

St. prp. nr. 62
(1993-94)

Ny utbygging av Ekofiskfeltet mv.

INN H O L D

	Side
1. Innledning	3
2. Felthistorie og bakgrunn for nyutbyggingen	4
2.1 Innledning	4
2.2 Historie og eierforhold	4
2.3 Reserver	5
2.4 Innsynking	5
2.5 Teknisk standard på innretningene	6
3 Myndighetsbehandling og rettighets- havernes planer	6
4 Endret plan for utbygging og drift av Ekofisk-Ekofisk IIA	7
4.1 Utbyggingsløsning og produksjonsplan ...	7
4.2 Produksjon	8
4.3 Kostnader	8
4.4 Bemanning	9
5 Myndighetenes vurdering av Ekofisk IIA	9
5.1 Sikkerhet og ressursmessige forhold	9
5.2 Miljø	9
5.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	9
5.4 Sysselsettingsvirkninger	10
5.5 Konklusjon	10
6 Transportløsning	10
7 Rammebetingelser for Ekofisk IIA	11
7.1 Lønnsomhet etter skatt	11
7.2 Generelle vurderinger	12
7.3 Konesjonstidens lengde	12
7.4 Produksjonsavgift	13
7.5 Statlig deltakelse og konsesjonsjuridisk rammeverk	13
7.6 Drifts- og anleggstillatelsenens lengde	14
7.7 Disponering av innretninger som tas ut av bruk	15
7.8 Fiskale lettelsener	15
8 Budsjettmessige konsekvenser	15
9 Konklusjoner	15

St. prp. nr. 62

(1993-94)

Ny utbygging av Ekofiskfeltet mv.

*Tilråding fra Nærings- og energidepartementet av 25. august 1994,
godkjent i statsråd samme dag.*

1 INNLEDNING OG SAMMENDRAG

Regjeringen legger med dette fram en proposisjon om ny utbygging av Ekofiskfeltet som gir en langsiktig løsning for ivaretagelse av ressurs- og sikkerhetshensyn for feltene i utvinningstillatelse 018 (utv.till. 018).

Nærings- og energidepartementet mottok 31. desember 1993 søknad om godkjenning av endret plan for utbygging og drift for feltene i utv.till. 018 som bl.a. omfatter Ekofiskfeltet. Departementet mottok 14. mars 1994 et tillegg til endret plan for utbygging og drift som beskriver det aktuelle utbyggingsalternativ for nye innretninger på Ekofiskfeltet kalt Ekofisk IIA.

Feltene i utv.till. 018, spesielt Ekofisk og Eldfisk, representerer et betydelig gjenværende ressurspotensiale på 450-550 mill tonn oljeekvivalenter (toe.). Feltene ble i hovedsak bygget ut i løpet av 1970 årene. Ekofiskfeltet ble bygget ut som et områdesenter med viktige prosesserings- og transportfunksjoner for alle felt i området og for gasstransporten til Emden i Tyskland, samt oljetransporten til Teesside i England.

Som følge av det høye risikonivået på Ekofisktanken, aldring av produksjonsinnretningene og innsynking av havbunnen på Ekofiskfeltet, er det nødvendig med en omfattende nyutbygging av Ekofisksenteret.

Ekofisk IIA-planen sikrer etter departementets vurdering verdiskapingen i utv.till. 018 på lang sikt. Prosjektet har en nåverdi før

skatt på omlag 19 mrd 1994-kroner ved en oljepris på 108 kroner pr. fat. Gjennomføring av planen innebærer betydelige miljømessige gevinster ved at bl.a. utslipp av CO₂ reduseres med inntil 0,9 mill. tonn i året fra dagens nivå. Prosjektet bidrar videre til en vesentlig forbedring av sikkerhet for mennesker, miljø og materielle verdier på feltet.

Departementet legger vekt på at rammebetingelsene for Ekofisk IIA-utbyggingen skal sikre størst mulig verdiskaping fra feltet og dermed også sikre statens inntekter. Videre har departementet ønsket å skape et konsesjonsjuridisk rammeverk for utv.till. 018 som i størst mulig grad samsvarer med rammeverket som gjelder for nyere utvinningstillatelser. Det har også vært viktig å sikre en raskest mulig ferdigstilling av nye anlegg på Ekofiskfeltet for å redusere konsekvensene av de sikkerhetsmessige problemene.

Departementet foreslår derfor i denne stortingsproposisjon å forlenge konsesjonstiden for utv.till. 018 og drifts- og anleggstillatelsene for Norpipe a.s olje- og gassrør til henholdsvis England og Tyskland til 2028. Videre foreslås å gi fritak for produksjonsavgift på olje og våtgass fra ferdigstilling av Ekofisk IIA samt å modernisere konsesjonsvilkårene for utv.till. 018 med bl.a. en direkte statlig andel (SDØE) i tillatelsen på 5 pst. fra 1. januar 1999. Det skal også innføres en direkte statlig andel på 40 pst. i rørledningene fra driftstillatelses utløp i henholdsvis 2005 og 2007.

2 FELTHISTORIE OG BAKGRUNN FOR NYUTBYGGINGEN

2.1 Innledning

Ekofiskfeltet omfattes av utv.till. 018 som ble tildelt i 1. konsesjonsrunde i 1965. Utvinningstillatelsen løper ut 31. august 2011. Utvinningstillatelsen omfatter i tillegg til Ekofisk også feltene Cod, Edda, Eldfisk, Embla, Vest Ekofisk samt deler av Albuskjell og Tor. Phillips Petroleum Co. Norway (Phillips) er operatør for utvinningstillatelsen.

Utv.till. 018 med Ekofisksenteret er et svært viktig område i norsk olje- og gassvirksomhet. Feltene i utv.till. 018 utgjør en vesentlig del av ressurspotensialet i den sørlige delen av Nordsjøen. I dag behandles olje og gass fra til sammen 14 felt på Ekofisksenteret. Ekofisksenteret med betonginnretningen 2/4 Tank (Ekofisktanken), er dermed et knutepunkt for behandling og transport av olje og gass for felt i den sørlige delen av Nordsjøen. Oljerørledningen Norpipe besørger transport av olje og våtgass fra den sørlig del av Nordsjøen til Teesside i Storbritannia, mens gassrørledningen besørger transport av gass til Emden i Tyskland. I 1985 startet gasstransporten fra den nordlige delen av Nordsjøen via Kårstø til Ekofisk gjennom gassrørledningen Statpipe og videre gjennom Norpipe til Emden. Innretningene på Ekofisksenteret besørget inntil oppstart av Zeepipe høsten 1993, transport av all gass fra norsk sokkel til kontinentet.

2.2 Historie og eierforhold

Utvinningstillatelsen ble opprinnelig tildelt Phillipsgruppen som besto av Phillips, Fina og Agip. I 1966 ble rettighetshavergruppen utvidet gjennom et makeskifte med Petronordgruppen bestående av Elf og Total samt Norsk Hydro. I 1988 kom Statoil inn i rettighetshavergruppen gjennom et bytte med Elf og Total.

Dagens rettighetshavergruppe i utv.till. 018 er vist i tabell 2.1.

Tabell 2.1 Nåværende eiersammensetning i utv.till. 018

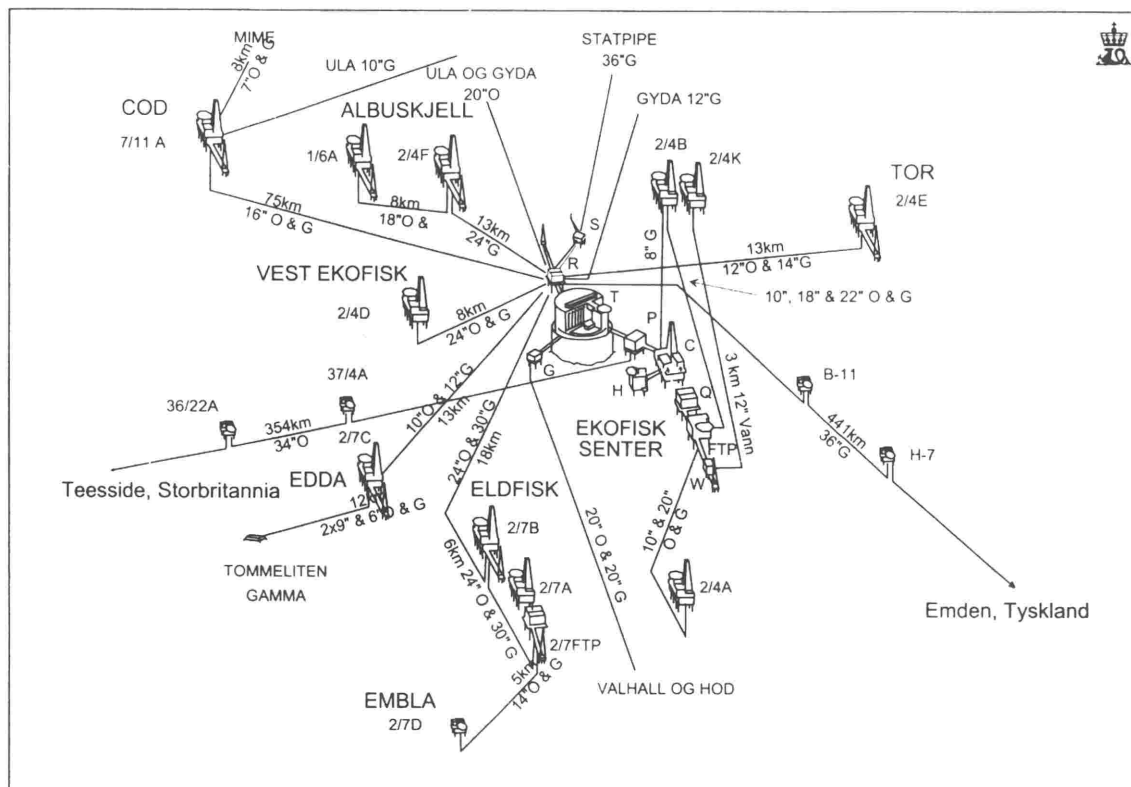
Phillips Petroleum Co. Norway	36,960 pst.
Norske Fina A/S	30,000 pst.
Norsk Agip A/S	13,040 pst.
Elf Petroleum Norge as	7,594 pst.
Norsk Hydro a.s	6,700 pst.
Total Norge A.S	3,547 pst.
Statoil a.s	1,000 pst.
Elf Rex Norge A/S ¹⁾	0,855 pst.
Norminol A/S ²⁾	0,304 pst.

1) Elf Rex Norge A/S eies av Elf Petroleum Norge as.

2) Norminol A/S eies av Saga Petroleum as.

Codfeltet ble funnet i 1968. Feltet inneholdt gass og kondensat, men reservene var for små til å kunne forsvare en selvstendig utbygging. I 1969 ble Ekofiskfeltet funnet. Feltet ble tidlig karakterisert som et gigantisk oljefelt og prøveproduksjon ble startet i juni 1971. I startfasen ble olje bøyelastet på feltet.

Fig. 2.1 Innretninger i Ekofiskområdet



Spørsmålet om utbygging av Ekofiskfeltet, ilandføring og utnyttelse av petroleum fra feltet var gjenstand for bred utredning i årene 1970-73. Ilandføringsspørsmålet ble behandlet i St.meld. nr 51 (1972-73) som anbefalte at det ble gitt tillatelse til å ilandføre olje og gass til henholdsvis Storbritannia og Tyskland. For dette formål ble transportselskapet Norpipe a.s. dannet med 50 pst. deltakelse fra Statoil. Norpipe a.s. eier rørledningene til Teesside og Emden.

Dagens eierfordeling i Norpipe a.s. er vist i tabell 2.2.

Tabell 2.2 Eierfordeling i Norpipe as

Statoil as	50,0000 pst.
Phillips Petroleum Co. Norway	18,4800 pst.
Norske Fina A/S	15,0000 pst.
Norsk Agip A/S	6,5200 pst.
Elf Petroleum Norge as	3,3500 pst.
Norsk Hydro a.s	4,0470 pst.
Total Norge A.S	2,0235 pst.
Elf Rex Norge A/S	0,4275 pst.
Norminol A/S	0,1520 pst.

Rettighetshaverne i utv.till. 018 inngikk i 1973 en avtale om salg av gass fra Ekofiskfeltet til et konsortium av tyske, nederlandske, franske og belgiske gasskjøpere. Det ble senere inngått avtale om gassalg for feltene Edda, Eldfisk og Albuskjell med de samme kjøpere. Permanent produksjon fra Ekofisksenteret startet våren 1974. Oljetransporten til Teesside startet høsten 1975 og gasstransporten til Emden høsten 1977. Våtgass fra felt i utv.till. 018 leveres under langsiktige avtaler til petrokjemisk industri i Bamble.

Utbygging av feltene Vest Ekofisk, Cod, Albuskjell, Tor, Eldfisk og Edda utgjorde tredje fase av utbyggingen av Ekofiskområdet som ble gjennomført i årene 1977-79. Alle disse feltene omfattes helt eller delvis av utv.till. 018. Albuskjell omfattes også delvis av utv.till. 011 med Shell som rettighetshaver, og Tor omfattes også delvis av utv.till. 006 der Amoco er operatør. Senere er feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda, Mime og Tommeliten gamma som ligger utenfor utv.till. 018, knyttet opp til Ekofisksenteret. Senere er Embla i utv.till. 018 bygget ut.

2.3 Reserver

Pr. 1. januar 1994 er det totalt blitt produsert 280 mill Sm³ olje og 166 mrd Sm³ gass fra feltene i utv.till. 018. Phillips anslag over gjenværende påviste reserver i utv.till. 018 er omlag 207 mill Sm³ olje og 118 mrd Sm³ gass. Oljedirektoratets tilsvarende anslag er omlag 247 mill Sm³ olje og 109 mrd Sm³ gass. Gjen-

værende utvinnbare reserver utgjør omlag 40 pst. av opprinnelige påviste reserver i utv.till. 018. Av dette utgjør reservene i feltene Ekofisk og Eldfisk 93 pst. Potensialet for økt utvinning utover dette utgjør etter Oljedirektoratets vurdering mellom 70-170 mill toe. I tillegg er forventet ressursanslag for ikke utbygde funn samt uborede prospekter anslått til 50 mill toe. olje og gass. Dette innebærer at sannsynlige gjenværende ressurser totalt utgjør mellom 450-550 mill toe for hele tillatelsen. Ekofisk og andre felt i utv.till. 018 utgjør således en viktig del av det gjenstående ressurspotensiale av olje og gass på norsk sokkel.

2.4 Innsynking

I 1984 ble det konstatert at havbunnen på Ekofiskfeltet hadde sunket. Innsynkingen skyldes delvis at trykket i reservoaret reduseres gjennom utvinning av olje og gass og delvis manglende styrke i jordskorpen over reservoaret. Innsynkingen innebærer en økt sikkerhetsrisiko ved at innretningene ikke har tilstrekkelig klaring til havflaten ved store bølgehøyder.

Operatøren har gjennomført en rekke tiltak for å redusere sikkerhetsrisikoen ved innsynking. I 1986 startet vanninjeksjon i Ekofiskfeltet. Injeksjon av vann bidrar dessuten til å øke produksjonen fra feltet. De fleste stålennetningene i Ekofisksenteret ble i 1987 jekket opp 6 meter for å sikre plattformene ved store bølgehøyder. En beskyttelsesvegg i betong ble i 1989 installert rundt Ekofisktanken for å sikre denne.

Da vanninjeksjonen motvirker trykkreduksjon i reservoaret, er det antatt at dette reduserer innsynkingen av havbunnen på Ekofiskfeltet. Til tross for vanninjeksjon i stort omfang har imidlertid innsynkingen fortsatt i samme hastighet som tidligere. Samlet innsynking har nå passert 6 meter og ytterligere tiltak for å sikre fortsatt forsvarlig drift av innretningene er påkrevet.

Havbunnsinnsynking grunnet utvinning av petroleum er registrert på fire felt på norsk sokkel som alle ligger i Ekofiskområdet. (Ekofisk, Eldfisk, Vest Ekofisk og Valhall). På Ekofisk har innsynking ført til betydelige ekstrakostnader. Kostnader på 6,7 mrd. kroner er påløpt i forbindelse med sikring av innretninger gjennom oppjekking og bygging av beskyttelsesvegg rundt Ekofisktanken. I tillegg har en boret opp igjen 50-60 brønner som følge av brønnekollaps. Boring av nye brønner har medført en kostnad på omlag 3 mrd. kroner. På Vest Ekofisk antas det at kostnadene forbundet med sikring av innretningene mot innsynking blir for store i forhold til mulige

fremtidige inntekter. Innsynking bidrar således til å forkorte den økonomiske levetiden til feltet.

Fremtidig havbunnsinnsynking på Ekofisk kan få alvorlige konsekvenser for produksjon og sikkerhet på installasjonene. Det er stor usikkerhet med hensyn til fremtidig innsynking på alle felt hvor innsynking er registrert. For Ekofiskfeltet har en flere ulike anslag. Phillips har beregnet at innsynkingen mest sannsynlig vil nå opp i 8 meter. Oljedirektoratets tilsvarende anslag er omlag 11 meter, mens Statoils anslag er 16 meter. Den direkte årsakssammenheng mellom utvinning, sammentrykning av reservoaret og havbunnsinnsynking er ennå ikke fullstendig forstått.

I tillegg til å sikre eksisterende og nye installasjoner mot fremtidig innsynking, er det av avgjørende betydning for lønnsomheten på feltet å redusere antall brønnkollaps og tap av produksjon som følge av innsynking. Det er derfor nødvendig å ha borekapasitet tilgjengelig på feltet i årene fremover.

Innsynking har imidlertid en positiv effekt ved at sammentrykning av reservoaret gir økt reservoarenergi og dermed mulighet til å produsere en større andel av de tilstedeværende reserver. Foreløpige studier som Oljedirektoratet har fått utført tyder på at de samme forhold som fører til innsynking har bidratt til betydelig økt utvinning fra Ekofiskfeltet.

2.5 Teknisk standard på innretningene

Innretningene på Ekofiskfeltet er nå vel 20 år gamle. Teknologien som benyttes er utfra dagens forhold lite kostnadseffektiv og lite miljøvennlig. Videre har Ekofisksenteret nå en behandlings- og transportkapasitet som er større enn det fremtidige behov.

Kommunal- og arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet vurderer risikoen forbundet med fortsatt langsiktig drift av eksisterende innretninger til å være uakseptabel høy som følge av aldring av installasjonene, innsynking av havbunnen og risikoen knyttet til samtidig drift og kontinuerlige modifikasjoner. Det høye risikonivået og høye driftskostnader truer en videre økonomisk utnyttelse av ressursene i Ekofiskområdet.

Innretningene på Ekofiskfeltet er i henhold til Oljedirektoratet preget av svakheter ved design og materialvalg, i tillegg har teknisk støttedokumentasjon vært mangelfull. Videre er det et omfattende behov for vedlikehold og hyppige modifikasjoner. Den tekniske tilstanden på endel kritisk utstyr er ikke i overensstemmelse med gjeldende regelverkskrav. Perioden fra produksjonsstart og fram til nå har vært preget av kontinuerlige endringsarbeider på innretningene i form av sikkerhets-

messige modifikasjoner, nybygg, tilkobling av nye felt, oppjekking m.m. Den tekniske dokumentasjonen har ikke blitt tilstrekkelig oppdatert i fbm. endringene.

Oljedirektoratet vurderer kombinasjonen av samtidig drift og modifikasjoner til å medføre økende risiko for ulykkestilfeller og en slik kombinasjon stiller strenge krav til styring for å holde risikoen under kontroll.

3 MYNDIGHETSBEHANDLING OG RETTIGHETSHAVERNES PLANER

Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet på Ekofiskfeltet har som nevnt avdekket alvorlige feil og mangler ved innretningene på feltet. Oljedirektoratet har spesielt vært opptatt av at sikkerheten på Ekofisktanken må forbedres.

Oljedirektoratet utferdiget 18. november 1992 et pålegg til Phillips der det ble stilt vilkår for at Phillips skulle få anledning til å opprettholde petroleumsvirksomheten på Ekofisktanken. Oljedirektoratet pekte her på en rekke forhold på tanken som ikke var i samsvar med regelverkets minimumskrav til sikkerhet for mennesker, miljø og økonomiske verdier. Videre uttalte Oljedirektoratet at fortsatte modifikasjoner på tanken ikke i tilstrekkelig grad vil kunne kompensere for den negative utviklingen på innretningen. Det er videre Oljedirektoratets oppfatning at vedvarende havbunnsinnsynking også vil bidra til å forverre risikobildet. Oljedirektoratet varslet at det av hensyn til sikkerheten på sikt ville være nødvendig å bringe prosesserings- og transportvirksomheten på Ekofisktanken til permanent opphør. Oljedirektoratet påla rettighetshaverne innen 1. juli 1993 å fremlegge en forpliktende plan for langsiktig løsning til ivaretagelse av de sikkerhetsmessige forhold ved prosesserings- og transportvirksomheten på Ekofisksenteret. Oljedirektoratet har videre ut fra en sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering kommet til at boreriggene på Ekofisk med unntak av én rigg på vanninjeksjonsplattformen 2/4-K, ikke tillates benyttet utover 1. januar 1995. Bruk av boreriggene etter dette tidspunkt forutsetter at riggene blir oppgradert til å møte regelverkets krav.

Phillips presenterte i brev til Oljedirektoratet 1. juli 1993 en langsiktig løsning for ivaretagelse av sikkerheten på Ekofisktanken. Rettighetshaverne forpliktet seg her til å bygge et nytt prosessanlegg på en separat plattform som kunne ferdigstilles i 1998, samt forpliktet seg til å gjennomføre ytterligere modifikasjoner som ville være nødvendig for fortsatt sikkerhetsmessig forsvarlig drift av de gjenværende funksjonene på Ekofisktanken etter

1998, inkludert transportfunksjonen. Denne planen ble kalt Ekofisk 2011. Phillips informerte samtidig om at de ville utrede en alternativ mer langsiktig løsning, Ekofisk II, som de ville foretrekke forutsatt at myndighetene endret rammebetingelsene for utv.till. 018.

I samråd med Kommunal- og arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet fant Nærings- og energidepartementet det ønskelig at sikkerhetsproblemene og de ressursmessige utfordringene på Ekofisk ble vurdert i sammenheng. Departementet fant det hensiktsmessig at disse spørsmålene ble behandlet i en endret Plan for utbygging og drift (PUD) for feltene i utv.till. 018. Departementet påla i brev av 15. juni 1993 Phillips å legge fram en endret PUD for feltene i utv.till. 018. I tillegg ba departementet i brev av samme dato Statoil om, i samarbeid med Phillips, å utarbeide en studie der transportløsninger for Ekofiskområdet ble sett i sammenheng med en helhetlig vurdering av gasstransportssystemet til kontinentet. Tidsfrist for fremleggelse av endret PUD og transportstudien ble satt til 31. desember 1993.

Endret PUD ble oversendt den 31. desember 1993. Phillips presenterte her de to nevnte løsningene for langsiktig drift av feltet kalt Ekofisk 2011 og Ekofisk II. Rettighetshaverne forpliktet seg til å gjennomføre den såkalte Ekofisk 2011-planen innenfor de gjeldende rammebetingelser. Operatøren anbefalte at Ekofisk II-planen ble gjennomført forutsatt at myndighetene bla. forlenget konsesjonstiden for utv. till. 018 og drifts- og anleggstillatelsen til Norpipe a.s. ga fritak for produksjonsavgift og godkjente en ny organisering av virksomheten i utv.till. 018 og Norpipe a.s.

Forslaget til organisering oppnådde ikke den nødvendige enstemmighet blant rettighetshaverne. Videre ble Phillips i brev av 31. januar 1994 fra Nærings- og energidepartementet meddelt at forslaget til ny organisering av virksomheten ikke kunne godtas da den inneholdt elementer som departementet anså ikke å være forenlige med etablert praksis for organisering av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Ekofisk II-planen innebar investeringer på omlag 28 mrd 1994 kroner. Rettighetshaverne fant planen dårlig tilpasset de rådende forventninger om fremtidige lave oljepriser. Ekofisk II-planen ble derfor skrinlagt. Heller ikke Ekofisk 2011-planen ga en tilfredsstillende lønnsomhet basert på de økonomiske forutsetninger som ble lagt til grunn.

På denne bakgrunn la rettighetshaverne den 14. mars 1994 fram en plan for en ny utbyggingsløsning kalt Ekofisk IIA i et tillegg til endret PUD.

Ekofisk IIA-planen omfatter elementer fra begge de to tidligere løsningene. Rettighetshaverne foreslår å bygge en ny plattform for boring og produksjon og en ny plattform for behandling og transport ved siden av det nåværende Ekofisksenteret. Planen innebærer at flere av de nåværende innretningene blir benyttet videre. Investeringskostnadene blir dermed redusert til omlag 19 mrd 1994 kroner. En beslutning om gjennomføring av Ekofisk IIA-planen var i følge rettighetshaverne avhengig av at myndighetene innfridde følgende vilkår om endrete rammebetingelser:

1. Forlengelse av utvinningstillatelse 018 fra 2011 til 2031, samt forlengelse av tillatelsen til Norpipe for drift av olje- og gassrørledningene fra henholdsvis 2005 og 2007 til 2031.
2. Fritak for produksjonsavgift fra 1.1.1999
3. Bekreftelse på at eventuell fjerning av eksisterende innretninger ikke skal pålegges før etter 2011 og bekreftelse på at kostnader forbundet med disponering av innretninger som tas ut av bruk kan utgiftsføres skattemessig.
4. Andre fiskale lettelser herunder fritak for produksjonsavgift allerede fra 1. januar 1994 og/eller endringer i særskatten.

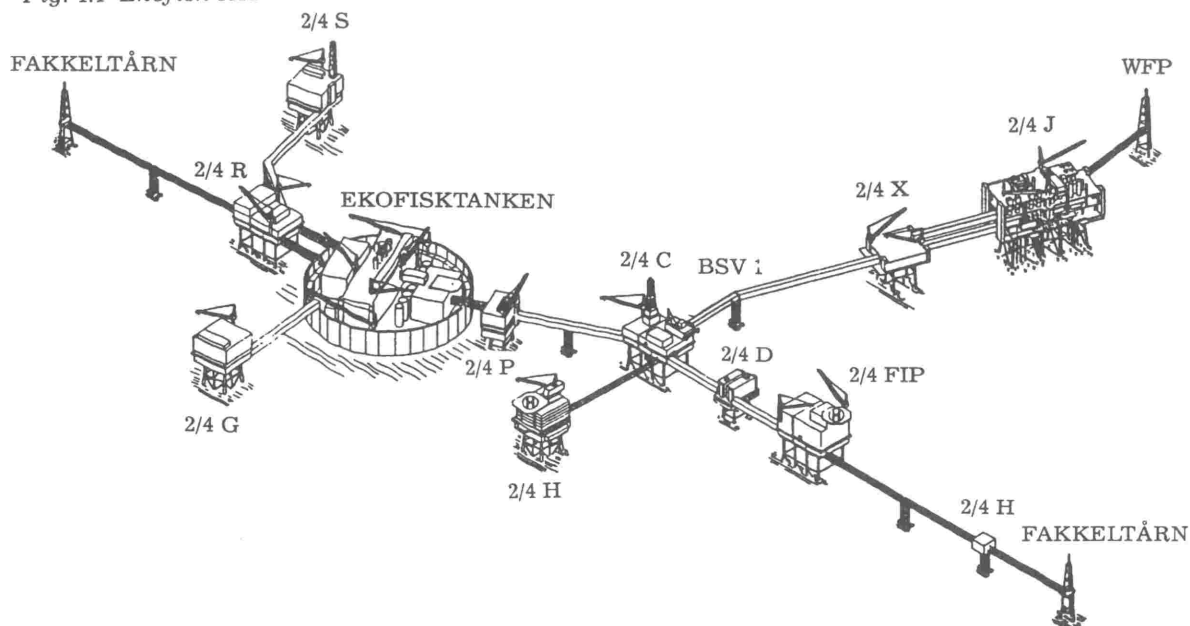
4 ENDRET PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT AV EKOFISK

4.1 Utbyggingsløsning og produksjonsplan

Ekofisk IIA-planen innebærer en delvis nyutbygging av Ekofisksenteret. Det vil bli bygget en ny brønnhodeplattform 2/4X med stålunderstell og 50 brønnsliesser som planlegges å bli satt i drift i 1996. Brønnene boret på 2/4X vil erstatte produksjonen fra de to nåværende produksjonsplattformene 2/4A og 2/4B. Sammen med brønnene boret fra den eksisterende produksjonsplattformen 2/4C vil den nye brønnhodeplattformen kunne drenere store deler av reservoaret. Brønnhodeplattformen er dimensjonert for 20 meters innsynking. Plattformen vil bli plassert ved siden av 2/4C og knyttet til denne med broforbindelse.

Alle behandlings- og transportfunksjoner vil etter planen i 1998 bli flyttet fra Ekofisk-tanken til en ny plattform 2/4 J. Plattformen vil ha 8 stigerør for mottak og transport av olje og gass og mulighet for å ta inn 4 ekstra stigerør. Den vil ha mulighet for mottak og transport av olje og gass fra Eldfisk og Embla og fra felt utenfor utv.till. 018. 2/4J vil bli plassert ved siden av 2/4X og knyttet til denne med broforbindelse. Bærestrukturen vil bli dimensjonert for 20 meters innsynking. Det er

Fig. 4.1 Ekofisk IIA



ennå ikke tatt en beslutning om understellet til plattformen skal bygges i stål eller betong.

Behandlings- og transportfunksjonene på 2/4J vil bli prosjektert med sikte på at produksjonen fra feltene Cod, Edda, Mime, Tommeliten gamma, Vest Ekofisk, Albuskjell og Tor stenges før 1998. Disse feltene vil antageligvis bli stengt ned enten fordi de har utilstrekkelige gjenværende reserver, eller fordi det ikke er økonomisk grunnlag for å knytte de opp til det nye Ekofisksenteret. Spørsmålet om videre drift av disse feltene utredes videre av rettighetshaverne.

Behandlings- og transportkapasiteten vil bli redusert i forhold til dagens situasjon for bedre å tilpasses det fremtidige behov for feltene i utv.till. 018 samt forpliktelser i forhold til andre felt.

Ekofiskfeltet produseres nå med trykkstøtte ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. I henhold til Ekofisk IIA-planen vil dette fortsette. Vanninjeksjonsplattformene 2/4K og 2/4W vil etter planen fortsatt bli benyttet til dette formålet fram til henholdsvis 2015 og 2009.

Produksjonsplattformene 2/4A og 2/4B vil etter planen tas ut av bruk i 1999. Boligplattformen 2/4H vil fortsatt bli benyttet til innkvartering og helikopterlandingsplass.

4.2 Produksjon

Vanninjeksjonen vil fortsette under Ekofisk IIA. Oljeproduksjonen fra feltene i utv.till. 018 er i 1994 omlag 240 000 fat/dag og gassproduksjonen er omlag 10 mrd. Sm³ pr.

år. Produksjonsprofilen for olje og våtgass stiger under den nåværende drift fram til omlag 1998. Deretter er det anslått en synkende produksjonsrate fram mot 2030. Gassproduksjonen er forventet å synke fra dagens nivå. Produksjonen av våtgass vil være slik at en kan videreføre leveranser av våtgass til Noretyls virksomhet i Bamble.

4.3 Kostnader

Operatørens anslag over investeringer knyttet til Ekofisk IIA er på omlag 19 mrd. 1994-kroner. Dette er et såkalt 50/50 estimat hvor sannsynligheten for å overskride og underskride budsjettet er like stor. Phillips anslag over investeringene i perioden 1994-99 er vist i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Investeringer Ekofisk IIA

	1994-kroner
Prosess- og transportplattform (2/4J)	9,8 mrd
Brønnholdeplattform (2/4X)	1,5 mrd
Boring	3,1 mrd
Annet	4,6 mrd
Sum	19,0 mrd

Ekofisk IIA innebærer en betydelig reduksjon i driftskostnader i forhold til dagens drift på Ekofisk. I følge operatørens prognoser for kostnader og produksjon vil en kunne redusere driftskostnadene pr. produsert enhet med vel 30 pst.

4.4 Bemanning

Den videre drift av Ekofiskområdet vil ha redusert behov for bemanning. Dette skyldes delvis at enkelte felt antagelig vil bli stengt ned som følge av at de ikke lenger er økonomisk drivverdige. Videre vil en redusert antall bemannede plattformer på de feltene som drives videre. Det totale antall ansatte på land og til havs knyttet til drift av Ekofiskområdet utgjør nå 2700 personer. Operatøren anslår at antall ansatte vil bli redusert til 1400 i 1998 når feltene Vest Ekofisk, Cod, Edda, Albuskjell og Tor er ute av produksjon. I 2018 er bemanningsbehovet på land og til havs forventet å bli mellom 1050 og 1550.

Driften av Ekofisksenteret i interimperioden fram til de nye innretningene settes i drift, krever at det iverksettes en rekke risikoreducerende tiltak. Et viktig tiltak for å holde risikoen under kontroll i interimperioden, er at operatøren følger opp og videreutvikler de bemanningsplaner som er omtalt i endret PUD. Operatøren har i endret PUD understreket viktigheten av at Ekofisksenteret blir bemannet med arbeidstakere med erfaring fra drift og vedlikehold av Ekofisk-innretningen.

5 MYNDIGHETENES VURDERING AV EKOFISK IIA

Departementet har innhentet uttalelser fra Oljedirektoratet vedrørende ressursmessige, tekniske og økonomiske forhold, og fra Kommunal- og arbeidsdepartementet vedrørende sikkerhetsmessige forhold ved Ekofisk IIA. Konsekvensanalysen som belyser miljø- og samfunnsmessige konsekvenser av prosjektet, har vært sendt på høring til berørte departementer og instanser.

5.1 Sikkerhet og ressursmessige forhold

Kommunal- og arbeidsdepartementet uttaler at Ekofisk IIA-planen vil innebære en radikal forbedring i forhold til dagens situasjon på Ekofisk både med hensyn til fremtidig vedlikeholdsomfang og ivaretagelse av sikkerhet med hensyn til forventet innsynking. Kommunal- og arbeidsdepartementet uttaler videre at det på bakgrunn av den sikkerhetsmessige situasjon på Ekofiskfeltet er viktig å få etablert et nytt feltsenter så raskt som praktisk mulig.

Oljedirektoratet vurderer at Ekofisk IIA-prosjektet legger forholdene til rette for en langsiktig ressursutnyttelse fra området. Oljedirektoratet uttaler videre at Ekofisk IIA-

planen vil ivareta Oljedirektoratets sikkerhetspålegg knyttet til driften av Ekofisktanken. Planen er i følge Oljedirektoratet tilstrekkelig robust i forhold til den usikkerhet som er knyttet til videre innsynking. Oljedirektoratet anbefaler på bakgrunn av en samlet vurdering av ressurs- og sikkerhetsmessige forhold at Ekofisk IIA-planen godkjennes av myndighetene.

Operatøren har etter at endret PUD ble lagt fram arbeidet videre med optimalisering av funksjonskravene for innretningene. I den forbindelse vil informasjon om transport- og behandlingskapasiteter for de nye innretningene samt om mulighetene for framtidig felttilknytning og kostnadene forbundet med dette, bli forelagt myndighetene for godkjenning.

5.2 Miljø

Den nye utbyggingsløsningen for Ekofisk og endringer i transportsystemet vil sammen med redusert produksjon fra utv.till. 018 medføre betydelig reduserte utslipp av klimagasser i forhold til dagens utslippsnivå. Utbyggings- og transportløsningen medfører redusert omfang av gasskompresjon i forbindelse med transport. Eksisterende utstyr vil erstattes med mer energieffektivt og miljøvennlig utstyr.

Phillips prognoser viser at CO₂-utslipp reduseres fra 2 mill tonn pr. år i 1992 til 1,1 mill tonn pr. år i 1999.

NO_x-utslipp reduseres fra 10 700 tonn pr. år til 3 750 tonn pr. år.

5.3 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Departementet har beregnet den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Ekofisk IIA. I beregningene har en tatt utgangspunkt i operatørens anslag for produksjon, investeringer og driftskostnader. En har imidlertid tatt sikte på ikke å inkludere de kostnadene som påløper uansett beslutning om Ekofisk IIA. Enkelte kostnader for prosjektet er utelatt i departementets beregninger i forhold til hva operatøren har inkludert i de lønnsomhetsberegningene som er presentert i endret PUD. Denne kostnadsdelingen er gjort på bakgrunn av Oljedirektoratets vurderinger.

Departementet har ved lønnsomhetsberegningene lagt til grunn to flate oljeprisbaner på 108 og 130 1994-kroner pr. fat med tilhørende gasspriser. Dette tilsvarer 15 og 18 USD pr. fat ved en valutakurs på 7,20 NOK/USD.

Resultatet av disse beregningene er vist i tabell 5.1.

Tabell 5.1 Lønnsomhet før skatt for Ekofisk IIA

Mill 1994-kroner	Oljepris 108 kroner	Oljepris 130 kroner
Nåverdi 7 pst. før skatt	18 827	30 147
Internrente før skatt	24 pst.	30 pst.

Både departementets og Phillips beregninger viser at Ekofisk IIA er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt med basisforutsetningene. Videre er det et oppsidepotensiale knyttet til økt produksjon fra Ekofiskfeltet utover de produksjonsanslagene som er grunnlag for beregningene.

5.4 Sysselsettingsvirkninger

Ekofisk IIA-utbyggingen kommer på et tidspunkt med betydelig nedgang i investeringsnivået på norsk sokkel. Investeringene nådde i 1993 en topp på vel 50 mrd. kroner og forventes i løpet av en 5-årsperiode å reduseres til et nivå på omlag 25 mrd. kroner, inklusive investeringene i Ekofisk IIA. Med totale investeringer på 19 mrd. kroner fram til ferdigstillelse i 1998 vil Ekofisk IIA følgelig bidra til å redusere nedgangen i investeringsnivået.

Driften av feltene i utv.till. 018 gir idag omlag 8 500 arbeidsplasser på land og til havs når vi regner med ansatte både i Phillips, innleide bedrifter og ansatte hos leverandører av varer og tjenester. I utbyggingsperioden forventes en betydelig økning i sysselsettingen som følge av utbyggingsaktiviteten inklusive nasjonale og regionale ringvirkninger. I topperioden i 1996-97 forventes de samlede sysselsettingsvirkninger å utgjøre omlag 17 000 årsverk.

Norsk offshoreindustri er idag internasjonalt konkurransedyktig innenfor mange delmarkeder. Det er derfor realistisk å anta at prosjektet vil gi en nasjonal og regional verdi-

skapningseffekt på linje med tidligere utbyggingsprosjekter.

5.5 Konklusjon

På bakgrunn av en helhetlig vurdering av hensyn til sikkerhet, miljø og samfunnsøkonomi finner departementet at det er ønskelig å sikre at Ekofisk IIA-planen realiseres.

6 TRANSPORTLØSNING

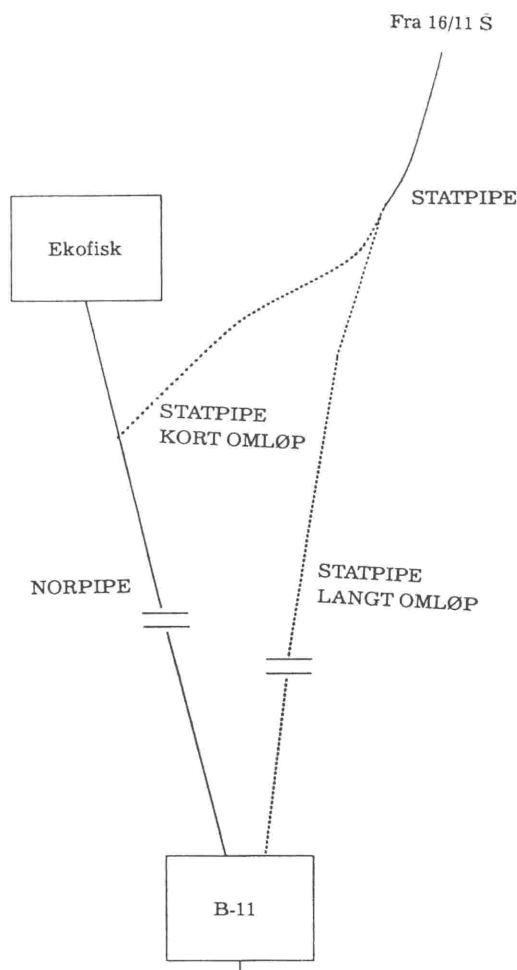
I tilknytning til beslutning om videre drift av Ekofiskfeltet er det nødvendig å ta stilling til hvordan gass fra Statpipe-systemet skal transporteres videre sørover til kontinentet. Departementet ba i brev av 15. juni 1993 Statoil gjennomføre en studie av gasstransportløsninger for Ekofiskområdet sett i sammenheng med en helhetlig vurdering av gasstransportsystemet fra norsk sokkel. Studien som ble laget i samarbeid med Phillips, ble lagt fram for departementet 31. desember 1993.

Studien presenterte tre alternative løsninger for gasstransportsystemet i tilknytning til Ekofisk;

- Kompresjon av all gass på det nye Ekofisksenteret.
- Gass fra Ekofiskområdet komprimeres på Ekofisksenteret. Rørledning legges rundt Ekofisksenteret for den gass som kommer fra Statpipe (*kort omløp*).
- Gass fra Ekofiskområdet komprimeres på Ekofisksenteret. Gass fra Statpipe transporteres direkte til kompressorplattformen B-11 gjennom en rørledning som legges utenom Ekofisksenteret til B-11 (*langt omløp*).

Kort og langt omløp er vist i figur 6.1. Investeringene knyttet til et kort omløp vil være omlag 0,8 mrd. kroner. Investeringene knyttet til et langt omløp vil være omlag 2,1 mrd. kroner.

Fig. 6.1 Transportløsninger i tilknytning til Ekofisk.



I studien anbefalte Statoil og Phillips at det ble lagt et langt omløp rundt Ekofisksenteret. En slik løsning krever en lavere kompressorkapasitet på Ekofisksenteret enn dagens situasjon. Denne anbefalingen var basert på enkelte forutsetninger som senere er endret. De viktigste endringer som har skjedd er inngåelse av større gassalgssforpliktelser enn før antatt og muligheten for å legge et tredje rør til Emden. Statoil arbeider videre med alternative transportløsninger. Ved valg av et kort omløp vil det kunne bli nødvendig å utvide kompressorkapasiteten på Ekofisksenteret utover behovet til utv.till. 018 for å opprettholde en tilstrekkelig transportkapasitet til kontinentet. Phillips har forpliktet seg til å ta hensyn til usikkerheten vedrørende fremtidig kompressorkapasitet ved bygging av de nye anleggene på Ekofiskfeltet. Phillips vil sørge for at det er mulig å utvide kompressorkapasiteten på et senere tidspunkt dersom dette skulle være ønskelig.

Kapasiteten i Norpipe er nå 59 mill Sm³ pr. dag ved full utnyttelse av transportkompressorene på plattformene B-11 og H-7 som ligger på tysk sokkel. Dersom en ikke benytter kompresjonen på disse plattformene, vil kapasiteten i Norpipe halveres, men en oppnår betydelige kostnads- og miljømessige gevinster for Norpipe isolert. Redusert bruk av Norpipe vil måtte erstattes av økt bruk av andre transportsystemer. Det kan av økonomiske og miljømessig grunner være gunstig å erstatte utnyttelse av full kapasitet i Norpipe med ny transportkapasitet til Emden.

Det antas at plan om utforming av transportsystemet i tilknytning til Ekofisksenteret vil bli forelagt myndighetene høsten 1995.

En vil i utgangspunktet anta at den videre myndighetsbehandling av saken vil falle inn under reglene for forenklet myndighetsbehandling jfr. St.prp. nr. 1 (1992-93). En tar således sikte på at departementet gir tillatelse til anlegg og drift for transportløsningen etter vedtak av Kongen i statsråd.

7 RAMMEBETINGELSER FOR EKOFISK IIA

På bakgrunn av rettighetshavernes vurdering om at Ekofisk IIA ikke har en tilfredsstillende lønnsomhet for selskapene innenfor de nåværende rammebetingelser, ble det i endret PUD forutsatt at rammebetingelsene ble endret. Rettighetshaverne forutsatte at det ble foretatt følgende endringer i rammebetingelsene for Ekofisk IIA:

- Forlengelse av utv.till. 018 fra 2011 til 2031 og forlengelse av drifts- og anleggstillatelsene for olje- og gassrørledningene i Norpipe a.s. fra henholdsvis 2005 og 2007 til 2031.
- Fritak for produksjonsavgift på olje og våtgass for Ekofisk IIA fra 1. januar 1999.
- Bekreftelse på at fjerning av de nåværende innretningene ikke kreves før etter 2011 og at enkelte kostnader knyttet til disponering av innretninger kan utgiftsføres.
- Andre fiskale lettelsener for å styrke lønnsomheten i Ekofisk IIA-prosjektet, som fritak for produksjonsavgift på olje og våtgass allerede fra 1994 og/ eller redusert særskatt.

7.1 Lønnsomhet etter skatt

I PUD viser operatøren resultatene av lønnsomhetsberegninger med oljepris på 12 og 15 1994-USD pr. fat. Lønnsomhetsberegningene er utført etter skatt innenfor konsesjonsperioden fram til 2011 og med produksjonsavgift på oljeproduksjonen. Resultatet av disse beregningene er vist i tabell 7.1.

Tabell 7.1 Nåverdi etter skatt for Ekofisk IIA med Phillips forutsetninger

Oljepris	Avkastningskrav 7 pst.	Avkastningskrav 10 pst.
12 USD/fat . ÷2 668 mill. kr		÷3 376 mill. kr
15 USD/fat . ÷1 124 mill. kr		÷2 150 mill. kr

Departementet har sammen med Oljedirektoratet gått gjennom operatørens lønnsomhetsberegninger. En har på denne bakgrunn valgt å utelate enkelte kostnader og utbetalinger i lønnsomhetsberegningen som en mener vil påløpe uansett beslutning om Ekofisk IIA. Dette er kostnader en mener knytter seg til dagens drift av Ekofiskfeltet. Videre har en lagt til grunn en moderat skattemessig fordel ved gjeldsfinansiering av prosjektet. Operatøren har i sin beregning lagt til grunn 100 pst. egenkapitalfinansiering.

Som nevnt i kap. 5.3. har departementet ved beregningen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Ekofisk IIA, lagt til grunn to flate oljeprisbaner på 108 og 130 1994-kroner pr. fat. Dette tilsvarer 15 og 18 USD pr. fat ved en valutakurs på 7,20 NOK/USD. Videre har departementet lagt til grunn et realavkastningskrav på 7 pst. etter skatt som et uttrykk for kapitalkostnad for oljeprosjekter i Norge.

Departementets lønnsomhetsberegninger etter skatt med disse forutsetninger samt gjeldende rammebetingelser inklusive konsesjonstid fram til 2011 og med produksjonsavgift på oljeproduksjonen er vist i tabell 7.2.

Tabell 7.2 Nåverdi etter skatt for Ekofisk IIA med departementets forutsetninger

Mill. 1994-kroner	Oljepris 108 kroner	Oljepris 130 kroner
Nåverdi 7 pst. etter skatt	3 747	6 261

En mer fullstendig lønnsomhetsberegning av Ekofisk IIA innenfor konsesjonsperioden fram til 2011, burde tatt hensyn til verdiskapingen fra en alternativ kortsiktig optimalisering av produksjonen av Ekofiskreservene. Dette ville redusert den beregnede verdien av Ekofisk IIA. Et slikt alternativ er ikke utredet nærmere.

7.2 Generelle vurderinger

Ut fra en samlet vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, ressursforvaltning, samt sikkerhetsmessige og miljømessige hensyn, finner departementet at det er ønskelig å sikre at Ekofisk IIA-planen realiseres. På bak-

grunn av den sikkerhetsmessige situasjon på Ekofisksenteret er det viktig å sikre en rask oppstart av prosjektet med sikte på ferdigstillelse i 1998.

Departementet er generelt opptatt av at rettighetshaverne på norsk sokkel skal stå overfor rammebetingelser som sikrer en høyest mulig verdiskaping fra virksomheten samtidig som rammebetingelsene skal sikre størst mulige statlige inntekter. Etter departementets vurdering ivaretas dette gjennom rammebetingelser som bidrar til at selskapene velger samfunnsøkonomisk fornuftige løsninger. I denne forbindelse ønsker departementet også å bringe det konsesjonsjuridiske rammeverk for utv.till. 018 mer i samsvar med det rammeverk som gjelder for nyere utvinningstillatelser.

Etter departementets vurdering vil de anbefalte endringer i rammebetingelsene for utv.till. 018 og transportrørledningene i Norpipe a.s. gi grunnlag for en fortsatt betydelig verdiskaping fra virksomheten i Ekofiskområdet og dermed også høye statlige inntekter blant annet gjennom en økt statlig eierandel. Endringene i rammebetingelsene vil gi grunnlag for en utbyggingsløsning på Ekofiskfeltet som sikrer en forbedret utnyttelse av ressursene på lang sikt. Sikkerheten ved driften vil bli forbedret og det oppnås betydelige miljøgevinster.

Departementets forslag legger videre opp til at rettighetshaverne i utv.till. 018 gis sikkerhet for fremtidige transportmuligheter ved at Norpipe a.s. drifts- og anleggstillatelser forlenges. Det stilles som vilkår for forlengelse at transport- og eieravtalene for Norpipe endres med sikte på å oppnå en bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av transportsystemet og sikre statens økonomiske interesser.

7.3 Konsesjonstidens lengde

Utv. till. 018 ble tildelt i 1965 og tillatelsen gjelder fram til 31. august 2011.

Departementet legger som nevnt avgjørende vekt på å gi rettighetshaverne insentiver til å bygge ut og drive petroleumsressursene på sokkelen med sikte på å sikre høyest mulig verdiskaping. Konsesjonstidens lengde er viktig i denne sammenheng.

Ved ferdigstillelse av Ekofisk IIA ved årsskiftet 1998-99 vil rettighetshaverne med de nåværende rammebetingelser stå overfor en gjenværende konsesjonsperiode på 13 år fram til 2011. Dette er betydelig kortere enn den produksjonsperioden for Ekofiskfeltet som Phillips og Oljedirektoratet antar er den optimale. Basert på dagens anslag kan Ekofiskfeltet produsere fram til om lag 2030. Det er de-

partementets vurdering at dersom rettighetshaverne har et kortere tidsperspektiv for utnyttelsen av feltet enn det som tilsvarer den optimale produksjonsperioden, kan dette føre til at verdier går tapt.

En står nå overfor en situasjon der det er nødvendig å investere ca. 19 mrd. kroner for å trygge en samfunnsøkonomisk fornuftig utnyttelse av reservene i Ekofiskområdet. Usikkerhet rundt konsesjonstiden vil i første rekke komme til uttrykk ved beslutningen om å investere i nye anlegg som sikrer den langsiktige driften av feltet. Videre vil operatøren ved den fortsatte drift av feltet stå overfor en lang rekke beslutninger som har konsekvenser langt fram i tid. For å unngå at det fattes beslutninger som har negative konsekvenser for de verdiene som først kan realiseres etter 2011, og siden konsesjonstidens lengde vil påvirke beslutning om utbyggingsløsning, finner departementet det riktig å ta stilling til spørsmålet om forlengelse allerede nå.

Departementet tar derfor sikte på at rettighetshaverne i utv.till. 018 gis en forlenget konsesjonstid fram til 31. desember 2028. Dette gir en konsesjonsperiode på 30 år fra beregnet oppstart av Ekofisk IIA. Dette samsvarer med det som gjelder for nye utvinningstillatelser som gis en forlengelse på 30 år etter utløpet av den innledende 6 års perioden. Forlengelse av konsesjonstiden er gjort under forutsetning om en modernisering av konsesjonsvilkårene som omtalt under kap. 7.5.

7.4 Produksjonsavgift

Det beregnes en produksjonsavgift på 10 pst. på olje- og våtgassproduksjon i utv.till. 018. Avgiften beregnes på grunnlag av produksjonsverdien med fratrekk av transportkostnader.

Ved departementets vurdering av spørsmålet om fritak for produksjonsavgift har en lagt vekt på at rettighetshaverne må investere omlag 19 mrd. kroner på et sent tidspunkt i feltets levetid for å sikre en samfunnsøkonomisk fornuftig utnyttelse av reservene, og at Ekofisk IIA-prosjektet kan sammenlignes med en full nyutbygging av Ekofiskfeltet. Det er derfor grunnlag for å behandle Ekofisk IIA tilsvarende en ny utbygging når det gjelder beregning av produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes ikke for oljeproduksjon fra forekomster hvor utbyggingsplan er godkjent etter 1. januar 1986. (jfr. Ot.prp. nr. 3 (1986-87) og Ot.prp. nr. 12 (1991-92)).

Departementet tar derfor sikte på at det ikke beregnes produksjonsavgift for olje- og våtgassproduksjonen for utv.till. 018 fra tidspunkt for ferdigstillelse av Ekofisk IIA defi-

nert som det tidspunkt Oljedirektoratet gir samtykke til bruk av prosess- og transportplattformen 2/4J. Ved å knytte fritak for produksjonsavgift opp mot ferdigstillelse av de nye anleggene, gis det også et insentiv til rask gjennomføring av prosjektet og dermed også en raskere forbedring av sikkerheten.

7.5 Statlig deltakelse og konsesjonsjuridisk rammeverk

Vilkårene i nye utvinningstillatelser er betydelig endret siden utv.till. 018 ble tildelt i 1965. Direkte statlig deltakelse er et sentralt element i konsesjonsvilkårene for nye utvinningstillatelser. Videre er bl.a. rammene rundt beslutningsprosessen i utvinningstillatelsene endret.

Departementet tar sikte på at det innføres konsesjonsvilkår for utv.till. 018 i forbindelse med godkjenning av endret PUD og forlengelse av konsesjonstiden som i størst mulig grad ivaretar de hensyn som ble lagt til grunn for utformingen av konsesjonsvilkår i 14. konsesjonsrunde. Beslutningsreglene i utvinningstillatelsen og reglene for tvisteløsning anbefales endret. Ved forlengelse av konsesjonstiden for utv.till. 018 vil det fremgå at virksomheten reguleres av den til enhver tid gjeldende lovgivning. Det konsesjonsjuridiske rammeverk vil bli endret med hensyn til stemmereglene i tillatelsen, forkjøpsrett ved salg av andeler og regler for tvisteløsning mellom rettighetshaverne. Stemmereglene vil bli endret slik at alle rettighetshaverne stemmer for sin andel. Beslutninger vil bli fattet med 60 pst. flertall. Dette innebærer at Phillips mister sin vetorett i tillatelsen. De nye reglene for tvisteløsning innebærer at tvister mellom rettighetshaverne vil bli løst ved anvendelse av norsk rett. Reglene om forkjøpsrett gir de private rettighetshaverne forkjøpsrett ved salg av andeler fra disse, mens salg av statens andel ikke vil bli berørt. Disse endringene trer i kraft fra 1. januar 1999.

Statlig deltakelse er en del av konsesjonsvilkårene i alle konsesjonsrunder fra og med 1973. Departementet og rettighetshaverne i utv.till. 018 har kommet til enighet om en direkte statlig andel på 5 pst. i utvinningstillatelsen fra 1. januar 1999 ved en forholdsmessig reduksjon av de andre deltakernes andeler. Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) vil dekke en forholdsmessig andel av investeringskostnadene i Ekofisk IIA fra 1. juli 1994. Statoil vil ivareta det samlede statlige engasjement. Departementet har funnet det hensiktsmessig at staten øker sin andel i utv.till. 018 fra 1. januar 1999 som er antatt tidspunkt for oppstart av Ekofisk IIA. En tid-

ligere inntreden ville antagelig føre til en lavere statlig andel som følge av de store verdiene som realiseres i årene 1994-98 og en senere inntreden ville føre til negative insentivvirkninger.

Verdien av den økte statlige deltakelse på 5 pst. fra 1. januar 1999 har omlag tilsvarende verdi som en 50 pst. statlig andel fra det nåværende utløp av konsesjonstiden i 2011 og fram til forventet produksjonsavslutning.

Den nye eierfordelingen i utv.till. 018 fom. 1. januar 1999 blir som vist i tabell 7.3.

Tabell 7.3 Eierfordeling i utv.till. 018 etter 1. januar 1999.

Phillips Petroleum Co. Norway	35,112 pst.
Norske Fina A/S	28,500 pst.
Norsk Agip A/S	12,388 pst.
Elf Petroleum Norge A/S	7,214 pst.
Norsk Hydro	6,365 pst.
Statoil a.s	5,950 pst.
(herav SDØE	5,000 pst.)
Total Norge A.S	3,369 pst.
Elf Rex Norge A/S	0,812 pst.
Norminol A/S	0,288 pst.

7.6 Drifts- og anleggstillatelsenes lengde

Drifts- og anleggstillatelsene for olje- og gassrørledningene i Norpipe a.s. løper ut i henholdsvis 2005 og 2007. Staten har rett til vederlagsfritt å overta rørledningene etter tillatelsenes utløp.

Departementet har i brev av 9. mai 1994 mottatt søknad fra Norpipe a.s. om forlengelse av tillatelser til drift av Norpipe-rørledningene til Emden og Teesside. Norpipe a.s. viser til at rettighetshaverne i utv.till. 018 i forbindelse med endret PUD for feltene i tillatelsen har forutsatt at Norpipes drifts- og anleggstillatelser blir forlenget. Norpipe a.s. viser videre til at selskapets olje- og gassrørledning ble anlagt med sikte på å transportere produksjon fra Ekofiskfeltet og for å møte behovene til rettighetshaverne i utv.till. 018. På denne bakgrunn hevder Norpipe a.s. i sin søknad at det er rimelig og naturlig at departementet tar utgangspunkt i de produksjonsinstallasjonene anleggene er naturlig forbundet med, og følgerig vurderer en søknad om forlengelse av drifts- og anleggstillatelsene sammen med søknaden om forlengelse av utv.till. 018.

Phillips har overfor departementet uttrykt at det er uakseptabelt å investere omlag 19 mrd kroner i nye anlegg på Ekofiskfeltet uten å ha sikkerhet for transportmulighetene og transportvilkår utover de første 7-9 år etter produksjonsstart for det nye anlegget.

Departementet har forståelse for at rettighetshaverne er opptatt av å redusere risikoen

knyttet til fremtidige transportmuligheter og vilkår. Usikkerhet på dette området kan lede til at rettighetshaverne fatter beslutninger som er samfunnsøkonomisk ulønnsomme. Videre har departementet lagt vekt på at eier- og operatørskap i transportsystemene skal bidra til en størst mulig verdiskaping på sokkel gjennom en mest mulig effektiv utnyttelse av systemene. Det vises her til etablerte prinsipper for eierforholdene samt fastsetting av tariffer for transport av petroleum fra norsk sokkel (jfr. St. meld. nr. 26 (1993-94)). Prinsippet om å tilstrebe balanse mellom eier og skiperandeler er et viktig virkemiddel for å sikre en best mulig utnyttelse av transportsystemene.

Departementet tar derfor sikte på å forlenge drifts- og anleggstillatelsene for Norpipes olje- og gassrørledning til 31. desember 2028. Forlengelse vil bli gitt med forbehold om at eieravtalen for Norpipe a.s. blir endret slik at det innføres en direkte statlige deltakelse (SDØE) på 40 pst. fra 2005 og 2007 i henholdsvis olje- og gassrørledningene. En direkte statlig deltakelse (SDØE) på 40 pst. vil gi et samlet statlig eierskap i olje- og gassrørledningene på 70 pst. Dette tilsvarer den samlede statlige eierandelen i nye gasstransportørledninger. Ny eierfordeling i rørledningene er vist i tab. 7.4.

Tabell 7.4 Eierfordeling i Olje- og gassrørledningene fra 2005/2007

Statoil a.s.	70.0000 pst.
(herav SDØE	40.0000 pst.)
Phillips Petroleum Co. Norway	11.0880 pst.
Norske Fina A/S	9.0000 pst.
Norsk Agip A/S	3.9120 pst.
Norsk Hydro Produksjon a.s.	2.0100 pst.
Elf Petroleum Norge A/S	2.4282 pst.
Total Norge A.S	1.2141 pst.
Elf Rex Norge A/S	0.2565 pst.
Norminol A/S	0.0912 pst.

Det legges opp til at staten på et senere tidspunkt kan benytte eierandelen i oljerørledningen til et bytte mot en eierandel i Norse Gas-terminalen i Emden. En vil med et slikt byttearrangement kunne oppnå en harmonisering av statens eierandel i de ulike ledd i gasskjeden. Eierne i Norpipe er videre anmodet om å vurdere operatørskapet i gassrørledningen og Norse Gas-terminalen med sikte på å oppnå samordningsgevinster med Europipeterminalen.

Departementet har også satt som vilkår for forlengelse at eierne av Norpipe a.s. framforhandler en endret avtale for transport av produksjon fra utv.till. 018 i Norpipe. Transport-

avtalen skal endres på bakgrunn av gitte prinsipper om lik prioritet for all petroleum som transporteres og et system for kapasitetsallokering med sikte på optimal utnyttelse av rørledningene. Det legges til grunn at prinsippene i den nye transportavtalen også skal gjelde ved inngåelse av avtaler for transport av petroleum fra andre felt.

Departementet har satt frist om at eier- og transportavtalene skal fremlegges departementet for godkjenning innen 31. desember 1994.

7.7 Disponering av innretninger som tas ut av bruk

Departementet har informert Phillips om at spørsmålet om disponering av eksisterende og nye innretninger samt skattemessig behandling av kostnadene til disponering, blir regulert av den til enhver tid gjeldende lovgivning på dette området. Dette innebærer at rettighetshaverne i utv.till. 018 ikke kan gis et forhåndstilsagn om at et eventuelt pålegg om fjerning ikke kan gis før etter 2011. Rettighetshaverne har frafalt kravet om at dette spørsmålet skal avklares i forbindelse med behandling av endret PUD. Departementet tar sikte på å legge frem et lovforslag om disponering av innretninger i løpet av høsten 1994.

7.8 Fiskale lettelser

På vegne av rettighetshaverne i utv.till. 018 uttaler Phillips i brev av 27. juni 1994 til Nærings- og energiministeren, følgende om behovet for skattemessige lettelser for Ekofisk IIA:

«Som tidligere påpekt trenger Ekofisk IIA, selv med de endrede rammebetingelsene, skattelette for å bli vurdert som en attraktiv investering hvis oljeprisen fortsetter å holde seg på et lavt nivå. Vi har merket oss Statsministerens forsikringer, på oljeindustriens verdenskongress i Stavanger tidligere i år, at lettelsene i søkkelbeskatningen vil bli vurdert av myndighetene. Vår avgjørelse om å fortsette prosjektarbeidet er gjort under den forutsetning at skattelettelsene som blir vedtatt i Ekofisk IIAs utbyggingsperiode også vil komme prosjektet og rettighetshaverne til gode »

Departementet har avvist kravet om fritak for produksjonsavgift allerede fra 1994 samt kravet om andre endringer i skattesystemet.

8 BUDSJETTMESSIGE KONSEKVENSER

Bevilgningsmessige konsekvenser for SDØE i 1994 som følge av godkjenning av endret plan for utbygging og drift for Ekofisk-

feltet knytter seg til kap. 2440, kap 5440 samt kap. 2800 og kap. 5800. Kap. 2440, post 24 Driftsresultat foreslås forhøyet med 2 mill. kr som følge av økte renter. Kap 2440, post 30 Investeringer foreslås forhøyet med 84 mill. kroner. Kap. 5440, post 80 Renter foreslås forhøyet med 2 mill. kr. Disse endringene medfører en samlet reduksjon av statens samlede konstantstrøm fra petroleumsvirksomheten på 84 mill. kr. I samsvar med dette foreslås kap 2800 post 50 Overføring til fondet og kap 5800 post 50 Overføring fra fondet nedsatt med 84 mill. kroner.

9 KONKLUSJONER

1. Departementet gir sin tilslutning til at Ekofisk-senteret bygges ut iht. endret plan for utbygging og drift av feltene i utv.till. 018 som rettighetshaverne har lagt fram.
2. Departementet tar sikte på å forlenge konsesjonstiden for utv.till. 018 fram til 31. desember 2028.
3. Konsesjonsvilkårene for utv.till. 018 endres i henhold til omtale i denne proposisjon.
4. Departementet vil fra 1. januar 1999 øke Den norske stats oljeselskap a.s sin eierandel i utv.till. 018 fra 1 pst til 5,95 pst ved at det innføres en direkte statlig andel (SDØE) på 5 pst. Den norske stats oljeselskap a.s vil fra og med 1. juli 1994 dekke en andel av investeringene i Ekofisk IIA tilsvarende den økte eierandelen.
5. Departementet tar sikte på å gi fritak for beregning av produksjonsavgift for olje og våtgass produsert fra utv.till. 018 fra tidspunktet for ferdigstillelse av Ekofisk IIA definert som det tidspunkt Oljedirektoratet gir samtykke til bruk av transport og prosessplattformen 2/4J.
6. Departementet tar sikte på å forlenge drifts- og anleggstillatelsene for Norpipe a.s. til 31. desember 2028 med vilkår om at eieravtaler og transportavtaler endres i henhold til omtale i denne proposisjon.
7. Departementet vil fra utløpet av eksisterende drifts- og anleggstillatelser for Norpipe øke Den norske stats oljeselskap a.s eierandel i Norpipe fra 50 pst til 70 pst ved at det innføres en direkte statlig andel (SDØE) på 40 pst.

Nærings- og energidepartementet

tilrår:

At deres majestet godkjenner og skriver under utkast til proposisjon til Stortinget om ny utbygging av Ekofiskfeltet mv.

Vi HARALD, Norges Konge,

gjør vitterlig

Stortinget blir innbudt til å gjøre følgende vedtak:

I

Stortinget samtykker i at Den norske stats oljeselskap a.s kan delta i utbygging og drift av Ekofisk IIA i samsvar med Nærings- og energidepartementets anbefaling.

II

På statsbudsjettet for 1994 gjøres følgende endringer:

Kap	Post	Kroner
2440	Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten	
	24 Driftsresultat for høyes med	2 000 000
	fra ÷7 250 000 000 til ÷7 248 000 000	
	30 Investeringer, for høyes med	84 000 000
	fra 26 070 000 000 til 26 154 000 000	
2800	Statens petroleumsfond	
	50 Overføring til fondet, nedsettes med	84 000 000
	fra 27 107 062 000 til 27 023 062 000	
5440	Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten	
	80 Renter, for høyes med	2 000 000
	fra 8 700 000 000 til 9 702 000 000	
5800	Statens petroleumsfond	
	50 Overføring fra fondet, nedsettes med	84 000 000
	fra 27 107 062 000 til 27 023 062 000	