



St.prp. nr. 53

(2004–2005)

Endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet og plan for anlegg og drift av Tampen Link

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 22. april 2005,
godkjend i statsråd same dagen.
(Regjeringa Bondevik II)*

1 Innleiing

I kapittel 2 i denne proposisjonen legg Olje- og energidepartementet (OED) fram endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet. I kapittel 3 legg OED fram plan for anlegg og drift av gass-eksportørleidningen Tampen Link.

2 Utbygging og drift av Statfjord seinfase

2.1 Samandrag

Olje- og energidepartementet legg med dette fram ein proposisjon med tilråding om at Stortinget samtykkjer i at Kongen kan godkjenne endra plan for utbygging og drift (PUD) av Statfjordfeltet, heretter omtala som Statfjord seinfaseprosjektet. Statoil ASA søkte 25. februar 2005 departementet om godkjenning av endra plan for utbygging og drift av Statfjord på vegner av retts-havarane i Statfjord Unit.

Statfjord, som vart bygt ut i perioden 1976 til 1985, er det største oljefeltet i Nordsjøen. Statfjordfeltet er bygt ut med tre produksjonsinnretningar, Statfjord A (SFA), Statfjord B (SFB) og Statfjord C (SFC). Feltet er lokalisert i Nordsjøen, om lag 220 kilometer nordvest for Bergen, og ligg på avgrensingslina for kontinentalsokkelen mellom Noreg og Storbritannia. Utnytting og

transport av petroleum frå Statfjordfeltet er regulert av Statfjordtraktaten. Norske og britiske styresmakter forhandla fram og skreiv under overenskomsten før produksjonen tok til i 1979.

I tillegg til Statoil ASA, som er operatør for Statfjord, er ExxonMobil Exploration and Production Norway AS, Norske ConocoPhillips AS, A/S Norske Shell og Enterprise Oil Norge AS¹ retts-havarar i den norske delen av feltet. ConocoPhillips (UK) Ltd., BP Petroleum Development Ltd. og Centrica Resources Ltd. er retts-havarar på britisk side.

Statfjord seinfase-prosjektet inneber at produksjonen frå feltet skal leggjast om frå olje til gass gjennom trykkavlasting i reservoara. Denne endringa i utvinningsstrategi frå trykkvedlikehald til trykkavlasting krev omfattande modifikasjonar og ombygging av plattformene. Gass- og vassinjeksjonen skal etter planen stanse i 2007. Installasjonane SFB og SFC skal vere klare for lågtrykksproduksjon frå slutten av 2009, medan SFA skal opererast som i dag, med både høgtrykks- og lågtrykksproduksjon. Boring av nye brønner skal ta til i januar 2006 og vil halde fram til 2011. Det skal borast frå alle dei tre plattformene. Frå 2007 vil gass bli eksportert til Storbritannia via ein ny gasseksportørleidning, Tampen Link.

Statfjord seinfase-prosjektet gjer det mogleg å forlengje produksjonen frå feltet til ca. 2018, og

¹ A/S Norske Shell eig 100 % av Enterprise Oil Norge AS.

ein ventar at utvinningsgraden vil auke til 68 % for olje og 74 % for gass. Dette er svært høgt både i nasjonal og internasjonal samanheng. Nedstengingstidspunktet for kvar av innretningane vil kontinuerleg bli vurdert ut frå det ein ventar seg av kostnader, produksjon og gass- og oljeprisar. Operatøren har i seinfaseprosjektet sett nedstenginga for SFA til 2012 og for SFB og SFC til 2018 for å ha eit konsistent datasett i dei økonomiske utrekningane. Reservane som kjem inn under seinfaseprosjektet, det vil seie produksjon frå og med 2005, utgjer om lag 80 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Så sant at seinfaseprosjektet blir sett i verk, blir det mogleg å produsere store delar av reservane som er att, primært gass. Desse reservane vil ikkje bli like godt utnytta utan eit slikt prosjekt.

Det er svært utfordrande å gjennomføre omfattande modifikasjonsarbeid på installasjonar som er i drift. Operatøren har difor lagt opp til ein fleksibel plan, slik at det undervegs kan optimaliserast ut frå produksjonserfaring, talet på brønner, tidspunkt for trykkavlasting osv.

Dei totale investeringane som knyter seg til Statfjord seinfase-prosjektet, har operatøren sett til 16,1 milliardar 2005-kroner. Statoils utrekningar viser at Statfjord seinfase er eit lønnsamt prosjekt med ein noverdi på 9,9 milliardar kroner (7 % diskonteringsrente, før skatt). Lønnsemdsanalysen viser òg at prosjektet er tilstrekkeleg robust overfor endringar i produktprisar, produksjon og auka kostnader.

Departementet har henta inn ei vurdering frå Oljedirektoratet av dei ressursmessige og tekniske sidene ved seinfaseprosjektet. Vidare har departementet fått ei vurdering frå Arbeids- og sosialdepartementet av dei forholda som gjeld tryggleik og arbeidsmiljø ved prosjektet.

Operatøren har utarbeidd ei konsekvensutgreiing for Statfjord seinfase-prosjektet. Utgreiinga har vore til offentleg høyring. I høyringsfråsegnene har det ikkje kome fram noko som skulle tilseie at endra PUD for Statfjordfeltet ikkje bør bli godkjend.

Samanlikna med utslepps nivået i dag, vil Statfjord seinfase-prosjektet føre til betydeleg redusert årleg utslepp til luft fordi den noverande injeksjonen av sjøvatn og gass stansar og oljeproduksjonen minkar. Det blir òg mindre fakling. Årlege utslepp av CO₂ og NO_x vil bli reduserte med høvesvis 49 % og 42 %. Den forlengde levetida gjer at det akkumulerte CO₂-utsleppet for prosjektet blir 8,6 millionar tonn samanlikna med 2,4 millionar tonn dersom prosjektet ikkje blir gjennomført.

Statfjordfeltet produserer store mengder vatn. Dette vil halde fram i seinfasen. Operatøren har implementert fleire tiltak for å bote på utslepp av produsert vatn, og det er vedteke å installere det nyutvikla reinsesystemet CTour på innretningane. Oljehaldig borekaks og kjemikalar frå boreaktivitetar skal injiserast.

Operatøren opplyser at Statfjord seinfaseprosjektet vil gje ein samla sysselsetjingsverknad på 79 300 årsverk i perioden 2005–2026, om lag 44 300 i utbyggingsfasen, 19 500 i driftsfasen og 15 500 i avslutningsfasen. Årsverka vil kome i Statoils driftsorganisasjon på land og til havs og i leverandørindustrien.

Med utgangspunkt i utrekningane som ligg til grunn i den endra utbyggingsplanen for Statfjordfeltet, meiner Olje- og energidepartementet at Statfjord seinfase-prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust. Departementet meiner òg at prosjektet kan gjennomførast innanfor akseptable rammer for miljø og tryggleik. Departementet gjev si tilslutning til at Statfjord seinfase-prosjektet blir gjennomført i samsvar med den framlagde planen for utbygging og drift, med dei merknadene og på dei vilkåra som går fram av denne proposisjonen.

2.2 Hovudtrekk i endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet

Nedanfor følgjer eit samandrag av hovudtrekka i endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet. Merknadene frå Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet, Arbeids- og sosialdepartementet og Petroleumstilsynet er tekne med i kapitlet.

2.2.1 Søknad om godkjenning av endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet

Olje- og energidepartementet fekk 25. februar 2005 søknad om godkjenning av endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet. Bakgrunnen for at rettshavarane i Statfjord Unit har lagt fram endra PUD for Statfjord, er omlegging av produksjonsstrategien og behov for å forlengje utvinningsløyvet utover 2009. Operatøren Statoil søkte 1. mars 2004 om forlenging av konsesjonstida for utvinningsløyve 037. I brev 10. november 2004 til rettshavarane skreiv departementet at ein er innstilt på å forlengje konsesjonstida til 2026 dersom det blir vedteke at Statfjord seinfaseprosjektet skal gjennomførast.

Departementet har henta inn fråsegner frå Oljedirektoratet om reservoara og tekniske, miljø-

messige og økonomiske forhold ved Statfjord seinfase-prosjektet. Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) har henta inn fråsegner frå Petroleumstilsynet (Ptil) om beredskap og tryggleik i samband med iverksetjing og gjennomføring av prosjektet.

Ei utgreiing om konsekvensane av gjennomføringa av Statfjord seinfase-prosjektet for miljø og næringar er send til høyring til departement og fylkeskommunale og kommunale styresmakter som saka vedkjem, og til interesse- og næringsorganisasjonar.

2.2.2 Geografisk plassering av Statfjordfeltet

Statfjordfeltet er lokalisert i Nordsjøen, 220 kilometer nordvest for Bergen og nordaust for Shetland. Feltet ligg på avgrensingslina for kontinentalsokkelen mellom Noreg og Storbritannia. Feltet ligg innom Statfjord Unit og blir utnytta felles av det norske utvinningsløyvet 037, som strekkjer seg over blokkene 33/9 og 33/12, og dei to britiske utvinningsløyva 104 og 293. Den norske eigardelen i Statfjord Unit er 85,47 % og den britiske 14,53 %. Figur 2.1 viser lokaliseringa av Statfjordfeltet.

2.2.3 Statfjordtraktaten

Statfjordfeltet er eit norsk-britisk grensefelt som er omfatta av «Overenskomst mellom Regjeringen i Kongeriket Norge og Regjeringen i Det Forente Kongeriket Storbritannia og Nord-Irland om utnytelsen av Statfjord-reservoarene og transport av petroleum fra disse». Overenskomsten vart undertekna 16. oktober 1979, og blir heretter omtala som Statfjordtraktaten. Utnytting av petroleum frå Statfjordfeltet, krav til dokumentasjon og godkjenning av avtalar og planar, medrekna PUD, blir regulerte av overenskomsten. Endra PUD for Statfjordfeltet må godkjennast av styresmaktene i begge landa.

2.2.4 Rettshavarar

Utvinningsløyve 037 vart tildelt i 1973. Statoil ASA overtok som operatør for Statfjord Unit etter Mobil i 1987. Tabell 2.1 viser rettshavarane og deltakardelane deira i feltet.

2.2.5 Reserver og geologi

Statfjordfeltet vart påvist i 1974 og dekkjer eit område på 100 kvadratkilometer. Feltet er primært oppbygt av to oljeførande sandsteinslag,

Tabell 2.1 Rettshavarar i Statfjordfeltet

Selskap	Deltakardel i prosent
Statoil ASA	44,34
ExxonMobil Expl. & Prod. Norway AS	21,37
Norske ConocoPhillips AS	10,33
A/S Norske Shell	8,55
ConocoPhillips (UK) Ltd.	4,84
Centrica Resources Ltd.	4,84
BP Petroleum Development Ltd.	4,84
Enterprise Oil Norge AS ¹	0,89
Sum	100,00

¹ A/S Norske Shell eig 100 % av Enterprise Oil Norge AS.

Statfjordformasjonen og Brentgruppa. Havdjupe i området er om lag 145 meter.

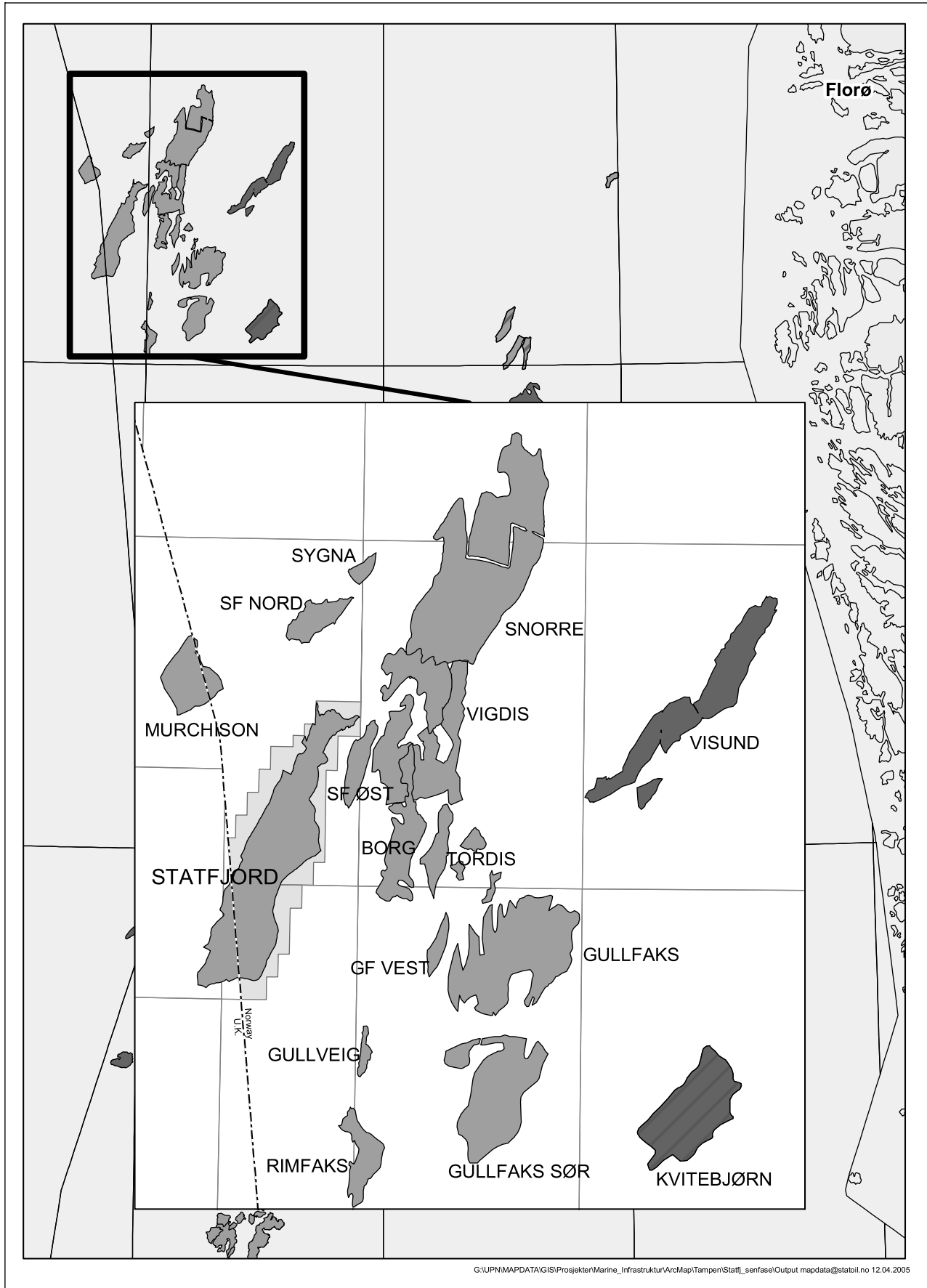
Statfjord seinfase-prosjektet inneber ei endring i utvinningsstrategien for å auke produksjonen frå feltet. Det er venta at utvinningsgraden vil nå 68 % for olje og 74 % for gass, noko som er svært høgt både i nasjonal og internasjonal samanheng. Reservane som er omfatta av endra PUD, utgjer om lag 80 millionar Sm³ o.e. I olje, tørrgass og NGL² utgjer dette volumet høvesvis 27,4 millionar Sm³, 36,5 milliardar Sm³ og 9,8 millionar tonn. Dette utgjer om lag 8 % av dei utrekna ressursane som opphavleg fanst i Statfjordfeltet. Samanlikna med ein situasjon der prosjektet ikkje blir sett i verk, vil Statfjord seinfase-prosjektet gje betydeleg tilleggsproduksjon. Operatøren har rekna ut at tilleggsproduksjonen vil vere om lag 50 millionar Sm³ o.e.

Oljedirektoratet meiner operatøren har gjort eit omfattande teknisk utgreiingsarbeid for å kome fram til ein lønnsam utvinningsstrategi for ressursane som er att i Statfjordfeltet. Slik direktoratet ser det, er det utført eit grundig geofagleg arbeid for å skaffe oversikt over ressursgrunnlaget og uvissa som er knytt til det. Dette arbeidet gjev eit godt grunnlag for vedtaket om å setje i verk Statfjord seinfase-prosjektet.

2.2.6 Utbyggingsløyving

Statfjordfeltet vart bygt ut i perioden 1976 til 1985 med tre store, botnfaste betongplattformer for produksjon av olje og gass, Statfjord A (SFA), Statfjord

² NGL – Natural gas liquids.



Figur 2.1 Lokalisering av Statfjordfeltet

B (SFB) og Statfjord C (SFC). Installasjonane er integrerte plattformer med borefunksjonar, prosessanlegg, bustadkvarter og lager for olje.

SFA, SFB og SFC prosesserer i tillegg til eigen olje og gass òg petroleum frå andre felt rundt. SFC prosesserer olje og gass frå satellittane Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna, medan SFA ferdigprosesserer olje og gass frå Snorre A. SFB fungerer som losse- og lagringssenter for olje frå Snorre B.

Produksjonen på Statfjordfeltet går med den noverande utvinningsstrategien mot slutten, og utan seinfaseprosjektet hevdar rettshavarane at plattformene vil stengje ned eigenproduksjonen sin ca. i 2009.

Statfjord seinfase-prosjektet er basert på endring i utvinningsstrategien for å auke produksjonen frå feltet. Ved å gå over frå trykkvedlikehald til trykkavlasting vil gass bli frigjord frå oljen som er att, slik at gassen kan produserast.

Rettshavarane har sidan 2001 vurdert ulike løysingar for å sikre auka utnytting av verdiane i Statfjordfeltet. Meir enn 50 alternativ har vorte vurderte. Hovudalternativa har vore: (1) ei ny felles prosesseringsplattform, (2) forenkla/inga prosessering på Statfjordfeltet og i staden nytte det britiske Brentfeltet for sluttprosessering, og (3) ombygging av eksisterande plattformer og fjerning av flaskehalsar på dei. Det siste alternativet stod til slutt att som den beste løysinga. Valet av utbyggingsløysing bygde på ei samla vurdering av tekniske, økonomiske, operasjonelle, miljømessige og ressursmessige forhold.

Det føretrekte alternativet krev omfattande modifikasjonar på eksisterande innretningar for at dei skal kunne handtere lågtrykksproduksjon av gass, olje og vatn. Modifikasjonane fører til at den tekniske tilstanden framleis blir forsvarleg, og at krava til helse, miljø og sikkerheit (HMS) blir oppfylte. Hovuddelen av modifikasjonsarbeidet skal skje på Statfjord B- og C-plattformene. Statfjord A-plattformen vil i mindre grad bli nytta i seinfasen. Utstyr og delar av installasjonane skal skiftast ut eller utbetrast for lågtrykksproduksjon. Dei planlagde modifikasjonane for SFB og SFC har mange fellestrekk, med unntak av gass-eksportinnretningar på SFB. Prosjektet omfattar òg ei oppgradering av boreutstyret på SFB og SFC, med dei kostnadene som følgjer med boring og komplettering av i alt 76 produksjonsbrønnar, 6 av dei er planlagde på SFA. I tillegg vil 35 av dei eksisterande brønnane halde fram med produksjonen til dei døyr ut fordi reservoartrykket minkar.

Ettersom Statfjord seinfase-prosjektet skal gjennomførast på eit felt som er i drift, er det mykje uvisse både om det optimale tidspunktet for omlegginga av produksjonsstrategien og gjennomføringa av sjøve modifikasjonsarbeidet. Operatøren har difor lagt inn stor fleksibilitet i prosjektet.

I samband med utbyggingsalternativa for prosessering av olje og gass vart det òg vurdert alternative gasstransportløysingar. Desse løysingane er omtala i kapittel 3.

Oljedirektoratet har vore i jamleg kontakt med operatøren og dei andre rettshavarane over ein periode på fleire år for å sikre at det vart gjort nødvendige analysar og vurderingar før styremaktene fekk endra PUD. Direktoratet støttar den valde utbyggingsløysinga for seinfasen. Direktoratet peikar på at seinfaseprosjektet inneber optimalisering av drifta i sluttfasen på eit felt med store, komplekse innretningar som skal drivast lenger enn dei opphavlege designlevetidene. Som operatøren, meiner direktoratet at det er viktig at det er lagt inn stor fleksibilitet med tanke på endringar og optimaliseringar av arbeidsomfanget i prosjektet. Direktoratet støttar den fleksible kontraktsstrategien som operatøren har lagt opp til for å unngå modifikasjonar og endringar som seinare kan vise seg ulønnsame eller unødvendige.

På oppmoding frå *Oljedirektoratet* vil operatøren vurdere eit tidlegare nedstengingstidspunkt for SFA enn det som er føresett i endra PUD. Vurderinga skal utførast med sikte på å avgjere om det vil vere lønnsamt å halde oppe produksjonen frå plattformen så lenge som til 2012. Arbeidet skal koordinerast med rettshavarane i Snorre Unit, som i tilfelle tidleg nedstenging av SFA vil ha behov for planleggingstid for å sikre alternative prosess- og transportmåtar for Snorre A-plattformen. Operatøren vil vere ferdig med arbeidet i første kvartalet av 2006.

2.2.7 Produksjon

Omlegging av utvinningsstrategien frå trykkvedlikehald til trykkavlasting ved å stanse den noverande injeksjonen av sjøvann og gass, vil gradvis føre til at reservoartrykket blir redusert, og til at gassen etter kvart vil kunne utvinnast. Det gjeld både Brentgruppa og Statfjordformasjonen. Dei første åra vil gassen primært kome frå Statfjordformasjonen, men etter kvart vil Brentgruppa gje meir gass. Når gass- og vassinjeksjonen stansar i 2007, skal den produserte gassen eksporterast til

Storbritannia via den nye gassrørleidningen Tampen Link.

Det er stor uvisse om korleis reservoara vil respondere på trykkendringar som skjer på grunn av den endra utvinningsstrategien. Den bore- og brønnoperasjonsplanen som ligg føre, vil difor jamleg bli oppdatert med sikte på å maksimere utvinninga frå feltet.

Det er òg mykje uvisse omkring utvinnbare ressursar i seinfasen, særleg når det gjeld gassressursar. Uvisse gjeld først og fremst kor godt ein vil lykkast med å redusere trykket i reservoara, kor mykje olje som finst i Brentgruppa og kritisk gassmetting. Etter kvart som oljeproduksjonen raskt minkar i dei første åra av driftsfasen, vil gassproduksjonen auke. Det er venta at gassproduksjonen vil nå det høgaste nivået sitt i 2008, og då på det meste vere om lag 14 millionar Sm³ i døgnet.

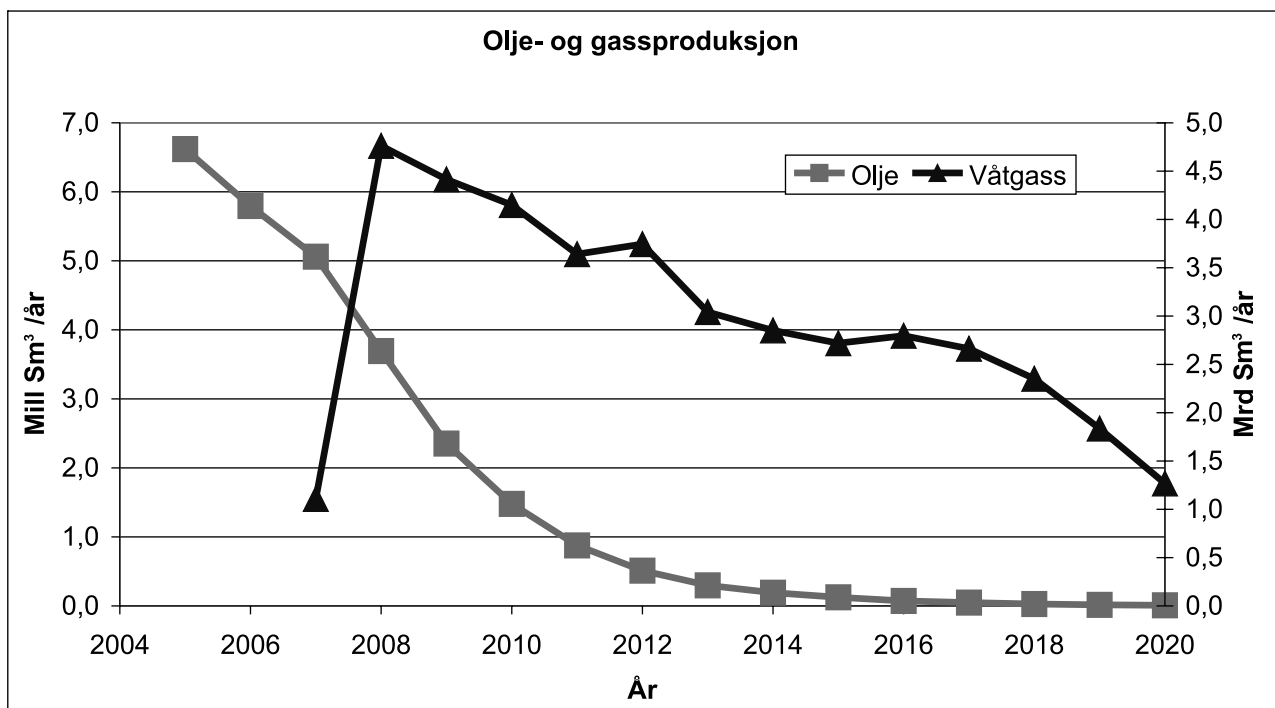
Dei totale gass- og oljeproduksjonsprofilane pr. år for seinfasen går fram av figur 2.2.

Seinfaseprosjektet har to regionale effektar: lengre levetid for satellittfelte som er knytte til SFC, og regional trykksenkning, som kan føre til redusert utvinningsgrad for nokre av felte i Tampenområdet. Basert på tolking av trykkdata har operatøren konkludert med at Brentgruppa svært sannsynleg er i trykkommunikasjon med reservoar på Statfjord Øst, Vigdis Vest, Borg og Borg Nordvest. Trykksenkninga i Brentgruppa vil difor forplante seg til desse felte. Det kan ha nega-

tiv effekt på utvinninga frå dei, med mindre det blir sett i verk kompensierende tiltak som er økonomisk forsvarlege. Men realisering av Statfjord seinfase-prosjektet vil samla sett for området føre til betydeleg større utvinning på grunn av prosjektet i seg sjølv og fordi satellittane får lengre levetid.

Oljedirektoratet sluttar seg til den utvinningsstrategien Statoil har valt. Endring av utvinningsstrategien er hovudgrunnen til at rettshavarane i Statfjord Unit må levere endra PUD. Ut frå planane som ligg føre, er oppstarttidspunktet for trykkavlasting for både Brentgruppa og Statfjordformasjonen oktober 2007. Direktoratet har diskutert med operatøren om det lèt seg gjere å avlaste trykket tidlegare i Statfjordformasjonen. Denne formasjonen er ikkje i trykkommunikasjon med andre felt. Ein slik strategi vil kunne opne for utsett trykkavlasting i Brentgruppa. Det er semje om at dersom oljeprisane er høge og oljeproduksjonen blir høgare enn venta, kan det vere lønnsamt å halde fram med trykkvedlikehald og optimalisering av oljeproduksjonen i Brentgruppa utover 2007. Direktoratet støttar Statoils planar, som legg opp til ein slik strategi.

Etter § 4-1 i petroleumsløva skal styresmaktene vurdere den totale ressurseffekten av seinfaseprosjektet. Oljedirektoratet vurderer den regionale totaleffekten av Statfjord seinfase-prosjektet som klart positiv. Historiske trykkdata og simuleringsmodellen til operatøren gjev indikasjonar på trykk-



Figur 2.2 Produksjonsprofil for Statfjord seinfase. Voluma inkluderer faklingsgass og brenngass.

effektane. Direktoratet meiner at forkastingsanalysen til operatøren ikkje har rett fokus ut frå den aktuelle problemstillinga, men trass i visse manglar vurderer direktoratet regionalstudien som tilstrekkeleg til å bestemme at prosjektet skal gjennomførast. Endra PUD inneheld ingen planar for overvaking av framtidig regional trykkutvikling som følgje av seinfaseproduksjonen.

2.2.8 Gjennomføring

Seinfaseprosjektet har to hovudmilepålar. Den første er oktober 2007. Då skal utvinningsstrategien etter planen endrast frå trykkvedlikehald til trykkavlastning. Gass- og vassinjeksjon vil stanse, utstyr for gasslyft vil bli installert på SFB og SFC, og produksjonen av gassen i Statfjordformasjonen skal ta til. I tillegg vil det bli klargjort for gass-eksport via Tampen Link. Den andre milepålen er oktober 2009. Då skal installasjonane på SFB og SFC vere ferdige ombygde for lågtrykksproduksjon.

Modifikasjonane skal ta til i oktober 2005. Det meste av modifikasjonsarbeida vil bli utført til havs. Operatøren vil prøve å redusere omfanget av arbeidet ved å fabrikkere mest mogleg på land. For å minimere avbrot i produksjon på grunn av konstruksjonsarbeid til havs, skal dette arbeidet etter planen utførast over ein lengre periode. Boringa skal starte opp i januar 2006 og vil halde fram inn i driftsfasen til 2011.

Det er stor uvisse omkring kor påverka reservoara vil bli, talet på brønner og omfanget av nødvendig modifikasjonsarbeid. Det er òg svært vanskeleg å gjennomføre omfattande modifikasjonsarbeid på installasjonar knytt til felt i drift. Operatøren legg difor opp til ein fleksibel plan, slik at det undervegs kan optimaliserast ut frå produksjonserfaring, talet på brønner, tidspunkt for trykkavlastning osv. På grunnlag av jamlege vurderingar av den tekniske tilstanden til anlegga vil det òg kunne bli behov for å endre både omfanget av arbeidet og tidsplanen.

I endra PUD er det lagt opp til at hovudkontraktene for modifikasjonsarbeidet for plattformene skal tildelast i april 2005. Kontraktar for dekkmodifikasjonar skal gjere det mogleg å handtere uvisse og ha den fleksibiliteten som trengst.

2.2.9 Investeringar og driftskostnader

Operatøren har rekna ut at dei totale investeringane for seinfaseprosjektet blir 13,5 milliardar

2005-kroner. I tillegg kjem 800 millionar kroner i boring og komplettering for året 2005 og 1,8 milliardar kroner i investeringar for modifikasjonar som er i gang. Den totale investeringsramma utgjer 16,1 milliardar kroner for seinfaseprosjektet. Investeringar i samband med gassseksportløysinga Tampen Link og tilhøyrande utstyr på SFB er omtala i kapittel 3. På grunn av storleiken på prosjektet og kompleksiteten er det sett av ein prosjektreserve på 769 millionar kroner. Reserven skal dekkje kostnader til uventa hendingar, til dømes at talet på brønner aukar, eller at produktiviteten i modifikasjonsarbeidet blir låg. Det er lagt opp til optimalisering undervegs i prosjektet. Difor vil dei endelege investeringane og driftskostnadene kunne bli endra i høve til det noverande utrekningsgrunnlaget. Tabell 2.2. viser fordelinga av investeringane.

Dei årlege driftskostnadene er òg betydelege. Driftskostnadene vil variere gjennom levetida til feltet, og dei ligg på ca. 2 milliardar kroner i året til saman for dei tre plattformene i perioden 2008–2018. Dei årlege driftsutgiftene vil bli om lag 1,7 milliardar kroner etter at SFA er nedstengt. Dei totale driftskostnadene for seinfasen er utrekna til 28,9 milliardar 2005-kroner i perioden 2005–2018. Kostnader som gjeld nedstenginga er med i overslaget, men tariffar kjem i tillegg.

Oljedirektoratet meiner at analysen av investeringane var tilfredsstillande modna då PUD var send inn. Planen legg til grunn ei endring i utvinningsstrategien for eit felt i slutfase, og direktoratet vil difor peike på at det er knytt uvisse til mellom anna kor påverka reservoara vil bli, talet på brønner, omfanget av nødvendig modifikasjonsarbeid og driftstid for dei tre innretningane.

Tabell 2.2 Fordeling av investeringar for Statfjord seinfase

Investeringsselement	Investering (mill. 2005-kroner)
Plattformmodifikasjonar	7 104
Borefasilitetar	1 201
Boring og komplettering av brønner	4 440
Prosjektreserve	769
Prosjektet totalt	13 514
Boring og komplettering utanom seinfasen	786
Modifikasjonar utanom seinfasen	1 759
Sluttsum	16 059

Tabell 2.3 Statoils føresetnader for utrekning av lønnsemd

Oljepris	18,31 2005-USD/fat
Gasspris	0,74 2005-NOK/Sm ³
NGL-pris	186,7 2005-USD/tonn,
Dollarkurs	7,5 2005-NOK/\$
Inflasjon	2,5 %
Diskonteringsrente	7 %

Innretningane skal òg drivast lenger enn dei opphavleg vart designa for. Erfaringar frå tidlegare modifikasjonsprosjekt viser at det er vanskeleg å fastsetje arbeidsomfang, tidsforbruk og framdrift for slikt arbeid til havs. Med tanke på denne ekstra uvissa støttar difor direktoratet avgjersla til retts-havarane om å leggje til ein ekstra prosjektereserve.

2.2.10 Lønnsemd

Statoil har lagt føresetnadene i tabell 2.3 til grunn for utrekninga av lønnsemda.

Ut frå desse føresetnadene har operatøren kome fram til ein noverdi på 9,9 milliardar 2005-kroner før skatt for seinfaseprosjektet.

Utrekningane viser god lønnsemd for prosjektet. Operatøren har analysert uvissa ved hjelp av Monte Carlo-simuleringar for å kvantifisere kor sensitiv noverdien av prosjektet er for endringar i desse nøkkelparametrane: produktprisar, reservar, investeringar i samband med plattformene og driftskostnader. Av analysane går det fram at økonomien i seinfaseprosjektet er robust for endringar i desse parametrane og andre oppside- og nedsideutsikter. Uvisse omkring reservar og produktprisar har størst effekt på noverdien av prosjektet. Analysane viser at det er 85 % sannsynleg at prosjektet vil få ein positiv noverdi.

Oljedirektoratet vurderer lønnsemda i Statfjord seinfase-prosjektet som god. Prosjektet er robust i høve til endringar i pris, reservar og kostnader. Direktoratet har gjort utrekningar som viser at prosjektet er samfunnsøkonomisk svært lønnsamt.

2.2.11 Disponering av innretningane

I endra PUD er det rekna med at produksjonen på Statfjordfeltet vil vare fram til 2018. I samband med avslutninga av produksjonen og disponeringa av innretningane har operatøren lagt desse føresetnader til grunn: plugging av brønner og nedstenging av plattformer skal gjerast delvis på

sekvensiell basis og delvis parallelt, og vil strekkje seg over ein periode på om lag sju år. SFA skal stengjast ned tidlegare enn SFB og SFC. SFA skal gjennomgå ein tofasa nedstengingsprosess. Første fase inneber at plattformen blir stengd ned frå normal drift til tilstanden kald fase, det vil seie produksjonsstans. Plattformen skal fjernast parallelt med SFB og SFC. Operatøren vil avklare prinsipp og detaljar rundt fjerninga med norske og britiske styresmakter. Nedstenginga skal utførast i samsvar med lovpålagde krav, og innretningane skal disponerast i samsvar med gjeldande retningslinjer. Det blir ikkje lagt opp til gjenbruk av innretningane.

Olje- og energidepartementet understrekar at disponeringa av innretningane vil bli regulert av lovgjevinga og retningslinjene som gjeld på tidspunktet når disponeringa skjer.

2.2.12 Tryggleik og arbeidsmiljø

ASD har henta inn fråsegn frå Ptil om arbeidsmiljøet og tryggleiken ved prosjektet. Ptil vurderer det slik at prosjektet kan gjennomførast på ein forsvarleg måte, men har kommentarar til nokre av løysingane som det er gjort greie for i endra PUD, og meiner det må knytast vilkår til tilrådinga. ASD stiller seg bak denne vurderinga. Sjå elles styresmaktene si vurdering av endra PUD i kapittel 2.4.

2.3 Konsekvensutgreiing

2.3.1 Innleiing

I samsvar med forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet §§ 20, 22 og 22a, jf. lov 29. november 1996 nr. 72 § 4-2, har operatøren utarbeidd ei konsekvensutgreiing for Statfjord seinfase-prosjektet. Departementet sende framlegg til utgreiingsprogram til høyring 6. april 2004, og fastsette så eit utgreiingsprogram for konsekvensutgreiinga 13. oktober 2004. På bakgrunn av dette utarbeidde Statoil ei konsekvensutgreiing som vart send til høyring 23. november 2004, med høyringsfrist 15. februar 2005.

Konsekvensutgreiinga gjev ei oversikt over verknader som ein ventar at gjennomføringa av endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet vil få for anna næringsverksemd og allmenne interesser, medrekna naturmiljøet. Utgreiinga viser mellom anna korleis det er teke omsyn til miljøet gjennom utforminga av tekniske løysingar. Utgreiinga peikar òg på framlegg frå rettshavarane til tiltak for å bøte på problem.

Konsekvensutgreiinga har vore send til høy-

ring til partar som saka vedkjem, medrekna departement, fylkeskommunar og kommunar, og til nærings- og interesseorganisasjonar. Høyringsfråsegnene er formidla til operatøren. Oppfølginga avhøyringsfråsegnene vil skje i samsvar med gjeldande lover og forskrifter. Nedanfor er det teke med eit samandrag av konsekvensane av utbygginga for miljøet og samfunnet, utdrag frå innkomne høyringsfråsegner og kommentarar til dei frå operatøren.

2.3.2 *Konsekvensar for miljøet*

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 leggast fram ei oversikt over energiforbruk og kostnader med å elektrifisere innretninga framfor å bruke gassturbinar, og vurdering av kostnadene ved å reinjisere CO₂ frå produsert gass, fakkell og turbinar. Statfjord seinfase-prosjektet kjem ikkje inn under kategorien nye feltutbyggingar. Operatøren har likevel utført studiar av elektrifisering av Statfjordfeltet. Konklusjonen av studiane er at elektrifisering må reknast som eit uaktuelt tiltak for Statfjord seinfase-prosjektet på grunn av uforvarleg høge investeringskostnader. Energibehovet for feltet vil dessutan bli vesentleg redusert på grunn av seinfaseprosjektet.

2.3.2.1 *Konsekvensar av utslepp til luft*

Realisering av Statfjord seinfase-prosjektet fører til at kraftbehovet blir vesentleg redusert på grunn av at sjøvass- og gassinjeksjonen blir stansa. Redusert energibruk gjev betydeleg mindre årlege utslepp til luft, både frå Statfjordfeltet og frå Tampenområdet under eitt. Samanlikna med drifta i dag utgjer årlege utsleppsreduksjonar som følgje av seinfaseprosjektet 49 % for CO₂ og 42 % for NO_x. Utrekningane byggjer på gjennomsnittleg årleg utslepp over driftsperioden til Statfjord seinfase-prosjektet samanlikna med utslepp frå Statfjordfeltet i 2001. Av di levetida for feltet blir forlengd, vil det akkumulerte CO₂-utsleppet for seinfasen vere 8,6 millionar tonn, mot 2,4 millionar tonn dersom prosjektet ikkje blir sett i verk.

I 2003 var totale faklingsratar på feltet om lag 74 millionar Sm³ gass. I seinfasen vil faklingsraten liggje godt under dette nivået, og den gjennomsnittlege raten vil bli redusert til om lag 47 millionar Sm³ gass årleg. Reduserte faklingsmengder kjem hovudsakleg av lågare operasjonstrykk, som

reduserer gassmengdene i produsert vatn, og av stans i vassinjeksjonen.

VOC-utsleppa blir reduserte betydeleg før seinfasen byrjar, fordi det skal installerast gjenvinningsanlegg. Også i seinfasen blir utsleppa mindre enn i dag på grunn av redusert oljeproduksjon. Utsleppet i seinfasen vil bli gjennomsnittleg 5 200 tonn pr. år, det vil seie ein reduksjon på meir enn 90 % samanlikna med 2001, då utsleppet var 77 000 tonn pr. år.

Utsleppet av metan, CH₄, vil òg minke i seinfasen. Det kjem av redusert oljeproduksjon, redusert energibehov og mindre fakling. Reduksjonen i høve til 2001 blir 60 %, og utsleppet vil liggje på gjennomsnittleg 500 tonn i året.

I planlegginga av seinfaseprosjektet har operatøren vurdert fleire tiltak for å redusere utsleppa. Ramma for vurderingane har vore potensialet for utsleppsreduksjonar, miljøkostnadseffektivitet og rammevilkår som miljøstyresmaktene set på grunnlag av internasjonale avtalar og EUs IPPC³-direktiv. Alle dei vurderte tiltaka er forkasta fordi dei er lite kostnadseffektive. I tillegg er nokre av tiltaka ikkje tekniske gjennomførbare grunna vekt- og plassproblem. Dette gjer at Statoil ikkje rår til å implementere ytterlegare utsleppsreduserande tiltak for utslepp til luft. Operatøren peikar på at eit eventuelt pålegg om låg-NO_x-turbinar vil gje svært låg kostnadseffektivitet og vil kunne føre til at Statfjord seinfase-prosjektet ikkje kan realiserast. SFT har informert operatøren om at det som ei følgje av IPPC-direktivet og Gøteborgprotokollen vil bli satt krav om reduksjon i NO_x-utsleppa for petroleumssektoren. Dei same rammane og krava vil gjelde for Statfjord som for andre felt på norsk sokkel. Krav om installasjon av låg-NO_x-turbinar på Statfjord-innretningane for å redusere NO_x-utslepp er svært kostbart samanlikna med andre tiltak innanfor petroleumssektoren og andre sektorar. Departementet reknar det difor som lite sannsynleg at Statfjord blir pålagt å installere låg-NO_x-turbinar, men strekar under at ein vil avgjere dette seinare.

2.3.2.2 *Konsekvensar av utslepp til sjø*

Ut frå planane til operatøren skal boring i seinfasen stort sett utførast med oljebasert borevæske. Oljehaldig borekaks vil bli injisert i Utsiraformasjonen saman med kjemikalrestar frå boreaktivitetar. Gjenbruken av oljebasert slam er per i dag om lag 66 %, og det vil bli vidareført i seinfasen.

³ Integrated Pollution Prevention Control.

Mesteparten av kjemikala som blir nytta i samband med ferdigstilling av brønner, vil som for borekaks bli injisert i Utsiraformasjonen, eller sendt til land for gjenbruk. Kjemikala som skal nyttast i samband med brønnaktivitetar, skal vere av typane «grøne» eller «gule»⁴, og er difor lite skadelege for organismar som lever i vatn.

Under drift skal det nyttast avleiringshemmarar og -oppløysarar for å handtere avleiringsproblem i brønnane. Desse kjemikala skal injiserast i brønnane og vil følgje produksjonsstraumen saman med avleiringane tilbake til prosessanlegga. Mesteparten av kjemikala vil bli fjerna i reinseanlegga for produsert vatn på plattformene. Ein ventar likevel at utsleppa av avleiringshemmarar og -oppløysarar vil auke i seinfasen på grunn av større avleiringspotensial i brønnane. Men desse kjemikala skal høyre til kategorien «gule», det vil seie at dei har akseptable miljøeigenskapar.

Statfjordfeltet produserer store mengder vatn. I dag blir produsert vatn reinsa med hydro-syklonar før det blir ut sleppt i sjøen. Overgang til trykkavlasting vil gjere at mengda av produsert vatn vil halde seg lenger på nivået i dag.

Operatøren har implementert fleire tiltak for å bote på problem med utslepp av produsert vatn. Det er vedteke at endå fleire tiltak skal setjast i verk, mellom anna for å rette seg etter nullskadefilosofien i selskapet og rammevilkåra som miljøstyresmaktene har sett for produsert vatn, medrekna OSPAR-reguleringar⁵ og målsetjing om null skadelege utslepp av produsert vatn. Ein har vurdert korleis dette kan gjerast i seinfaseprosjektet, og det er no avgjort at det skal installerast eit meir effektivt reinesystem på Statfjord-innretningane. Den nyutvikla CTour-teknologien vil bli nytta på utslepp av vatn frå Statfjord-innretningane og på vatn som kjem frå satellittane som er knytte opp mot SFC. Operatøren vil halde fram med arbeidet med å optimalisere CTour-teknologien i seinfasen.

Operatøren meiner at injeksjon av produsert vatn i Utsiraformasjonen er det einaste teknisk reelle alternativet til CTour. Kostnadseffektiviteten ved vassinjeksjon blir vurdert som låg samanlikna med CTour, og vil dessutan auke utsleppet til luft. Operatøren peikar på at seinfaseprosjektet ikkje vil kunne bere eit eventuelt pålegg om injek-

sjon av vatn i Utsiraformasjonen. Eit slikt pålegg vil, etter det operatøren hevdar, føre til at seinfaseprosjektet ikkje kan realiserast. SFT har gjennom tidlegare korrespondanse med operatøren gjeve uttrykk for at det er lite sannsynleg at det vil kome pålegg om å injisere produsert vatn i Utsiraformasjonen, men at det kan bli sett krav til reinsing av vatn utover iverksetjing av CTour.

Brønnstraumen som kjem til plattformene for prosessering, inneheld sand. I dag blir sanden separert frå resten av brønnstraumen og sleppt ureinsa ut i sjøen. Det er venta at sandproduksjon blir eit aukande problem for Statfjordfeltet etter kvart som reservoartrykket minkar. Difor er det vedteke å installere sandkontrolltiltak i dei fleste brønnane, og då vil sandproduksjonen i seinfasen bli redusert med 90 % samanlikna med nivået i dag. Planen er å installere sandreinseanlegg på kvar plattform innan utgangen av 2006 for å tilfredsstille kravet om maksimalt 1 % oljevedheng på sand. Operatøren meiner likevel at sandreinseanlegg gjer lite nytte med tanke på miljøet i høve til kostnadene, og vurderer andre tiltak som meir kostnadseffektive, medrekna overvaking av sandproduksjonen og forbetring av måleprogram for utslepp av dispergert olje. Difor har operatøren søkt SFT om fritak frå kravet om utslepp av sand med maksimalt 1 % oljevedheng.

2.3.2.3 *Konsekvensar for fiskeriverksemd – arealbeslag*

Statfjord seinfaseprosjektet vil ikkje føre til større arealbeslag utover tidsaspektet for forlengd levetid for installasjonane. Sjå elles omtalen av konsekvensar for fiskeriverksemda som følgje av legging av gassrørleidningen Tampen Link i kapittel 3.

2.3.3 *Konsekvensar for samfunnet*

I samband med utrekningar av sysselsetjingsverknader av utbygging og drift av Statfjord seinfaseprosjektet har operatøren nytta ein modell som reknar ut direkte, indirekte og konsumbasert sysselsetjing med basis i investeringar og driftskostnader.

Investeringane som knyter seg til seinfaseprosjektet, kjem i heile perioden 2004–2018, med hovudvekt på perioden 2005–2009. Investeringar og driftskostnader utgjer høvesvis ca. 16,1 milliardar og 28,9 milliardar⁶ 2005-kroner. Meste-

⁴ Jf. Statens forureiningstilsyns klassifisering av kjemikal etter kor giftige dei er.

⁵ Reguleringane i Oslo–Paris-konvensjonen inneber ei nasjonal målsetjing om 15 % reduksjon i utslepp av totalt hydrokarbon innan 2006, og ei målsetjing om maksimal konsentrasjon av dispergert olje i produsert vatn på 30 mg/l innan 2006.

⁶ Inklusiv kostnader med nedstenging, eksklusiv tariffar.

parten av dette vil kome i utbyggingsfasen, med ein topp i 2006 og 2007. Investeringspostane for seinfaseprosjektet er fordelte på kostnader knytt til oppgåver som prosjektstyring, prosjektering, innkjøp, fabrikkasjon onshore og offshore, offshor-eoperasjonar og avslutning. Transport, logistikk og varehandel er andre viktige næringssektorar som ein ventar vil levere til seinfaseprosjektet. Boreselskap kan òg vente seg store leveransar.

Vare- og tenesteleveransar i driftsfasen vil i hovudsak vere produksjonsmaterieell og -kjemikal, vedlikehaldsmaterieell og reservedelar. I driftsfasen vil det vere behov for drifts-, vedlikehalds- og cateringpersonell. I tillegg kjem tenester som gjeld modifikasjonar. Logistikktenester vil inkludere forsyningsbasar på land og helikopter og forsyningsbåtar frå land og på feltet. Det vil òg vere administrasjons- og støttetjenester på land.

Alle tildelingar av kontraktar skal skje i samsvare med EUs konkurranseregular, og tildelinga vil vere basert på tekniske og kommersielle vurderingar.

Operatøren hevdar at Statfjord seinfaseprosjektet vil skape ein samla sysselsetjingsverknad på 79 300 årsverk i perioden 2005–2026, med rundt rekna 44 300 i utbyggingsfasen, 19 500 i driftsfasen og 15 500 i avslutningsfasen. Overslaga for seinfaseprosjektet inkluderer direkte, indirekte og konsumbasert sysselsetjing. I tillegg kjem sysselsetjingsverknader av den nye gasseksportrørleidningen Tampen Link, sjå kapittel 3.

2.3.4 Høyringsfråsegner

Olje- og energidepartementet har formidla alle innkomne høyringsfråsegner til operatøren Statoil. Dei viktigaste problemstillingane som høyringsinstansane har reist, og kommentarane til dei frå operatøren er tekne med nedanfor.

2.3.4.1 Fråsegner relaterte til produsert vatn, medrekna kjemikalbruk

Statens forureiningstilsyn (SFT) meiner at sjølv om utsleppsreduksjonane er betydelege ved implementering av CTour, er utsleppet til vatn i seinfasen likevel betydeleg. SFT meiner difor at det er viktig å ha fokus på moglege tiltak som kan redusere utsleppet endå meir, og ser difor positivt på at Statoil vil arbeide vidare med optimalisering av CTour.

Havforskningsinstituttet (HI) meiner det er betydeleg uvisse når det gjeld moglege kroniske effektar som skriv seg frå store og kontinuerlege

utslepp av produsert vatn. HI meiner òg at auka utslepp av dei kjemiske sambindingane benzen, toluen, etylbenzen og xylen (BTEX) som følgje av den nye reinseprosessen CTour er uheldig, og viser til negative effektar av benzen frå forskning på dyr. Instituttet refererer vidare til at det er mykje karboksylsyrer i produsert vatn, men at det ikkje er gjort greie for dette verken kvalitativt eller kvantitativt i konsekvensutgreiinga. HI ynskjer difor at datagrunnlaget for utgreiinga skal leggast fram.

I kommentarane til høyringsfråsegnene stadfester operatøren Statoil at det, slik konsekvensutgreiinga slår fast, vil bli arbeidd aktivt for å optimalisere CTour-teknologien endå meir. Operatøren vil i tillegg ha spesielt fokus på dei kjemikala som medverkar relativt mykje til risikoen for miljøskade ved utslepp av produsert vatn. Det blir vist til at moglege langtidseffektar av naturlege komponentar i produsert vatn, slik det er gjort greie for i konsekvensutgreiinga, baserer seg på tilgjengeleg kunnskap om produsert vatn og langtidseffektar. Operatøren har vidareformidla til HI ein rapport der Norsk institutt for vassforskning (NIVA) vurderer verknader av utslepp av karboksylsyrer. Av rapporten går det fram at utslepp av karboksylsyrer blir brote ned utan at det fører til kvalitative endringar i bakteriesamfunnet, og dermed heller ikkje til endringar lenger oppe i næringskjeda. Trass i at giftverknad ikkje blir rekna som særleg relevant, vil Statoil i 2005 gjennomføre nye utrekingar av miljørisikoen, uttrykt ved EIF⁷, der også karboksylsyrer vil bli inkluderte.

HI meiner vidare at det ikkje er gjort godt nok greie for kjemikal og tilsetningar, fordi operatøren ikkje har opplyst om kjemisk samansetjing, mengder osv. Dermed blir det vanskeleg å vurdere kor mykje hald det er i somme av påstandane i konsekvensutgreiinga. HI meiner det som eit minimum skulle vore gjort greie for eigenskapane til dei typiske komponentane i dei viktigaste kjemikala.

Operatøren viser til at det er vanleg praksis å velje kjemikalleverandør, og dermed produkt, på eit seinare tidspunkt enn under utarbeidinga av konsekvensutgreiinga, og at utgreiinga difor blir basert på typiske kjemikal ut frå dei funksjonane ein vil trenge kjemikal til. Statoil har elles ikkje høve til å offentleggjere den eksakte samansetjinga av kjemikal og tilsetningar av omsyn til kjemikalprodusentane. Operatøren vil gjere greie for dei eksakte produkta som blir valde, i samband med

⁷ Environmental Impact Factor – miljøindeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslepp av produsert vatn.

utsleppssøknaden til SFT. Utsleppssøknaden blir send ut til offentleg høyring, og det inneber at høyringsinstansane, mellom dei HI, vil få meir informasjon og få høve til å uttale seg om kjemikal og tilsetningar seinare. Statoil opplyser at kjemikala som vil bli nytta, er lite giftige og lette nedbrytbare, og at dei ikkje fører til bioakkumulering.

2.3.4.2 Fråsegner relaterte til produsert sand

Fiskeri- og kystdepartementet (FKD) stiller spørsmål ved om utslepp av sand er vanleg, og kvifor ein ikkje har gjort greie for dette i konsekvensutgreiingar i samband med andre utbyggingar.

Operatøren viser til at sand følger produksjonsstraumen og er vanleg ved alle plattformer. § 59 i aktivitetsforskrifta regulerer utslepp av sand med oljevedheng, og gjev forbod mot å sleppe ut sand med meir enn 1 vektprosent oljevedheng. Årsaka til at slikt utslepp sjeldan blir omtala i konsekvensutgreiingar, er at ein har meint at utsleppet har liten innverknad på miljøet.

SFT meiner det ikkje går klart fram av konsekvensutgreiinga korleis Statoil vil handtere utslepp av produsert sand. I fråsegna si minner SFT om at føresetnaden for unntaket frå krava i § 59 i aktivitetsforskrifta fram til utgangen av 2006 er at Statoil installerer sandreinseanlegg som planlagt for Statfjord seinfase-prosjektet.

Operatøren viser til at installering av sandreinseanlegg innan utgangen av 2006 er ein del av arbeidet i seinfasen, slik det er gjort greie for i utbyggingsplanen. Dette er det einaste tiltaket som kan møte kravet i aktivitetsforskrifta. Operatøren meiner likevel at installering av sandreinseanlegg er svært lite kostnadseffektivt, og at alternative tiltak, som installasjon av sandkontrollutstyr i brønnane, overvaking av sandproduksjon og forbedring av måleprogram for utslepp av dispergert olje og olje som vedheng på sand, gjev like god eller betre miljønytte.

2.3.4.3 Fråsegner relaterte til tildeling av kontraktar og arbeidsplassar

Sogn og Fjordane fylkeskommune oppmodar operatøren om å kommunisere aktivt med næringslivet og utforme arbeidspakkar som det er realistisk at fylket kan ta del i. Høyringsinstansen føreslår at arbeidet blir organisert gjennom eit leverandørnettverk i fylket.

Operatøren opplyser at alle tildelingar av kontraktar i samband med konkrete prosjekt vil skje

i samsvar med EUs konkurransereglar, og at tildelinga er basert på tekniske og kommersielle vurderingar.

Arbeidsdirektoratet – Aetat har uttalt seg om sysselsetjingsbehov i tilknytning til Statfjord seinfase-prosjektet og Tampen Link. Aetat er innstilt på å hjelpe utbyggjarane med å rekruttere arbeidskraft, og ynskjer å få tilsendt oversikt over framtidige prosjekt.

Operatøren vil følgje vanlege prosedyrar for rekruttering av personell til Statfjord seinfase-prosjektet. Etter det operatøren hevdar, finst det inga samla oversikt over arbeidskraftbehov og sysselsetjingsverknader for alle framtidige prosjekt, og viser til at framtidige prosjekt vil bli offentleg kjende gjennom konsekvensutgreiingsprosessen, der det blir gjort greie for sysselsetjingsverknader.

2.3.4.4 Oljeberedskap

Fiskeri- og kystdepartementet hadde venta ein mer detaljert omtale av verneplanen i konsekvensutgreiinga.

Operatøren viser til at Regionalt Planverk mot Akutt Forurensning, i regi av NOFO⁸, er etablert for på beste måte å dimensjonere og organisere innsatsen i samband med oljeutslepp frå petroleumsverksemda på norsk sokkel. Etablert praksis er at eventuelt nye eller endra aktivitetar innanfor ein region skal vurderast i høve til den etablerte beredskapen i den aktuelle regionen ved hjelp av såkalla gap-analysar. Ein slik analyse er gjennomført for Statfjord seinfase-prosjektet. Analysen viser at den etablerte oljevernberedskapen i denne regionen vil vere dekkjande for eventuelle oljesølhendingar knytte til Statfjord seinfase-prosjektet.

2.4 Vurderingar, konklusjonar og vilkår

Oljedirektoratet har vurdert geofaglege, reservoarmessige, utbyggingstekniske, miljømessige og økonomiske forhold i samband med Statfjord seinfase-prosjektet. Ut frå desse vurderingane rår direktoratet til at endra PUD for Statfjordfeltet blir godkjend, med dei vilkåra som er tekne med nedanfor. Vilråra skal medverke til å sikre ei forsvarleg utvikling av ressursane i Statfjordfeltet og områda rundt.

Olje- og energidepartementet sluttar seg til dei vurderingane som Oljedirektoratet har gjeve ovanfor. På denne bakgrunnen set departementet

⁸ NOFO – Norsk oljevernforening for operatørselskap.

desse vilkåra, jf. petroleumslova § 10-18 andre leddet:

- Rettshavarane skal gjennomføre ein ny forkastingsanalyse for dei forkastingane som er kritiske for dei regionale trykkeffektane som følgjer av Statfjord seinfase-prosjektet. Forkastingsanalysen skal fokusere på vasstrøyming gjennom forkastingane og illustrere uvissa i grunnlagsdata og tolkingar. Analysen skal leggjast fram for Oljedirektoratet innan 31. desember 2005.
- Operatøren skal overvake den regionale trykkutviklinga etter oppstarten av nedblåsinga. Overvakinga skal omfatte systematisk datainn-samling, oppdatering av modellar og nødvendige analysar. Resultata skal formidlast regelmessig til dei utvinningsløyva som blir påverka av trykkfallet i Statfjordfeltet. Operatøren skal utarbeide ein plan for innhald og gjennomføring av overvakinga. Planen skal leggjast fram for Oljedirektoratet til godkjenning innan 1. mars 2006.

Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) har lagt fram endra PUD for Statfjordfeltet for Petroleums-tilsynet (Ptil). Tilsynet har vurdert planen med utgangspunkt i dei krava som kjem fram i § 20 i rammeforskrifta, og konkluderer med at utbygginga kan gjennomførast innanfor forsvarlege rammer for tryggleik og arbeidsmiljø. Ptil rår til å knyte visse vilkår til godkjenninga. ASD sluttar seg til Ptils vurderingar og rår av omsyn til tryggleik og arbeidsmiljø til at endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet blir godkjend, med desse vilkåra:

- Når Statfjord A, B og C oppnår ein alder på 30 år, Statfjord A i 2007, Statfjord B i 2011 og Statfjord C i 2014, skal operatøren søkje om å forlengje levetida i samsvar med opplysningsforskrifta § 5 bokstav f, jf. òg dokumentasjonsomtalen i rettleiinga til opplysningsplikt-forskrifta § 6.
- Operatøren skal dokumentere gjennomføring av prosessar der målsetjinga er å redusere HMS-relatert risiko så langt som det er praktisk mogleg, i tråd med ALARP⁹-prinsippa. ASD understrekar at det er viktig at Statfjord seinfase-prosjektet tek erfaringane frå hendinga på Snorre A, brønn 34/7-P 31 A, 28. november 2004, med i planlegging og gjennomføring av bore- og brønnaktivitetane, i og med at dei operasjonelle forholda liknar. Trykkforholda i formasjonane

kan føre til problem med å halde oppe tilstrekkeleg brønnintegritet. ASD ber Statoil vere spesielt merksam på desse forholda.

I høyringsfråsegnene har det ikkje kome fram noko som tilseier at endra PUD for Statfjordfeltet ikkje bør bli godkjend. Operatøren har brukt sensitivitetsanalysar i utrekningar og funne at prosjektet er lønnsamt og robust. Utrekningar som Oljedirektoratet har gjort, viser òg at prosjektet er lønnsamt, og at det må store endringar til i dei usikre faktorane for at utbygginga ikkje skal vere lønnsam. På denne bakgrunnen vurderer Olje- og energidepartementet det slik at Statfjord seinfase-prosjektet er eit samfunnsøkonomisk svært lønnsamt og robust prosjekt som medverkar til god ressursforvaltning.

Olje- og energidepartementet gjev si tilslutning til endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet i samsvar med dei planane operatøren har lagt fram, og med dei merknadene og vilkåra som går fram av denne stortingsproposisjonen.

3 Anlegg og drift av Tampen Link

3.1 Samandrag

Tampen Link er ein planlagd rørleidning mellom Statfjordfeltet og FLAGS-rørleidningen på britisk kontinentalsokkel. Tampen Link gjer transport av rikk-gass frå Statfjord til St. Fergus i Storbritannia mogleg. Dette er den føretrekte eksportløyvinga for gass frå Statfjord seinfase-prosjektet. I tillegg til å ha kapasitet til å transportere den norske delen av gassen som blir produsert på Statfjord, skal rørleidningen dimensjonert for å kunne eksportere andre gassvolum til Storbritannia.

Ferdigstillingsdatoen for Tampen Link fell saman med oppstartsdatoen for gasseksport frå Statfjord seinfase-prosjektet, som er planlagt til oktober 2007.

Tampen Link er omfatta av «Rammeavtale mellom Norge og Storbritannia om legging og drift av samt jurisdiksjon over undersjøiske tilknytningsrørledningar» av 25. august 1998. Det inneber at utbygginga av Tampen Link krev løyve frå begge lands styresmakter.

Eigarskapen i Tampen Link er organisert gjennom Tampen Link Joint Venture: Statoil ASA (43,9 %), ExxonMobil Exploration and Production Norway AS (18,2 %), A/S Norske Shell (12,2 %), Norsk Hydro Produksjon AS (10,5 %), Norske Conoco-Phillips AS (8,2 %) og Petoro AS¹⁰ (7,0 %).

⁹ As Low As Reasonably Practicable.

Dei totale investeringane med å byggje Tampen Link-rørleidningen, inkludert undervassaktivitet og modifikasjonar på Statfjord B, er estimerte til 1,49 milliardar 2005-kroner.

Operatøren Statoil har utarbeidd ei konsekvensutgreiing for Tampen Link, og utgreiinga har vore til høyring. I høyringsfråsegnene har det ikkje kome fram noko som tilseier at plan for anlegg og drift av Tampen Link ikkje bør bli godkjend.

Departementet har henta inn ei vurdering frå Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) av forholda omkring tryggleik og arbeidsmiljø for prosjekta. Vidare har departementet henta inn ei vurdering frå Oljedirektoratet (OD) av dei ressursmessige og tekniske sidene ved Tampen Link-prosjektet.

Med utgangspunkt i dei økonomiske utreknin-gane som ligg til grunn i plan for anlegg og drift (PAD) meiner departementet at utbygginga av Tampen Link er eit samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust prosjekt. Denne utbygginga gjer det mogleg å gjennomføre Statfjord seinfase-prosjektet, og vil vere viktig for å auke fleksibiliteten i det norske gasstransportsystemet. Departementet meiner at utbygginga kan gjennomførast innanfor akseptable rammer for miljøet, fiskeria og tryggleiken. Olje- og energidepartementet gjev si tilslutning til at Tampen Link blir bygd ut i samsvar med planen for anlegg og drift som rettshavarene har lagt fram, med dei merknadene og på dei vilkåra som går fram av denne proposisjonen.

3.2 Hovudtrekk i plan for anlegg og drift av Tampen Link

Departementet fekk 25. februar 2005 plan for anlegg og drift (PAD) for Tampen Link, eit transportsystem frå Statfjord til FLAGS-rørleidningen på den britiske kontinentalsokkelen.

3.2.1 Omtale av prosjektet

Tampen Link har utspring i Statfjord seinfase-prosjektet. Gassen frå Statfjordfeltet er rikgass, og Tampen Link er såleis eit rikgassrør. Tampen Link-prosjektet inneber ein rørleidning frå Statfjord B-plattformen (SFB) og tilknytingsmodifikasjonar på SFB. Tampen Link vil gjere det mogleg å eksportere gass frå Tampen-området til St. Fergus i Storbritannia. Rørleidningen skal ha ein diameter på 32 tommar (32") og ei lengd på 23,3

kilometer. Dette inneberer ein eksportkapasitet på 25 millionar standardkubikkmeter (Sm³) gass pr. dag.

I tillegg til at rørleidningen skal ha kapasitet til å transportere den norske delen av gassen som blir produsert på Statfjord, skal han dimensjonert for å kunne eksportere andre gassvolum mot FLAGS-rørleidningen til St. Fergus. Den britiske delen av gassen i Statfjord vil bli transportert til FLAGS via eksisterande rørleidningar (NLGP Spur og NLGP).

Tilkoplinga til FLAGS skal skje ved at eit nytt T-stykke blir bora og sveist inn i eit eksisterande rør (hot-tap). Alle tilkoplingane, to ved Statfjord og ein ved FLAGS, vil bli utstyrte med ein vernestruktur der det vil bli dumpa stein. Den tekniske levetida for rørleidningen er sett til 30 år.

Tampen Link er omfatta av «Rammeavtale mellom Norge og Storbritannia om legging og drift av samt jurisdiksjon over undersjøiske tilknytningsrørledningar» av 25. august 1998. Det inneber at utbyggingen av Tampen Link, medrekna val av operatør, krev løyve fra begge lands styresmakter.

Eigarskapen til Tampen Link er organisert gjennom Tampen Link Joint Venture. Fordelinga mellom selskapa går fram av tabell 3.1.

Det er ein føresetnad at Tampen Link skal innlemmast i Gassled seinast når drifta av rørleidningen startar opp. Gassled er eit interessentskap som eig dei fleste transportsystema for gass på norsk kontinentalsokkel. I plan for anlegg og drift er det lagt til grunn at Statoil skal vere operatør for transportsystemet i anleggsfasen, medan Gassco skal vere operatør når gassfyllinga i rørleidningen tek til. Gassco er oppretta for å stå føre drifta av norsk gassinfrastruktur og syte for eit heilskapsperspektiv for norsk gasstransport.

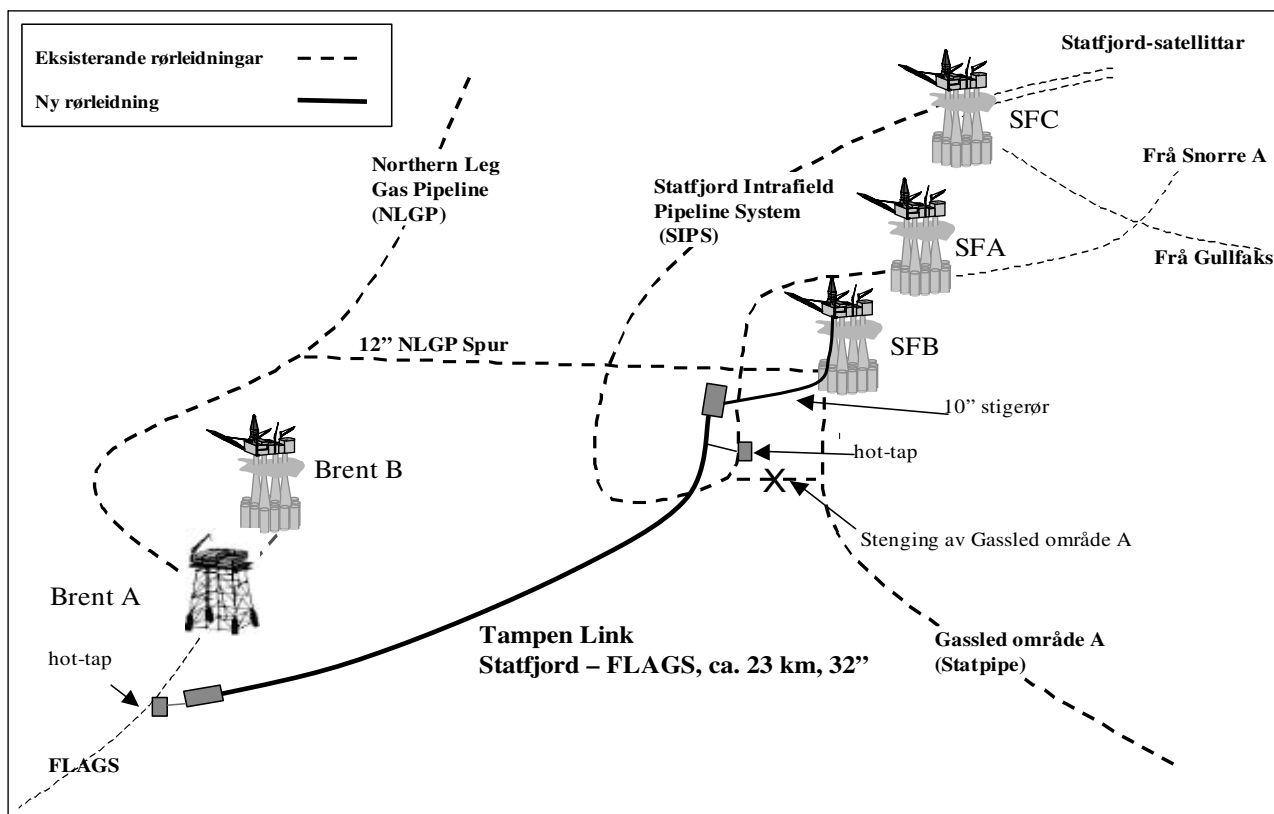
Etter planen skal rørleidningen leggjast i slut-

Tabell 3.1 Deltakarane i Tampen Link Joint Venture

Selskap	Deltakardel i prosent
Statoil ASA	43,9
ExxonMobil Expl. & Prod. Norway AS	18,2
A/S Norske Shell	12,2
Norsk Hydro Produksjon AS	10,5
Norske ConocoPhillips AS	8,2
Petoro AS ¹	7,0
Sum	100,0

¹⁰ Petoro AS er rettshavar for statens deltakardel (SDØE).

¹ Petoro AS er rettshavar for Statens deltakardel (SDØE)



Figur 3.1 Tampen Link utbyggingsløsning

ten av 2006 eller tidleg i 2007. Ferdigstillingsdatoen for Tampen Link fell saman med oppstartsdatoen for gasseksport frå Statfjord seinfaseprosjektet, som er planlagt til oktober 2007.

3.2.2 Økonomi for Tampen Link

Tampen Link-rørleidningen vil bli underlagd dei generelle reglane for tilgjenge og tariffar fastsette av styresmaktene, jf. kapittel 9 i forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskrifta) og forskrift 20. desember 2002 om fastsetting av tariffar mv. for bestemte innretningar (tarifforskrifta). Dette inneber at inntektene til Tampen Link-interessentskapet vil bli bestemte av ein tariff styresmaktene fastsett. I samsvar med § 63 i petroleumsforskrifta skal kapitalelementet i tariffen fastsetjast slik at eigaren

kan vente ei rimeleg avkastning på den investerte kapitalen.

Dei totale investeringane for bygginga av Tampen Link-rørleidningen, inkludert undervassaktivitet og investeringar på Statfjord B, er estimerte til 1,49 milliardar 2005-kroner. Tabell 3.2 viser ei oversikt over fordelinga av investeringane.

Operatøren har analysert dei usikre faktorane ved investeringane til rørleidningen. Dei mest usikre faktorane gjeld marine operasjonar, lyfteoperasjonar og innkjøp av stål. Utfallet av analysen er sett opp i tabell 3.3.

Investeringsestimateret i analysen avvik frå totalinvesteringa av di forprosjektering og tilknytingsmodifikasjonar på Statfjord B ikkje er inkluderte i analysen. P_{10} tyder at operatøren reknar det som 10 % sannsynleg at investeringa blir mindre enn 0,91 milliardar 2005-kroner, medan P_{90} tyder at

Tabell 3.2 Årlege investeringar for rørleidning og modifikasjonar på Statfjord B

Mill. 2005-kroner	Sum	2004	2005	2006	2007
Rørleidning og undervassaktivitet	1 085	56	84	516	429
Modifikasjonar på Statfjord B	403	-	82	121	200
Totalt	1 488	56	166	637	629

Tabell 3.3 Analyse av dei usikre faktorane ved investeringane til rørleidningen

Utfall	P ₁₀	P _{venta}	P ₉₀
Investering (mill. 2005-kroner)	910	1 029	1 147

det er 10 % sannsynleg at investeringa blir større enn 1,15 milliardar 2005-kroner. Analysen viser altså ei uvisse på ±12 % innanfor eit 80 % konfidensintervall.

3.3 Konsekvensutgreiing

I samsvar med føresegnene i petroleumslova er det utarbeidd ei konsekvensutgreiing som er med i plan for anlegg og drift av Tampen Link. Utgreiinga viser mellom anna korleis det er teke omsyn til miljøet og fiskeria i utforminga av tekniske løysingar.

Departementet sende forslaget til utgreiingsprogram for Tampen Link til høyring 6. april 2004. Departementet fastsette eit utgreiingsprogram for Tampen Link 13. oktober 2004. Operatøren utarbeidde deretter ei konsekvensutgreiing, som vart send til offentleg høyring 23. november 2004, med frist 15. februar 2005.

3.3.1 Hovudpunkt i konsekvensutgreiinga

Nedanfor følgjer ein samla omtale av hovudtema i konsekvensutgreiinga. Ei oppsummering av dei viktigaste punkta som høyringsinstansane tok opp, og merknadene frå operatøren er òg tekne med.

Rørleidningsprosjektet Tampen Link får verk-
nad for eit mindre område sentralt i Nordsjøen.

3.3.1.1 Konsekvensar for miljøet

Det meste av kjemikala som skal brukast i samband med klargjeringa av den planlagde rørleidningen, vil bli sleppt ut på britisk side av sokkelgrensa, og det krev eit eige løyve, i samsvar med den britiske kjemikalforskrifta (Offshore Chemicals Regulations 2002).

Influensområdet omfattar ingen av dei habitata som kjem inn under EUs habitatdirektiv. Sjøfugl i dette området kan vere sårbare overfor oljeforureining på havoverflata i juli og i perioden oktober/november.

3.3.1.2 Konsekvensar for fiskeriverksemd

Den fangstmetoden som blir mest nytta i området, er botntrål. Alle undervassinstallasjonar er konstruerte slik at det kan trålast over dei. Under sjølve installasjonen av røra må ein rekne med nokre ferdselsrestriksjonar i området på grunn av fartøyet som legg leidningen, og eventuelle ankerliner frå det.

3.3.1.3 Andre verknader

Ei utbygging av Tampen Link gjer det mogleg å gjennomføre Statfjord seinfase-prosjektet, og vil vere viktig for å halde oppe aktiviteten på norsk sokkel (jf. kapittel 2).

Fabrikasjon og installering av gasseksportørleidningen vil gje høve til leveransar av varer og tenester i perioden 2005–2007. Sysselsetjingsverknaden er estimert til mellom 2500 og 3400 årsverk i denne perioden.

Tampen Link blir bygd med ein diameter på 32", som gjer det mogleg å eksportere meir gass enn gassen frå Statfjord seinfase. Tampen Link aukar fleksibiliteten for gasseksport frå Tampenområdet og resten av norsk kontinentalsokkel ved at gass frå Tampenområdet kan transporterast anten til Storbritannia via Tampen Link og FLAGS eller til Kårstø via Statpipe. Ei slik oppgradering representerer ein svært kostnadseffektiv auke av transportkapasiteten frå norsk kontinentalsokkel. Dette er omtala seinare i proposisjonen.

3.3.2 Høyringsfråsegner

Nedanfor følgjer det ei oppsummering med kommentarar av dei viktigaste tema som vart tekne opp av høyringsinstansane.

3.3.2.1 Høyringsfråsegner relaterte til det marine miljøet

Statens forureiningstilsyn (SFT) ventar at Statoil legg vekt på målsetjinga om nullutslepp og lågast mogleg potensial for miljøskade ved materialval, tekniske løysingar og kjemikal i samband med legging og klargjering av rørleidningen. SFT ventar òg at ein vurderer å bruke teknologi for å påvise fargestoff ved lågast mogleg konsentrasjonar i trykktesting av rørleidningstilkoplingar.

I samband med avvikling av rørleidningen ser SFT det som ynskjeleg at mest mogleg av utstyret som blir installert på havbotnen, inkludert rørleid-

ningar og kablar, kan resirkulerast og brukast om att.

Norges Miljøvernforbund (NMF) er oppteke av at operatøren må opplyse om metalltypar, kjemikal, økotoksikologiske effektar og miljøkonsekvensar, og informerer om kva for stoff som kan leke ut når rørleidningen blir nedbroten. NMF legg òg vekt på at det ikkje må sleppast ut miljøfarlege stoff eller stoff som ein berre går ut frå at ikkje er skadelege.

Fiskeri- og kystdepartementet (FKD) meiner det ikkje går klart fram kor store mengder av dei ulike kjemikala som vil bli sleppte ut. FKD peikar òg på at tidspunktet for utslepp (seinsommaren) er i ein periode med relativt få kritiske stadium av marine organismar i sjøen.

Statoil meiner at planane for Tampen Link-rørleidningen klart møter målsetjingane om minst mogleg miljøskade. Spesifikke planar for sluttddisponering av utstyr vil bli utarbeidde i god tid, og seinast to år før driftsperioden er over.

Operatøren meiner òg kjemikalforbruk og -utslepp er dokumentert og utgreidd i konsekvensutgreiinga. Ein hadde ikkje valt aktuelle kjemikalleverandørar då konsekvensutgreiinga vart skriven, og kunne difor ikkje opplyse om aktuelle kommersielle produkt.

Når det gjeld nedbryting av rørleidningen, opplyser operatøren at dersom sluttdeponeringa inneber at rørleidningen skal liggje att på sjøbotnen etter at driftsperioden er over, vil nedbrytinga gå svært seint og strekkje seg over mange hundre år. Konsekvensane av at leidningen forvitrar, vil vere klart neglisjerbare og er difor ikkje omtala i konsekvensutgreiinga.

3.3.2.2 Høyringsfråsegner relaterte til tryggleiken

Petroleumstilsynet (Ptil) gjer merksam på at § 26 i forskrift 31. august 2001 nr. 1016 om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (rammeforskrifta) om plassering av innretningar og traséval, krev at framgangsmåten ved kryssing av andre rørleidningar, kablar eller leidningar av alle slag skal avtalast med eigarane i kvart tilfelle.

Operatøren opplyser at krava i rammeforskrifta vil bli oppfylte.

3.3.2.3 Høyringsfråsegner relaterte til fiskeriverksemde

FKD og Fiskeridirektoratet ynskjer å avgrense steindumping, og rår til at rørleidningen blir lagd

som slangeformasjon. Også NMF rår til at leidningen skal leggjast slik.

Operatøren tek oppmodinga om å avgrense steindumpinga til orientering. Den endelege avgjersla om leggjemåten skal takast når dei teknisk detaljane er meir klarlagde. På generelt grunnlag er det ynskjeleg å dumpe minst mogleg stein. Den steinmengda som er oppgjeven i konsekvensutgreiinga for ein konvensjonelt lagd rørleidning, må reknast som ei absolutt maksimumsmengd (88 000 m³), og operatøren vil gå inn for å redusere dette volumet i detaljplanlegginga vidare.

3.3.2.4 Høyringsfråsegner relaterte til val av eksportløysing

Sogn og Fjordane fylkeskommune, Vestlandsrådet og Norsk Gassforum meiner at norsk riggass må førast i land og prosesserast i Noreg. Dei ser det slik at eksport av riggass frå Statfjord seinfaseprosjektet via Tampen Link vil redusere potensialet for innanlands verdiskaping og redusere grunnlaget for langsiktige arbeidsplassar i Noreg.

NOPEF¹¹ meiner at rettshavarane i Statfjord Unit må påleggjast å gjere greie for utrekningane som ligg til grunn for valet av gasstransportløysing. I tillegg meiner NOPEF at konsekvensane av ilandføring av gass frå Statfjord seinfaseprosjektet til Kårstø med tanke på investeringar, auka aktivitet og verdiskaping må greiast ut.

Operatøren opplyser at i vurderinga av transportløysingar for gass frå Statfjord seinfaseprosjektet vart det tidleg klart at det ikkje er tilstrekkeleg eksisterande transportkapasitet for den venta gassproduksjonen frå Statfjord seinfaseprosjektet i det norske transport- og prosesseringssystemet (Gassled område A – Statpipe og Kårstø), og at transport i denne retninga ville krevje store investeringar på Kårstø. I tillegg er den venta produksjonen frå Statfjord stor berre i dei første åra, deretter minkar han raskt. Det gjer at ei løysing til Kårstø vil krevje store investeringar for å dekkje ein kapasitetsauke som gjeld berre eit par år. På den andre sida var det klart at det var rikeleg kapasitet i transportsystemet FLAGS, som leier inn til St. Fergus i Storbritannia.

Operatøren opplyser òg at Statfjord Unit-eigarane valde transportløysing for gass frå Statfjord seinfaseprosjektet hausten 2003 etter å ha vurdert ulike alternativ. To av rettshavarane på norsk side, Shell og ExxonMobil, valde å ta voluma sine til St. Fergus gjennom FLAGS.

Ei gasstransportløysing for Statfjord seinfase-

¹¹ Norsk Olje- og Petrokjemisk Fagforbund

prosjektet ville difor, etter det operatøren hevdar, i alle høve innebere ein rørledning til FLAGS. Der som ikkje alle voluma skulle transporterast via FLAGS, måtte det etablerast ei delt løysing der om lag 50 % av gassen ville bli transportert til Kårstø og 50 % til St. Fergus. Gass frå den britiske delen av Statfjordfeltet ville bli transportert til Storbritannia, uavhengig av transportløysinga for den norske delen av gassen.

Operatøren viser at det er stor skilnad på investeringane for alternativa. For den løysinga som er vald (100 % av voluma til St. Fergus), er noverdien av investeringa i eit nytt rør mellom Statfjord og FLAGS-systemet om lag 1,4 milliardar kroner (7 % diskonteringsrente, før skatt). For den alternative løysinga (50 % til Kårstø, 50 % til St. Fergus) er noverdien av investeringa sett til om lag 2,6 milliardar kroner (7 % diskonteringsrente, før skatt), fordelt på 1,4 milliardar kroner til investeringar på Kårstø og 1,2 milliardar til ny rørledning mellom Statfjord og FLAGS. Skilnaden i noverdi for dei to alternativa er såleis rundt 1,2 milliardar kroner til fordel for St. Fergus.

Alternativet med å ta all norsk gass frå Statfjord seinfase-prosjektet til Kårstø gjev den minst attraktive realøkonomiske løysinga. Noverdien av investeringar for dette alternativet er sett til 2,7 milliardar (7 % diskonteringsrente, før skatt). Det inkluderer investeringar både i inngangskapasitet til Kårstø, i sjølve Kårstø-anlegget og i utgangskapasitet frå Kårstø. Med denne løysinga ville noverdien av investeringane vere om lag 1,3 milliardar kroner større enn for den løysinga som er vald.

Operatøren peikar òg på at når det gjeld investering i eit seinfaseprosjekt, må eigarane ta omsyn til lønnsmda ved å halde fram med dagens produksjonsstrategi på feltet og lønnsmda ved å gjennomføre eit seinfaseprosjekt. Lønnsmda i eit seinfaseprosjekt må vere betydeleg for å kompensere for dei usikre faktorane i eit slikt prosjekt. Resultata av dei økonomiske analysane for Statfjord seinfaseprosjektet viser at dersom 100 % av Statfjord-gassen skulle sendast til Noreg, vil økonomien i prosjektet bli omtrent den same som om Statfjord seinfaseprosjektet ikkje blir realisert. I så fall vil ikkje eigarane ha noko økonomisk grunnlag for å gjennomføre Statfjord seinfaseprosjektet. Då vil Statfjord-eigarane velje å drive feltet fram til ca. 2009, med vekt på å få ut mest mogleg olje. Deretter vil feltet bli stengt ned, og mykje gass vil bli liggjande att.

3.4 Vurdering av utbyggingsplanen for Tampen Link

I vurderingane sine av utbygging av gassrørleidingar er Olje- og energidepartementet oppteke av samfunnsøkonomisk gode løysingar. Samtidig må det leggjast særleg vekt på tryggleiken, miljøet og omsynet til fiskeriverksemda.

Arbeids- og sosialdepartementet (ASD) har gjennomgått PAD og vurdert spørsmål relaterte til tryggleik og arbeidsmiljø. Planen har vore lagd fram for OD, som har vurdert spørsmål relaterte til ressursforvaltning.

3.4.1 Vurdering av tryggleik og arbeidsmiljø

Arbeids- og sosialdepartementet har ansvaret for vurderinga av arbeidsmiljø og tryggleik ved PAD for Tampen Link. ASD har innhenta ei vurdering frå Ptil. Nedanfor følgjer fråsegna frå ASD.

ASD og Ptil har identifisert område som dei reknar for å vere viktige, og som Ptil vil fokusere på i oppfølginga si av Tampen Link. Dette inkluderer planlegging og gjennomføring av hot-tap-operasjonar, system for å verne rørleidingen mot trykk og inspeksjonar for å etablere referanseverdier for den innvendig tilstanden i leidningen. Ptil vil òg følgje opp samhandling mellom viktige aktørar i prosjektet, Statoil, Gassco og Shell UK.

Det er opplyst at korrosjonsvernsystemet vil bli designa i samsvar med ISO 15589-2 for kato-disk vern. Denne norma er ikkje i samsvar med Ptils regelverk. Ptil vil sjå til at det blir gjennomført ei samsvarsvurdering for Tampen Link ut frå § 18 i rammeforskrifta dersom denne standarden skal nyttast.

ASD tilrår at det blir gjeve løyve til PAD for Tampen Link.

3.4.2 Olje- og energidepartementet si vurdering av Tampen Link

3.4.2.1 Oljedirektoratet si vurdering av PAD for Tampen Link

Departementet fekk brev frå OD 15. mars 2005, der direktoratet vurderte PAD for Tampen Link.

OD ser det slik at den transportløysinga som er vald, er ei teknisk god og moden løysing, som inneber fleksibilitet for leveransar av gass utover Statfjord seinfase-produksjonen. I tillegg representerer Tampen Link eit potensielt framtidig oppknytingspunkt for nye gassressursar som skal transporterast til Storbritannia. Diameteren som er vald for rørleidingen (32"), gjev ein transport-

kapasitet som, basert på nominert transportbehov, vil føre til ein lågare kostnad pr. eining transportert kubikkmeter gass enn det ville ha vorte med enn ei dedikert løysing (22"). OD støttar valet av diameter på rørleidningen.

OD viser til at operatøren har analysert dei usikre faktorane ved investeringskostnadene og meiner at analysane av investeringane ved prosjektet var tilfredsstillande modna då PAD vart send inn. Gjennomføringsplanen i PAD er etter ODs syn robust samanlikna med liknande prosjekt.

Direktoratet har ingen kommentar til forslaget til traséval for Tampen Link.

OD kan ikkje sjå at utilgjengelegbidraget for transportløysinga som er vald, kjem fram i PAD, og vurderer regularitetsanalysane for Tampen Link som mangelfulle. OD ber operatøren gjere nødvendige analysar i samsvar med rettleiing til plan for anlegg og drift for transport innan utgangen av 2006.

Direktoratet legg til grunn at disponeringsløysinga når rørleidningen skal avviklast, vil bli basert på norsk og britisk regelverk og på internasjonale regelverk og konvensjonar. Det er ein føresetnad at operatøren utarbeider ein endeleg plan for avvikling av rørleidningen, i samsvar med § 5-1 i petroleumsløva, 2–5 år før rørleidningen skal stengjast ned.

3.4.2.2 *Olje- og energidepartementet si samla vurdering av PAD for Tampen Link*

Investeringane knytte til Tampen Link er estimerte til 1,49 milliardar 2005-kroner.

Departementet meiner Tampen Link er det beste eksportalternativet for gass frå Statfjord seinfase, samtidig som rørleidningen vil auke fleksibiliteten i det norske transportsystemet.

Fleire alternative transportløysingar for gassen frå Statfjord seinfase vart vurderte. Operatøren opplyser at dei gasstransportløysingane som involverte ilandføring til Noreg ved hjelp av Statpipe og Kårstø, var vesentleg dyrare enn Tampen Link. For alternativa med 50 % av gassen til Kårstø, 50 % gjennom Tampen Link og 100 % av gassen til Kårstø vil noverdien av investeringane auke med høvesvis 1,2 og 1,3 milliardar kroner (7 % diskonteringsrente, før skatt). Det kjem av at ilandføring til Kårstø vil krevje investeringar der, og dermed vil tariffane bli vesentleg høgare enn dei er for FLAGS, der det er stor ledig kapasitet.

Det er selskapa sine eigne lønnssemndsvurderingar som ligg til grunn for den transportløy-

singa som er vald for gassen frå Statfjord seinfaseprosjektet. Den norske petroleumsværksemda er organisert ved at dei operative aktivitetane blir gjennomførte av kommersielle selskap. Desse selskapa ynskjer størst mogleg verdiskaping og effektivitet, og kombinert med eit godt rammeverk vil dette også gje den beste løysinga for samfunnet.

Tampen Link vil ha sitt utspring i utbygginga av Statfjord seinfaseprosjektet, men er samtidig ei vidareutvikling av det samla norske gasstransportsystemet, og skal òg dekkje transport av andre gassvolum.

Også selskap utanfor Statfjord-lisensen ønskjer å transportere gass i Tampen Link. Gassco gjennomførte ein transportanalyse for å identifisere behovet for ekstra kapasitet i Tampen Link utover gassvoluma frå Statfjord seinfaseprosjektet. Denne analysen var basert på innmeldingar av kapasitetsbehov i Tampen Link, prognosar frå skiparane av gass i Gassled og informasjon frå feltoperatørane. To alternativ vart vurderte: ein rørleidning som berre ville dekkje gassvolum frå Statfjord (22"), og ein større rørleidning som òg kunne transportere andre gassvolum (32"). Ein 22"s rørleidning vil ha ein tilnærma kapasitet på 17 millionar Sm³ pr. dag, medan ein 32"s rørleidning vil kunne tilby ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm³ pr. dag, og vil kunne bli oppgradert til ein kapasitet på 33 millionar Sm³ pr. dag.

Å byggje ein 32" rørleidning i staden for ein 22" rørleidning inneber at investeringane aukar med berre 137 millionar 2005-kroner. Samanlikna med andre måtar å auke transportkapasiteten på er dette eit svært kostnadseffektivt alternativ. Volumnomineringa støttar ein 32" rørleidning. Det auka behovet for transportkapasitet i Tampen Link vil vere avhengig av gasseksportløysingar og oppstart av nye felt frå Haltenbanken og Tampenområdet.

I tillegg til å dekkje behovet for transportkapasitet for meir enn gass frå Statfjord vil eit 32" rør gjere sitt til å auke fleksibiliteten for gasstransport frå Tampenområdet på dag-til-dag-basis. Denne fleksibiliteten kan utnyttast til å optimalisere verdien av norsk gass ved å transportere gassen til den marknaden som gjev høgast pris.

Det kan bli restriksjonar på kapasiteten på Kårstø i vedlikehaldsperiodar, ved nedstengingar som ikkje er planlagde, eller ved andre aktivitetar som krev avgrensing eller nedstenging av eksportsystema. Kapasitet i Tampen Link kan då bli utnytta til eksport frå eksisterande felt, og vil dermed gje ekstra produksjonsregularitet og

tryggare forsyning til marknaden. I tilfelle det vil bli restriksjonar i Storbritannias transportsystem, kan deler av gassen frå Statfjord transporterast via Kårstø. Tampen Link vil såleis fungere som ein reiskap («hub») for marknads- og kapasitetsoptimalisering.

Transport av gass frå Statfjord seinfaseprosjektet gjennom Tampen Link gjer det lettare å føre i land annan gass til Kårstø. Til dømes har Gassco identifisert kostnadseffektive løysingar for å behandle gassen frå Skarvfeltet og Idunfeltet på Kårstø frå 2010.

Av omsyn til ressursforvaltninga er det ynskjeleg at infrastrukturen blir utnytta så effektivt som råd. Dette er avgjerande for å få leiting og utvikling av funn til å lønne seg. På den måten vil sokkelaktiviteten bli mest lønnsam og føreseieleg, og dermed gje eit attraktivt investeringsklima som sikrar høg, langsiktig aktivitet. Dette vil òg leggje det beste grunnlaget for å sikre framtidig sysselsetjing.

Departementet legg til grunn at Tampen Link skal innlemmast i Gassled, seinast når drifta av Tampen Link startar opp. Departementet legg òg til grunn at Statoil er operatør for Tampen Link i anleggsfasen, medan Gassco skal vere operatør når gassfyllinga i rørleidningen tek til.

Skifte av operatør må godkjennast av departementet. Når det ligg føre særlege grunnar, kan departementet skifte operatør. Departementet skal i rimeleg tid varsle om overføringa av operatøroppgåvene, og kan gje utfyllande føresegner og fastsetje vilkår for gjennomføringa og setje i verk operatørskiftet.

Dei generelle reglane for tilgjenge og tariffar fastsette av styresmaktene vil gjelde for det nye transportsystemet, jf. kapittel 9 i forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskrifta) og forskrift 20. desember 2002 om fastsetting av tariffar mv. for bestemte innretningar (tarifforskrifta). Departementet vil seinare fastsetje tariffane for bruk av Tampen Link. I samsvar med § 63 i petroleumsforskrifta skal kapitalelementet i tariffen fastsetjast slik at eigaren kan vente ei rimeleg avkastning på den investerte kapitalen.

I plan for anlegg og drift søker operatøren om konsesjonstid for Tampen Link til 30. september 2032, og grunngev det med levetida til røret. Departementet vurderer dette som hensiktsmessig.

Ut frå § 62 i petroleumsforskrifta legg Olje- og energidepartementet til grunn at det ved fordeling av retten til å bruke kapasitet i Tampen Link først skal takast omsyn til forsvarleg grunngeve rimeleg behov hos den som kostar slik kapasitet,

avgrensa oppover til vedkomande sin del av investeringa.

Petoro AS anbefalar at SDØEs deltakardel i Tampen Link fastsetjast til 7 %. Denne deltakardelen er rekna ut slik at SDØE vil være ein balansert transportør og eigar i Tampen Link. Departementet sluttar seg til Petoro si tilråding.

Departementet vurderer det slik at den framlagde utbyggingsplanen vil medverke til ei god ressursforvaltning. I høyringsfråsegnene har ikkje kome fram noko som tilseier at plan for anlegg og drift av Tampen Link ikkje bør bli godkjend.

3.5 Budsjettkonsekvensar for SDØE

Tampen Link vil ut frå informasjon frå operatøren Statoil krevje ca. 15,5 millionar kroner i investeringar, ca. 0,2 millionar kroner i driftskostnader og 0,3 millionar kroner i kalkulatoriske renter for SDØE i 2005. Det er dekning for desse kostnadene innanfor ramma av gjeldande budsjett, jf. St.prp. nr. 1 (2004–2005) og Budsjett-innst. nr. 9 (2004–2005), kapittel 2440 post 30, kapittel 5440 post 24.02 og kapittel 5440 post 24.04.

3.6 Konklusjonar og vilkår

Olje- og energidepartementet gjev si tilslutning til at Tampen Link blir bygd i samsvar med den framlagde planen for anlegg og drift, med dei merknadene som går fram av denne proposisjonen og på desse vilkåra:

1. Tampen Link-fasilitetane skal innlemmast i Gassled, seinast når drifta av Tampen Link startar opp. Dersom det ikkje blir semje om vilkåra for innlemminga i Gassled innan rimeleg tid, kan departementet avgjere korleis innlemminga skal skje, og fastsetje deltakardelen til den ein-skilde i Gassled etter innlemminga. Departementet vil fastsetje eigarfordeling og vilkår som, slik departementet vurderer det, gjev deltakarane rimeleg fortjeneste, mellom anna ut frå investering og risiko.
2. Statoil ASA skal vere operatør for Tampen Link fram til oppstarten av gassfyllinga i rørleidningen. Gassco AS skal då overta som operatør.
3. Skifte av operatør krev godkjenning frå departementet. Når det ligg føre særlege grunnar, kan departementet skifte operatør. Departementet skal i rimeleg tid varsle om overføringa av operatøroppgåvene, og kan gje utfyllande føresegner og fastsetje vilkår for gjennomføringa og setje i verk operatørskiftet.

4. Dei generelle reglane for tilgjenge og tariffar fastsette av styresmaktene vil gjelde for Tampen Link, jf. kapittel 9 i forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet og forskrift 20. desember 2002 om fastsetting av tariffar mv. for bestemte innretninger.
5. Løyvet til Tampen Link gjeld til 30. september 2032.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Dykkar Majestet godkjenner og skriv under eit framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet og plan for anlegg og drift av Tampen Link.

Vi **HARALD**, Noregs Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjere vedtak om endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet og plan for anlegg og drift av Tampen Link i samsvar med eit vedlagt forslag.

Forslag

**til vedtak om endra plan for utbygging og drift
av Statfjordfeltet og plan for anlegg og drift av Tampen Link**

I

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet godkjenner endra plan for utbygging og drift av Statfjordfeltet.

III

Stortinget samtykkjer i at Petoro AS, som er retts-
havar for statens deltakardel (SDØE), kan delta i
anlegg og drift av Tampen Link.

II

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet gjev løyve til plan for anlegg og drift av Tampen Link.
