. Når det gjeld deponering har feltet ingen nærliggjande reservoar som kan ta imot vatnet.

Reinsing ved bruk av EPCON er vurdert som BAT for utbygginga av Gjøa. Planleggjinga av feltet er basert på ei balansert totalvurdering av utslepp til luft og utslepp til sjø.

Ingen av reinseteknologiane CTour og EPCON vil fjerne tungmetall eller radioaktive stoff som finnest naturleg i det produserte vatnet. Då valet av reinseteknologi vart gjort, var operasjonstrykka i anlegget på eit nivå som gjorde det vanskeleg å nytte CTour. I tillegg var mengda tilgjengeleg kondensat i prosessen avgrensa. Basert på ny produksjonsprofil, informasjon om bruk av kjemikaliar slik det er i dag, og erfaringsdata om fjerning av BTEX for EPCON har Statoil gjennomført nye EIF-rekningar for dei tre alternativa:

- konvensjonell reinsing
- EPCON
- EPCON pluss CTour.

Det er gått ut frå eit innhald av dispergert olje i det produserte vatnet på 10 ppm for EPCON og 7 ppm for EPCON pluss CTour. Total EIF blir som forventet redusert ved bruk av EPCON (EIF=120) og ved bruk av EPCON pluss CTour (EIF=133), i forhold til konvensjonell reinsing (EIF=238). Det er liten forskjell i EIF verdien mellom bruk av berre EPCON og bruk av EPCON pluss CTour. Sjølv om bidraget av naftalener, fenoler og alifater blir redusert meir ved EPCON pluss CTour, vil auken i BTEX (frå 6,0408 ppm med EPCON til 21,1429 ppm med EPCON pluss CTour) medføre at EIF-verdien ikkje blir redusert. Verdien blir faktisk høgare. Implementering av CTour vil derfor ikkje gje eit betre resultat enn ved å berre bruke EPCON. EPCON er godkjent som løysing for fleire felt gjennom nullutsleppsarbeidet, og er ei meir robust løysing enn CTour med tanke på driftstryggleik, og prosessvilkår.

Ei meir detaljert skildring av resultatene vil bli gjeve i utsleppssøknad for drift av feltet.

Statoil noterer seg fråsegna frå SFT om at krava til utslepp av produsert vatn kan bli strengare i framtida. Det er avsett plass og vekt til installering av nytt utstyr, som kan bli nytta dersom det viser seg at

anlegget ikkje oppfyller tilfredsstillande reinsing eller nye framtidige krav.

Planleggjing av boring på Gjøa er basert på minimalisering av boreavfall, resirkulering av borevæske og at ein berre skal bruke miljøgodkjende kjemikaliar, først og fremst grøne, kanskje nokre gule kjemikaliar. Fråsegnene frå SFT, om at det vil bli gjeve løyve til utslepp i svart og rødt kategori viss det foreligg tungvekta tekniske og tryggingss omsyn, blir tatt til følge. Statoil vil ha fokus på dette fram mot utarbeiding av søknad om utslepp for boring og drift av feltet.

Utslepp av borekaks frå boring med vassbasert borevæske vil gje ein viss lokal sedimentasjon, forventet i nærområda i form av fysisk nedslamming eller fysiske effektar av partikulært materiale. Fordi slike effektar påverkar eit svært lite areal har dette avgrensa verdi i lokal eller regional samanheng. Kjemiske sambindingar som inngår i vassbaserte borevæsker vil i mindre grad binde seg til kaksen som sedimenterer i nærområdet til feltet, men følgjer i stor grad vassstraumen og bli spreidd over større areal. I hovudsak er borekjemikaliene som blir sleppt ut karakterisert som grøne i følge PLONOR-lista til OSPAR, over stoff som er vurdert til å ingen eller svært liten negativ miljøeffekt.

I samband med utarbeiding av den regionale konsekvensutgreiinga i Nordsjøen er det gjennomført EIF-rekningar, som gjev eit inntrykk av korleis ulike kjelder kvar for seg og samla bidreg til miljørisikobiletet. Resultata viste at vassvolumet der ein ikkje kan utelukke potensielle skadelege effektar på marine organismar er avgrensa til nærområdet til utsleppspunkta, med unntak av Tampen NV, Troll B og Oseberg F. Nordsjøen nord, der Gjøa er lokalisert, står for dei største utsleppa av produsert vatn og har difor størst risiko uttrykt som EIF. Dette er også eit område der fleire fiskeslag har gyteområde slik at gyteprodukt kan bli eksponert for produsert vatn.

Til orientering vil det bli gjennomført berekningar for EIF for boring. Resultata vil bli omtalt i utsleppssøknad for produksjonsboring på feltet. Eventuelle konsekvensar av utslepp av kjølevatn som inneheld kopar og klor vil inngå i utsleppssøknad for drift av feltet.

Trass i mykje forskning på området finnest det ingen undersøkingar som viser at fisk på bestandsnivå blir påverka av utslepp av produsert vatn. Bestandssystemet er eit dynamisk system og det vil naturleg, vere vekslings i bestandsnivåa. Førvarprinsippet blir lagt til grunn for å redusere eventuelle skadeverknader. Vi viser til regional konsekvensutgreiing for Nordsjøen for oppdatert skildring av bestandsnivå i Nordsjøen.

Utslepp til luft

OD meiner at bruk av kraft frå land og ein låg-NOx turbin med varmegjenvinningsanlegg for drift av ein gasskompressor er ei god teknisk løysing for feltet.

SFT ser også positivt på tilførsel av kraft frå land, fordi dette inneber reduserte utslepp til luft. Dei ser på skildringa av kriterie for val av borerigg og utslepp til luft frå denne som mangelfull i konsekvensutgreiinga. Dei forventar at Statoil søkjer å velje ein borerigg som har dieselmotorar med høg verknadsgrad, lågt forbruk av drivstoff, og reduserte NOx-utslepp. SFT forventar i tillegg at diesel som blir brukt har eit så lågt svovelinnhald som mogleg slik at utslepp av svovel blir minimalt. SFT forventar at dei vil vere utstyrt med låg- NOx teknologi. Dei forventar at selskapet vel den typen leggjefartøy som fører minst utslepp til luft med seg.

Sogn og Fjordane fylkeskommune stadfestar at kysten av Sogn og Fjordane ligg særleg utsett til med tanke på forsuring og skade frå akutte, så vel som regulære utslepp. Dei påpeikar at den beste tilgjengelege teknologien må bli nytta.

Kommentar frå Statoil:

På grunn av den strame marknaden for boreriggar i dag finnest det ikkje reelle moglegheiter for vurdering av ulike riggar for boring på feltet. Ved val av borerigg var prosjektet underlagt klare avgrensingar. Val av borerigg er no teke; Transocean Searcher vil bli nytta til boring på feltet. Leverandøren har gjeve beskjed om at riggen har dieselgeneratorar av standard type (ikkje låg-NOx). Dette er rapportert som eit avvik i forhold til det styrande dokumentet operatøren har for boring. Det er stadfesta frå leverandøren at naud- og reservegeneratorane på produksjonsplattforma vil bli levert med låg-NOx teknologi.

Eit dynamisk posisjonert røyrleggingsfartøy (DP-fartøy) brukar olje til drift av motorane som held fartøyet i posisjon. Eit «ankerdrive» leggjefartøy har to til tre ankerhandteringsfartøy som brenn diesel kontinuerleg for å kunne flytte ankera. Dessutan har også eit slikt leggjefartøy eit ganske stort oljedrive kraftverk ombord for å skaffe energi til alle naudsynte funksjonar. Det vil truleg ikkje vere nokon stor forskjell i utsleppa frå dei to ulike typane leggjefartøy. Det mest føremålstenlege fartøyet for å få gjennomført prosjektet vil bli valt.

Gjennom heile planlegginga av utbygginga har det vært stort fokus på bruk av BAT og implementering av prinsippet om risikoreduksjon (ALARP-prinsippet). Løysinga med bruk av kraft frå land fører med seg ein årleg utsleppsreduksjon av NOx globalt

på opptil 100 tonn pr år. Løysinga er vurdert som BAT for utbygginga.

Utsleppa av NOx frå petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er ei stor NOx-kjelde og har sannsynlegvis innverknad på forsuringssituasjonen. Områda som får overskridingar i forhold til tålegrensa for forsuring er lokalisert på strekninga Nordfjord til Nord-Trøndelag. Såleis vil ei auke i NOx-utsleppa verke negativt inn på desse områda. Ved å hente kraft frå land i staden for kraft produsert offshore, vil lokale utslepp av NOx bli redusert. Utslepp knytt til utbygging, anlegg og drift av Gjøa tilsvarar derfor maksimalt berre 0,4 pst. av dei totale utsleppa i Nordsjøen, og kan såleis bli sett på som eit marginalt bidrag.

Fiskeriverksemda

Fiskeridirektoratet viser til at feltet ligg i eit område med lite fiskeriverksemd, der det berre i periodar er noko spreidd aktivitet med garn og line. Dei påpeikar at det er viktig at aktivitetar i samband med utbygginga og legging av oljerøyr blir kunngjort på ein god måte for å unngå konflikter som ikkje er naudsynte. Vidare meiner dei at dersom det blir nytta ankerbasert leggjefartøy, må det bli teke ut eit område i samarbeid med utbyggar og Fiskeridirektoratet for kartlegging av ankermerke. Likeeins bør ein starte eit samarbeid med omsyn til endeleg trasè, spesielt i forhold til kryssing av eksisterande røyr som Visund-Kvitebjørn og Statpipe.

Norges Fiskarlag understrekar at skildringa av bestandar for dei følgjande åra kan bli endra, slik at minimalisering av moglege operasjonelle konflikter for fiskeria må bli lagt vekt på.

Kommentar frå Statoil:

Fråsegna frå både Fiskeridirektoratet og Noregs Fiskarlag blir teke til følge, og teke omsyn til i den vidare planlegginga av prosjektet. Statoil stiller seg positiv til kartlegging av ankermerker, dersom dette blir nytta i samband med legging av gassrøyr. I så tilfellet vil område for kartlegging bli diskutert med Fiskeridirektoratet. Det vil bli teke kontakt med direktoratet i løpet av 1. kvartal 2007 om forhold knytt til endeleg trasèval for gasseksportrøyr.

Konsekvensar for sjøfugl

Direktoratet for naturforvaltning meiner at konsekvensane for sjøfugl er for lite vektlagt i kapittel 4 og kapittel 8 i konsekvensutgreiinga, med tanke på at dei største miljøkonsekvensane knytt til akutte oljeutslepp i hovudsak er påfølgjande skade på sjøfugl. I utgreiinga saknar dei ei grundigare og meir samla vurdering av konsekvensar for dei ulike

artene. Direktoratet meiner også at meir av bakgrunnen for miljørisikovurderinga bør kunne bli flytta over i sjølve konsekvensutgreiingsdokumentet.

Kommentar frå Statoil:

Konsekvensutgreiinga skal gje ei samla skildring av tidlegare planleggjing av prosjektet i forhold til miljøforhold og dei underlagsrapportar som er utarbeidd som ein del av konsekvensutgreiinga. Heile underlagsdokumentasjonen blir gjort tilgjengeleg på internett. Statoil påpeikar at miljørisikoen for feltet er svært låg, og meiner at konsekvensar for dei ulike artane er godt nok dekkja. Etter gjeldande praksis blir ikkje detaljar gjenteke i sjølve konsekvensutgreiingsdokumentet.

Habitat på botnen

MD viser til at det ikkje er identifisert førekomstar av korallar i samband med kartleggjingane som er gjennomført i tilknytning til utbygginga, og at nye undersøkingar vil bli gjennomført for trasè for røyr. Dei bed om at Direktoratet for naturforvaltning og Havforskningsinstituttet blir kontakta, og at avbøtande tiltak blir vurdert dersom slike førekomstar blir identifisert.

Direktoratet for naturforvaltning seier at dei ser positivt på kartleggjinga av korallar, men ber om at sårbare botnhabitat som svampar får den merksemda som er naudsynt.

SFT leggjer til grunn at utbyggar ved val av leggjefartøy i samband med legging av røyr, tek vare på omsyn til botnlevande organismar. SFT forventar at Statoil vel best mogleg trasè for legging av røyr og straumkabel for å redusere grusdumpingsvolum, arealbeslag og forstyrring av havbotn. Dei påpeikar at det i samband med legging av røyr, plassering av eventuelle anker samt utslepp av vassbasert kaks blir teke omsyn til svamp og andre botnlevande organismar i området, inkludert kartleggjing av korallar.

Fylkesmannen i Sogn og Fjordane seier det ser ut som om trasè for sjøkabel for kraftforsyning går gjennom det føreslåtte området for marin verneplan (kandidatområde Utvær- Holmengrå, førebels plassert i gruppe C) og merkar seg at eventuelle konsekvensar av sjøkabelen for verneplanen ikkje er vurdert. Dei bed difor om at det blir avklart om sjøkabelen vil medføre eventuelle konsekvensar for framtidig vern av området.

Kommentar frå Statoil:

Dersom det i samband med kartleggjinga blir identifisert førekomstar av korallar vil utbyggingsoperatø-

ren ta kontakt med Direktoratet for naturforvaltning og Havforskningsinstituttet. Basert på kartleggjing vil trasèar bli optimalisert med tanke på minimalisering av grusdumping, arealbeslag og forstyrring av havbotn.

Det vil bli gjennomført grunnlags- og borestadsundersøkingar samt kartleggjing av trasè for røyr. Moglege korallar blir oppdaga ved ROV-basert multistrålekartleggjing, men sidan det er vanskeleg å skilje korallar frå stein akustisk, vil det også bli gjort visuell dokumentasjon ved ROV. Vanlegvis blir senterlinja visuelt dokumentert ved ROV, og det vil då vere mogleg å dokumentere svampar. Dette er ikkje vanleg å gjere og vil krevje ein omfattande gjennomgang og rapportering. Dersom det under kartleggjinga av korallar blir gjort funn av svampar vil det bli vurdert å undersøkje delar av området for å dokumentere utstrekning av eit slikt eventuelt funn. Etter det operatøren kjenner til er det ikkje registert førekomstar av korallar i områda der felttrøyr eller eksporttrøyr skal leggjast. Svampar har heller ikkje vore observert i samband med kartleggjing av røyrt-raséar i dette området. Operatøren forventar heller ikkje å finne signifikante korallrev eller samlingar av svampar i området ut frå kjente generelle data frå norsk sokkel.

Det er føreslått, men ikkje vedtatt, at området skal inngå i neste fase av arbeidet med ein verneplan. Trasè for kraftkabel vil gå utanfor området og installasjon av kraftkabel er ikkje vurdert til å vere i konflikt med verneformålet eller få konsekvensar for mogleg framtidig vern av området. Vidare vil kabelen ikkje vere i konflikt med verneformål med sjøfugl, ettersom kabelen er plassert på sjøbotnen. Ein kabel på sjøbotnen vest for øyene vil heller ikkje vere i konflikt med verneformål for skjergard.

Oljevernberedskap

Fiskeridirektoratet peikar på at det må bli teke omsyn til at utbygginga av Gjøa blir det olje- og gassfeltet som ligg mest kystnært i eit forholdsvis vêrhardt område på norskekysten. Dei viser til at det er stor skipstrafikk i området. Fiskeridirektoratet meiner difor at det må bli retta ekstra merksemd mot feltet både med omsyn til overvaking og beredskap.

Sogn og Fjordane fylkeskommune seier at kysten av Sogn og Fjordane ligg særleg utsett til i forhold til akutte utslepp. Dei meiner difor at oljevernberedskapen må bli oppgradert for å minimalisere verknad i forhold til forsuring og skade frå akutte og regulære utslepp.

Havforskningsinstituttet viser til at for akutte uhell er det identifisert verdsette økosystemkom-

ponentar i influensområdet til Gjøa. Dette omfattar sildelarver, sjøfugl, havert og steinkobbe i yngleperioden og strandsoner. I tillegg er det oppdrettsverksemd i området. HI meiner vidare det er viktig at oljevernberedskap blir planlagt i forhold til dei utfordringane som er i området.

SFT forventar at operatøren vil gjennomføre ei oppdatert analyse av beredskapsbehovet for å synleggjere eventuelle auka systembehov, samt ha ein dekkjande beredskapsplan før aktivitetane startar. Dei forventar i tillegg at forvittringsstudie og dispergeringstestar blir gjennomført så snart det let seg gjere. SFT peikar på at dei vil kunne stille krav til beredskap i samband med søknad om løyve til verksemd i medhald av Forureiningslova § 40, jfr. Aktivitetsforskrifta § 64.

HAFS-regionråd meiner at utbygging og drift av feltet påfører regionen risiko for miljøskader fordi eventuelle utslepp frå plattformen vil skje svært nære land og i gyteområde for viktige fiskeartar for lokale fiskarar.

Kommentar frå Statoil:

Oljeberedskapen vil bli planlagt i forhold til utfordringane i området. Det er allereie gjennomført grundige analysar knytt til faren skipstrafikken i området kan utgjere. Prosjektet har i alle fasar hatt høgt fokus på overvaking og beredskap, knytt til både trygging- og miljøforhold. Blant anna er stad for plattformen flytta lengre vest for å redusere risiko forbunde med skipstrafikk til eit så lågt nivå som mogleg (ALARP-prinsippet). I forhold til overvaking vil det bli implementert naudsynte tiltak innan miljø og tryggleik. Ein risiko- og beredskapsanalyse vil bli gjennomført, samt ein systembehovsanalyse på oljevern som vil gje naudsynt informasjon for etablering av ein fullstendig beredskapsplan for oljevern som omfattar både utbyggings- og driftfasen. NOFOS regionale planverk er for tida til oppdatering og utbygginga av Gjøa inngår i denne. Oljevernberedskapen blir planlagt ut ifrå dei behova som blir avdekkja i analysen. Dersom det viser seg at det er behov for ei oppgradering av beredskapen vil dette bli gjort.

Kommentaren om at SFT kan stille spesifikke krav til beredskap i samband med søknad om løyve til verksemd blir tatt til følge. Forvittringsstudie og dispergeringstestar vil bli gjennomført så snart det let seg gjere.

Eksportløyising

Hordaland fylkeskommune, Sogn og Fjordane fylkeskommune og Fagforbundet for industri og energi (Industri Energi) meiner at eksportløyisinga

er i strid med prinsippet om å føre i land rikgass for prosessering i Noreg.

Hordaland fylkeskommune er kjend med at det blir arbeida med planar for utviding av kapasiteten for gasshandsaming på Kollsnes og for eit nytt eksportrøyr som skal dekkje transportbehovet for gass frå Norskehavet til Europa via Kollsnes. Samkøyring av kapasitetsutviding på Kollsnes og utbygging av Gjøa, Vega og Vega sør vil etter fylkeskommunen sitt syn vere ei rettare og meir naturleg utbyggingsløyising for dei tre prosjekta. Fylkeskommunen bed difor om at ei slik løyising blir utreda nærmare.

Sogn og Fjordane fylkeskommune, HAFS-regionråd og Industri Energi meiner at brønnstraum frå Gjøafeltet må først til Lutelandet for prosessering, som vil sikre norsk rikgass, som kan integrerast med dei etablerte olje- og gassystema på Mongstad og på Kollsnes på ein god måte. Løyisinga er presentert for utbyggingsoperatøren.

Sogn og Fjordane fylkeskommune påpeikar at i eit samfunnsøkonomisk perspektiv må økonomien i feltet bli sett i samband med økonomien i andre felt som vil dra nytte av den infrastrukturen som blir etablert for feltet. På grunnlag av at Gjøa er eit sentralt element i ei områdeløyising, meiner dei det er grunn til å tru at plattformen vil produsere langt utover den planlagte produksjonsperioden på 15 år. Vidare meiner dei at dette svekkjer argumentet om at ein ikkje kan byggje ut norsk kapasitet for å støtte eit kortvarig behov.

Industri Energi meiner at gassterminalar og gasshandsamingsindustri er svært verdiskapande industrianlegg. Det finn heller ikkje noko samfunnsøkonomisk grunngeving for utbyggingsoperatørens konklusjon. Dei seier vidare at sentrale styresmakter ikkje får alternativa til vurdering, berre konklusjonen utvinningsløyva kjem fram til etter å ha optimalisert ut frå reine selskapsvurderingar. Industri Energi vurderer dette som lite tilfredsstillande med tanke på det overordna målet og intensjonen i petroleumsloven om at petroleumsverksemda skal styrast til beste for samfunnet.

HAFS-regionråd meiner at den utbyggingsløyisinga som er valt er uakseptabel og at utbygginga ikkje kan skje i tråd med den. Dei seier vidare at innbyggjarane i HAFS-regionen tar ein stor del av miljørisikoen utan at regionen får del i sysselsetting og inntekter knytt til utbygginga i det heile. Dei meiner difor at regjeringa ikkje kan tilråde, og at Stortinget ikkje kan godkjenne ei utbygging i tråd med den som kjem fram av konsekvensutgreininga. Dei meiner at Asterofunnet til Hydro, samt funna Peon og Agat kan bli knytt opp mot Gjøa, i tillegg til andre moglege framtidige funn i området.

Ved å byggje ny infrastruktur for eksport av rikgass frå Gjøa og inn i britisk sektor, blir ikkje eksisterande norsk infrastruktur for gasseksport brukt. For HAFS regionen betyr dette at ressursar som ligg heilt inntil kysten i dette området blir utvinne og eksportert utan positive ringverknader i regionen. Dei meiner difor at utbygging av Gjøa ikkje kan finne stad før ilandføring av brønnstraum til Lutelandet er skikkeleg utreda.

Kommentar frå Statoil:

Gjøa vart påvist allereie i 1989, og ulike operatørar har vurdert ei rekke utbyggingsløysingar, deriblant ilandføring av gass både til Kollsnes, Kårstø og mot UK. Rettshavarane i Gjøa har også i samarbeid med mellom anna Gassco gjort ei omfattande vurdering av alternative transportløysingar, blant anna ilandføring til Kollsnes og bruk av Tampen link.

Gjøa er eit marginalt felt som ikkje vil kunne finansiere utbygging av ny infrastruktur eller kostnadene ved utviding av handsamingskapasitet på Kollsnes eller Kårstø. Operatøren har i samråd med operatørar for andre prosjekt i området (Troll vidareutvikling, Vega, Vega sør, Astero) vurdert ei samla utbygging av desse prosjekta og ilandføring av Gjøa til Kollsnes. Prosjektøkonomien vil i dette tilfellet bli negativ for Gjøa. Ei utbygging av kapasiteten i det norske transportsystemet i samband med Troll vidareutvikling vil uansett ikkje bli bestemt før tidligast 2007.

Tilgjengeleg kapasitet i det eksisterande norske transport- og prosesseringssystemet er ikkje tilstrekkeleg, og ilandføring på Kollsnes eller Kårstø vil føre med seg store investeringar for ei kortsiktig utnytting, medan det er ledig kapasitet i det britiske transportsystemet. Bruk av FLAGS mot St. Fergus i Skottland er det klart beste økonomiske alternativet for Gjøa, og prosjektet har difor valt å gå vidare med denne løysinga.

Gjøa-feltet ligg vest for Florø, og det er om lag 45 km til land. Ilandføring til Lutelandet vil krevje etablering av fullstendig ny infrastruktur, noko som Gjøa-prosjektet ikkje kan bere økonomisk. Mangel på infrastruktur i dette området ville føre til dramatisk høgare kostnader enn ved ilandføring til Kollsnes. I tillegg vil oppstart av prosjektet bli utset endå meir. Lutelandet er såleis ikkje eit aktuelt ilandføringsalternativ.

Tampen link har vore vurdert som tilknytingspunkt til FLAGS for gasseksport frå Gjøafeltet. Bruk av Tampen Link vil berre medføre ein marginal reduksjon (10-12 km) i lengde på gassrøyret samanlikna med eit direkterør, og sparinga står ikkje i forhold til dei tekniske problema som er samanbunde

med eit trykksikringssystem under vatn. Krava til trykksikring av gassrør på Gjøa er vesentleg skjerpa i forhold til dei som gjeld for et direkterør. Dette skuldast at operasjonstrykket i Tampen Link er høgare enn i FLAGS. Det er dessutan tilrettelagt for ei mogleg tilknyting av Gjøa-gassrør til Statpipe frå 2021.

Det er vidare viktig å innsjå at Gjøa er eit svært krevjande reservoar å produsere frå. Ei utbygging på havbotnen med overføring av brønnstraum til Kollsnes (eller Lutelandet) kan gje monaleg lågare utbyggingskostnader på feltet, men vil på same tid føre til monaleg redusert utvinning. Til dømes vil det ikkje være mogleg med lågtrykksproduksjon, som åleine fører til om lag 20 pst. lågare utvinning av olje og gass.

Tal for sysselsetting som er gjeve opp i konsekvensutgreiinga er basert på investeringstal og føresetnader våren 2006. Seinare er investeringsprofilane og føresetnadene endra noko. Kapittel 3 i konsekvensutgreiinga viser oppdaterte føresetnader for regionen.

Kraftløysing

Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) tar konsekvensutgreiinga til følgje. NVE peikar på at dei vil følgje opp planar for utbygging av forbruk, kraftnett og produksjon av kraft i BKK-området i tida framover, gjennom å analysere kraftbalansen og forsyningstryggleiken. Vidare vil dei sjå på om planane for Gjøa og vidareutvikling av gasseksport frå Trollfeltet har noko å seie i den samanhengen.

SFT saknar ei utgreiing knytt til overføringskapasiteten til den valte kraftoverføringskabelen.

Statnett viser til at Mongstad ligg i eit område med andre petroleumsbaserte industrianlegg der det er forventa ei ganske stor auke i kraftbehovet. For å sikre den regionale kraftforsyninga arbeider Statnett med planar om bygging av ein 420 kW lei-dning Sima - Samnanger som tidlegast kan vere i drift frå rundt år 2010. Forsyninga til Gjøa-plattformen er med på å auke behovet for lei-dninga. Dei forstår det slik at utbygginga av Vega skal få straumforsyninga si frå Gjøa, noko som aukar effektbehovet frå Mongstad endå meir.

Sogn og Fjordane fylkeskommune meiner at straum frå land bør hentast frå Lutelandet i Sogn og Fjordane. SFF viser til at i Sogn og Fjordane har kraftoverskot, og peikar på at Bergensregionen har store utfordringar i vente med tanke på å dekkje opp auka kraftterspurnad.

HAFS-regionråd støttar høyringsfråsegna frå Sogn og Fjordane fylkeskommune om å hente straum frå land frå Lutelandet.

Kommentar frå Statoil:

Fråsegna til NVE blir tatt til følgje.

Ei slik løysing fører til eit kraftbehov på opptil 40 MW, som er basis for design av anlegget. Ettersom tap i full last er 5 pst., fører dette til om lag 42 MW levert frå land. Spenninga på overføringa er rundt 90 kV, som blir regulert ved hjelp av transformator på land slik at spenninga på Gjøa blir halde tilnærma 90 kV. Energiverk Mongstad (EVM) var ikkje forutsett i avgjerda med omsyn til Gjøa, men vil medverke positivt, hovudsakeleg gjennom redusert overføringstap og ei viss auke i regulariteten. EVM er nå avgjort utbygd og underbygg at avgjerda om tilknytning til nettet ved Mongstad var og er eit robust og sikkert val.

Statoil tek fråsegna frå Statnett til orientering og understrekar at straumbehov knytt til drift av Vega er dekkja av behovet som er oppgitt for Gjøa. Effekthovet på Mongstad vil difor ikkje auke endå meir.

Elektrifisering av Gjøa har vært ein lang prosess og var i utgangspunktet ikkje ei sjølvstendig løysing. Før Gjøa tok si avgjerd om elektrifisering, og deretter bruk av Mongstad for levering av straum, vart alle potensielle, nærliggjande forsyningsstader vurdert. Dette inkluderte Askvoll og Florø i Sogn og Fjordane. Kriteria var at tilknytingspunktet kunne tilby følgjande:

- 2 x 40 MW
- Høg pålitelegheit og kvalitet i samband med straumleveransen
- Enkel integrering og oppkopling til eksisterande landforsyning
- Lett tilgang på inspeksjon og vedlikehald

Resultata av vurderingane viste at berre Mongstad-alternativet kunne møte desse kriteria. Energiverk Mongstad (EVM) representerte i tillegg ein oppside for ytterligare robustgjøring av løysningen. EVM vil stå klart og i drift ved årsskiftet 2009/2010. Når Gjøa kjem i drift i 2010 vil det medverke til ytterlegare forbetring av verkingsgrada på EVM og totalt sett gjev Gjøa si utnytting av EVM ei god løysing for miljøet.

Lutelandet har ikkje vore tilgjengeleg, og dermed heller ikkje eit realistisk alternativ til Mongstad. Det blir understreka at ei slik løysing heller ikkje vart lansert i samband med forslag til program for konsekvensutgreiing for Gjøafeltet som var på høyring våren 2006. Endelig utgreiingsprogram for utbygginga blei godkjent av Olje- og energidepartementet i juli 2006. Lutelandet som tilkoplingsstad for kraftkabel vart lansert i samband med politiske møte vedrørande base- og logistikkverksemd med Gaz de France i august 2006. Det finnest i dag verken infrastruktur

i form av vegar, straumtilførsel, teletilkopling eller bygningsmasse. Heller ikkje føreligg det vedtak om bygging av ei forsyningsløysing som vil møte dei same kriteria som Mongstad allereie gjer, utan EVM. Ein kortare straumkabel vil i denne samanheng ikkje ha noko å seie.

Gjøa-utbygginga er basert på optimal utnytting av eksisterande infrastruktur, både med omsyn til gassleveransar, oljetransport og elektrifisering. Dette er utgangspunktet for at det er mogleg å realisere prosjektet, og det legg til rette for at ei gjennomføring kan skje innafor tids- og kostnadsrammene i utvinningsløyvet.

Kostnadsbiletet knytt til å etablere ein infrastruktur i form av vegar, straumtilførsel, teletilkopling, bygningar og liknande i eit urørt og ikkje busett område på Lutelandet, er ikkje tilgjengeleg på eit kostnadsnivå som kan samanliknast med PUD-estimaten for Gjøa. Basert på svært grove overslag vil kostnadsnivået vere om lag 300 millionar NOK +/- 50 pst. Kostnadar knytt til ein forsinka oppstart av Gjøa på til dømes ett år, ved at straumforsyning ikkje er tilgjengeleg, kan raskt være oppe i ein heilt annan storleik. I tillegg kjem utgreiingsbehov og konsekvenshandtering på land og i nye, til dels beskytta område.

Dersom Lutelandet skulle realiserast vil ei framføring av elektrisitetsforsyning til området gjev Gjøa uvisse med omsyn til regularitet av krafttilførsel, drift og vedlikehald, og auka utgifter i samband med nye linjer med meir. Potensialet ligg i kortare kabel, men det er liten grunn til å tru at det veg opp for kostnadene det nye anlegget vil påføre utbygginga.

I tillegg kjem tapa prosjektet måtte ta i samband med allereie gjennomført arbeid, nye studiar både i samband med flytaranlegget, installasjonar på havbotnen, surveys, ilandføring og tilkoplingspunkt, samt inngåtte forpliktingar, forsinka oppstart og utsette inntekter frå sal av olje og gass.

Geografisk tilknytning (driftsorganisasjon og basar)

HAFS-regionråd peikar på at ei utbygging av Gjøafeltet slik det no er planlagt ikkje gjev målbare inntekter til HAFS-regionen. Dei meiner difor at utbygging av Gjøafeltet må skje på ein måte som gjev ny aktivitet og sysselsetting i HAFS-regionen.

Hordaland fylkeskommune merkar seg at Gaz de France skal legge driftsorganisasjonen for Gjøa til Stavanger, medan både Vega og Troll sine driftsorganisasjonar ligg i Bergen. I konsekvensutgreiinga for Vega peikar Hydro på at drifta av Vega må samordnast med andre felt for at utbygginga skal vere økonomisk forsvarleg. Dei bed difor om at driftsorganisasjonen for Gjøa blir lagt til Bergen.

Sogn og Fjordane fylkeskommune viser til at trass i at fylket har låg del av sysselsettinga i petroleumsnæringa har Florø etablert ein god infrastruktur. Dei peikar på at Florø ligg svært nær Gjøafeltet, og i samband med transport til feltet er det eit stort potensial for økonomisk gevinst, reduserte klimagassutslepp og redusert tryggingseksponering. Dei meiner at driftsorganisasjonen for Gjøa må bli lagt til Florø, og at all frakt av personell, forsyning av utstyr samt vedlikehald og lagring av utstyr må gjerast ut frå Florø både i utbyggings- og driftsfasen.

Kommentar frå Statoil:

Gass og kondensat frå Vega og Vega sør blir eksportert og prosessert på Gjøa, og inngår dermed i arbeidet som driftsorganisasjonen til Gjøa vil stå ansvarleg for. Det vil dermed ikkje bli etablert nokon stor organisasjon for drift av Vega og Vega sør i Bergen.

Det vil vere svært vanskeleg å etablere ein driftsorganisasjon i Florø med tilstrekkeleg tung kompetanse, ettersom størstedelen av aktuelle kandidatar til driftsorganisasjon for Gjøa er i Stavangerområ-

det. Det er bestemt at logistikkfunksjonen blir lagt til Florø, og at ein skal fortsette dialogen med aktuelle leverandørar i Florø-regionen med tanke på kvalifisering for driftsstøtte og vedlikehaldsoppgåver på land.

All planlagt transport til feltet vil i prinsippet skje frå Florø. Av praktiske omsyn bør det likevel vere mogleg å transportere ei last direkte til feltet, dersom lasta i utgangspunktet er på Ågotnes eller ved ein annan base på vestlandet.

Kapasiteten på helikoptera i Florø er pr i dag nær fullt utnytta. Flesland gjev auka fleksibilitet og kapasitet på helikopteravgangar samanlikna med Florø. Flesland har også betre kommunikasjon med fly- og båttransport, og betre overnattingstilbod. Flesland er difor valt for transport av personell i borefasen. I samband med lagring av utstyr er det no skissert ei løysing der ventilert og tilhøyrande utstyr vil bli skipa og lagra i Florø, og det resterande av røyr, botnrammer og utstyr vil bli skipa frå CCB i Bergen. Både Statoil og Gaz de France meiner at dette er ei akseptabel løysing.

Vedlegg 2

Høyring av konsekvensutgreiinga for utbygging av Vega og Vega sør

Program for konsekvensutgreiing for Vega og Vega sør vart fastsett av Olje- og Energidepartementet 11. juli 2006. Hydro utarbeidde vidare konsekvensutgreiinga som blei sendt på offentleg høyring 8. oktober 2006 med frist 22. desember 2006. Nedanfor følgjer ei oppsummering av merknader frå høyringsinstansane.

Generelle kommentarar

Arbeids- og inkluderingsdepartementet har innhenta fråsegn frå Petroleumstilsynet (Ptil), som ikkje har merknader til konsekvensutgreiinga. Ptil viser til at avklaringsspørsmål i samband med helse- og tryggingsspørsmål vil bli tatt opp med Hydro i samband med handsaminga av plan for utbygging og drift for verksemda.

OD seier at sidan driftsutsleppa til luft og sjø skjer på Gjøa, har dei ikkje kommentarar utover dei som allereie er oversendt til Statoil for Gjøa.

Kommentar frå Hydro:

Hydro viser til Statoil sine kommentarar til høyringsfråsegn til konsekvensutgreiing for Gjøa.

Utslepp til sjø og luft

Sogn og Fjordane fylkeskommune og HAFS-regi-onråd ber om at beste tilgjengelege teknologi blir nytta for å minimalisere påverknaden i høve til for-suring og skade frå akutte så vel som regulære utslepp.

MD viser til deira høyringsfråsegn for Gjøa som dei ser som gjeldande også for Vega. Dei meiner den valte løysinga for reinsing av utslepp til sjø (EPCON) ikkje er tilstrekkeleg i tråd med nullut-sleppsmålet.

Havforskningsinstituttet forventar at utbyggar blir pålagt å gjennomføre overvaking for å dokumentere at utsleppa til sjø frå boring og produksjon ikkje medfører negativ påverknad på miljøet utover nærsone til boreposisjonane. Dei viser til deira fråsegn for konsekvensutgreiing for Gjøa og bed om at produsert vatn bli injisert, dersom dette er den beste løysinga for eit totalt miljørekneskap.

Norges Fiskarlag meiner at null fysiske utslepp også bør være eit krav i sør. Ettersom styresmak-tene ikkje har vist vilje til å innføre dette, bør Norsk Hydro leggje vinn på å minimalisere utslepp til sjø gjennom bruk av best tilgjengeleg teknologi.

SFT vurderer konsekvensutgreiinga til Vegafel-tet til å dekkje dei viktigaste elementa når det gjeld ytre miljø. Dei ser likevel på skildringa for val av borerigg som mangelfull.

Kommentar frå Hydro:

Det vil ikkje vere miljøskadelege utslepp til sjø frå bore- og installasjonsfasen for Vega.

Beste tilgjengelege teknologi (BAT) vil bli nytta for utbygginga, og medverkar til at miljøkonsekven-sane vil vere minimale. Det er lagt stor vekt på å designe for minimal bruk av kjemikaliar og å unngå utslepp av kjemikaliar.

Det er vist i konsekvensutgreiinga at miljøkon-sekvensane som følgje av utslepp av produsert vatn frå Vega vil vere ubetydelege. Mengdene produsert vatn frå Vega er små (inntil 10 m³/d produsert vatn og 100 m³/d kondensert vatn, noko som utgjør 1 -5 pst. av den planlagde vassmengda slept til sjø frå Gjøa). Følgjeleg kan den valde løysinga bli rekna for å vere i tråd med målsetjinga om null mil-jøskadelege utslepp. Miljøovervaking av utslepp til sjø vil bli gjennomført i samsvar med aktivitetsfor-skrifta. Konsekvensar av utslepp av produsert vatn frå Vega, er inkludert i vurdering av utslepp av pro-dusert vatn frå Gjøa. Hydro viser til kommentar frå Statoil om utslepp til sjø i konsekvensutgreiinga for Gjøa.

Den berekna miljørisikoen for akutte utslepp frå Vega og Vega sør ligg godt innafor akseptkriteria til Hydro.

Ein omfattande kvalifiseringsprosess ligg til grunn for val av boreriggar i Hydro, der det er krevd at boreriggen har eit HMS-styringssystem som til-fredsstillar krav frå styresmaktene. Vidare må bore-riggane vise til at dei har ei samsvarsfråsegn (SUT) frå Petroleumstilsynet. Hydro har eit ansvar for å overvake og følgje opp utslepp frå hendingar på bore-riggane. For Vega er det avgjort å nytte boreriggen

Bideford Dolphin som Hydro har brukt lenge og som Hydro har god erfaring med. Denne nyttar ikkje låg-NOx teknologi.

Utslepp til luft frå borefasen er i konsekvensutgreiinga inkludert i dei samla utsleppa i utbyggingsfasen, og utgjer ca ¾ av dei oppgitte utsleppa for installasjons- og borefasen. Desse samla utsleppa av CO₂, NOx og SO₂ er høvesvis 0,09 pst., 0,5 pst. og 0,15 pst. av prognose/måltal for nasjonale utslepp i 2009. Når det gjeld utslepp til luft og mogleg forsur-ing i driftsfasen er det vist til kommentarar til konsekvensutgreiinga for Gjøa.

Konsekvensar for sjøfugl og organismar på havbotn

Direktoratet for naturforvaltning peikar på at deira fråsegn til konsekvensutgreiing for Gjøa også gjeld for konsekvensutgreiing for Vega. Dei meiner at konsekvensar for sjøfugl er for lite vektlagt, og bed om at andre sårbare botnhabitat, som svampar, får den merksemda som er naudsynt.

SFT meiner at utbyggar må ivareta omsyn til organismar på botn ved val av legging av røyr, samt at ei oppdatert analyse av beredskapsbehova blir gjennomført for å synleggjere eventuelle auka systembehov.

Havforskningsinstituttet forventar at naturressursar langs røyrret blir kartlagt grundig og skildra, og at ein prøver å finne ein trasè der eventuelle sårbare ressursar ikkje blir skada.

MD bed om at dersom førekomstar av korallar blir identifisert, må Direktoratet for naturforvaltning bli kontakta i tillegg til Havforskningsinstituttet, og at avbøtande tiltak blir vurdert.

Kommentar frå Hydro:

Det er ikkje sannsynleg med tapsdelar på over 1 pst. av nasjonale bestandar for nokon av sjøfuglartane i området. Denne konklusjonen går fram av ei grov overløppsanalyse med utbreiing av sårbare fugle-arter.

Området er skildra i Regional konsekvensutgreiing (RKU) for Nordsjøen frå 1999 og 2006 (som har vore på høyring med frist 1. april 2007). Røyrret vil krysse eit område som ikkje er rekna for å vere særleg sårbart. Erfaringar frå tidlegare prosjekt viser at skade på naturressursar som følgje av installasjon av røyrret vil vere lokale, kortsiktige og avgrensa. Operatøren kjenner ikkje til at korallar eller svampar er registrert i samband med andre prosjekt i området. Det er gjennomført undersøking av havbotn med fjernsynt undervassfarkost over den planlagde trasèen for røyrret. Her er det ikkje oppdaga korallar

eller svampar. Hydro tek kommentaren frå Miljøverndepartementet til følgje.

Det er ikkje avgjort om røyrret vil bli lagt ved hjelp av ankerbasert eller dynamisk posisjonert fartøy. Det er eit avgrensa tal tilgjengelege leggjefartøy. Det er heller ikkje sikkert at det er rett å prioritere bruk av dynamisk posisjonert leggjefartøy fordi området har ein robust fauna på havbotn og relativt låg fiskeriaktivitet. Hydro og SFT har i tillegg eit sams mål om å minke volumet for grusdumping. I samband med fiskeriaktivitet og røyrret sin integritet er det likevel viktig å unngå frie spenn.

Beredskap ved akutt forureining

SFT meiner at utbyggar må gjennomføre ei oppdatert analyse av beredskapsbehova for å synleggjere eventuelle auka systembehov samt ha ein dekkjande beredskapsplan for aktivitetane startar. SFT informerer om at dei kan stille spesifikke krav til beredskap i samband med ein søknad om løyve til verksemd i medhald av forureiningsloven § 40 jf. Aktivitetsforskrifta § 64.

Kommentar frå Hydro:

Det vil bli utført ei oppdatert analyse for å vurdere om det er naudsynt å utvide områdeberedskapen i området Troll-Oseberg i samband med utbygging av Vega og Gjøa. Med bakgrunn i denne analysen vil det i god tid før oppstart av aktivitetane bli etablert ein beredskapsplan for utbyggings- og driftsfasen.

Fiskeriverksemd

Sogn og Fjordane fylkeskommune og HAFS-regionråd påpeikar at det må leggjast stor vekt på å minimalisere skadeverknadene for fiskeria. Installasjonar må plasserast slik at dei ikkje hindrar fiske.

Havforskningsinstituttet forventar at Fiskeridirektoratet vurderer i kva omfang botnrammer og røyrret med eller utan overdekning kan ha for utøving av fiske i området. Fiskeridirektoratet anbefalar bruk av dynamisk leggjefartøy for å unngå ankermerke.

Norges Fiskarlag ventar at inspeksjonar blir føretatt etter at røyrret er lagt for å sikre at det ikkje er frie spenn som kan medføre risiko for flåten.

Kommentar frå Hydro:

Området der utbygginga skjer, har relativt avgrensa fiskeriaktivitet. Vega og Gjøa ligg på høvesvis 380 og 360 meter havdyp, og konsumtrålfiske etter torskefisk føregår i eit lite omfang på desse djupa. Det vil

vere eit mål å unngå frie spenn og grusfyllingar så langt som mogleg innafor teknisk og økonomisk for-svarlege rammer. Installasjonar og røyr vil bli pro-sjektert for å tåle overtråling. For driftsfasen er det difor ikkje forventa at utbygginga får konsekvensar for fiskeriaktivitetane.

Ein inspeksjon vil bli gjort etter at røyret er lagt for å vurdere om tilstrekkeleg sikring er gjort. Det vil i tillegg bli lagt opp eit inspeksjonsprogram når røy-ret er i drift med periodevis overvaking av røyret for å vurdere behov for å redusere omfanget av frie spenn.

Kraft frå land

Sogn og Fjordane fylkeskommune og HAFS-regi-onråd meiner at straumforsyning til prosjektet skal bli henta frå Lutelandet.

Kommentar frå Hydro:

Vega og Vega sør knyter seg til Gjøa på kommersielt grunnlag og nyttar seg av infrastrukturen som retts-havarane i Gjøa har valt. Hydro viser difor til vurde-ringane som er gjort for Gjøaprojektet.

Eksportløysing

Sogn og Fjordane fylkeskommune, Industri Energi og HAFS-regionråd meiner at brønnstraumen bør bli ført til Lutelandet for prosessering. Industri Energi meiner vidare at eksportløysinga bryt med prinsippet om ilandføring av rikgass til Noreg.

Hordaland fylkeskommune sitt syn er at ei samkøyring av kapasitetsutvidinga på Kollsnes og utbygginga av Gjøa og Vega er ei meir rett og naturleg utbyggingsløysing for dei tre prosjekta. Dei bed om at denne løysinga blir vurdert nærare.

Kommentar frå Hydro:

Vega er ei mindre utbygging med marginal økonomi, som er avhengig av å kunne nytte seg av annan infrastruktur i nærområdet for prosessering og eksport. Å gjere greie for ilandføring av Vega åleine til Lutelandet har difor ikkje vore aktuelt.

Konseptutvalet for Vega er gjort basert på eit kommersielt tilbod frå Gjøa, som inneber ei felles transportløysing valt av Gjøa. I vurderinga av trans-portløysingar for gass frå Vega og Gjøa viste ana-lysane at det ikkje er tilstrekkeleg kapasitet i det eksis-terande norske gasstransport- og prosesseringssyste-met. Ei ilandføring til Kollsnes eller Kårstø vil difor føre med seg store investeringar for ei kortsiktig utnytting på same tid som det er tilstrekkeleg kapasi-

tet i det britiske transportsystemet. Det blir elles vist til kommentarar frå Statoil til konsekvensutgreiing for Gjøa.

Driftsorganisasjon og baser

Sogn og Fjordane fylkeskommune og Industri Energi meiner at driftsorganisasjonen for Vega bør leggjast til Florø. Forsyning av utstyr bør bli sendt frå basen i Florø og lagring og vedlikehald bør skje i Florø. Vidare meiner dei at alt personell bør bli frakta ut til feltet frå lufthamna i Florø.

Kommentar frå Hydro:

I driftsfasen vil driftsorganisasjonen vere svært liten, og det er naudsynt å samordne drifta og bruk av per-sonellressursar med andre einingar i driftsorganisa-sjonen til Hydro i Bergen.

Hydro har gjennom mange år arbeidd for eit effektivt og rasjonelt logistikkssystem, knytt til basen på Mongstad, og det er lagt til grunn at utbygging av Vega skal inngå i det same systemet. I samband med boreforsyning, utgjer forings- og produksjonsrøyr til brønnen ein vesentleg del. Dette er røyr som blir sendt sjøvegen frå Japan, og blir mellomlagra på Mongstad for alle operasjonane til Hydro. Ettersom distansen å segle til Vega frå Florø og Mongstad er nokså lik, er det mest effektivt at røyra blir sendt direkte frå Mong-stad. Forsyningsfartøya vil på same tid frakte med seg bulkprodukt og anna utstyr det er behov for. Mykje av verktøyet som blir nytta til sjølve boringa kjem frå leverandørar på sørvestlandet, og blir sendt med lastebil til og frå basen på Mongstad, noko som gjev kortare leveringstid og lågare kostnader enn eit alternativ i Florø.

Hovudgrunngevinga for å ikkje velje Florø som helikopterbase i den om lag 17 månader lange bore-perioden, er at dei aller fleste reisande til og frå bore-riggen kjem frå andre delar av landet, og må nytte fly til helikopterterminalen. Bergen har eit betre flytil-bod til alle delar av landet enn det Florø har, noko som fører til kortare reisetid og lågare reisekostna-der. I tillegg har Bergen seks gongar fleire helikopter-avgangar enn Florø, som gjev grunnlag for meir flek-sible løysingar og betre kapasitetsutnytting av heli-kopterflåten. Fordelane ved denne løysinga veg tyn-gre enn meirkostnadene ved at helikopterturen blir noko lengre ved flyging frå Flesland.

Vega er som nemnd tidlegare ei lita utbygging med marginal økonomi, og det er difor gjeve vilkår om at felles lager- og vedlikehaldsteneste med andre felt i operatørporteføljen til Hydro blir nytta. Hydro har etablert eit sams lager og vedlikehaldssenter på Mongstad i nær tilknytning til leverandørane våre.

Senteret samordnar vedlikehaldskampanjane til Hydro og bruken av vedlikehalds- og intervensjonsutstyr. Sidan undervassutstyret på Vega og Gjòa i utgangspunktet blir bygd for å tilfredsstille svært

ulike funksjonskrav, som til dømes trykk og temperatur, kan ein heller ikkje vente det er von for synergjar på reservedelar, sjølv om same leverandør skulle bli valt.
