

Dokument nr. 3:8

(2000–2001)

**Riksrevisjonens undersøkelse av
kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene
Åsgard, Visund og Jotun**

Til Stortinget

Riksrevisjonen legger med dette fram Dokument nr. 3:8 (2000–2001) Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun.

Riksrevisjonen, 6. april 2001.

For Riksrevisorkollegiet

Bjarne Mørk-Eidem
riksrevisor

Innhold

	Side
1 Innledning	1
2 Oppsummering av undersøkelsen	1
3 Olje- og energidepartementets kommentarer	4
4 Riksrevisjonens bemerkninger	5
5 Olje- og energidepartementets svar	5
6 Riksrevisjonens uttalelse	6
Vedlegg: Rapport	7

Olje- og energidepartementet

Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun

1 INNLEDNING

På 1990-tallet opplevde mange utbyggingsprosjekter innen petroleumsvirksomheten kostnadsoverskridelser i forhold til anslagene som forelå på tidspunktet for myndighetenes behandling. I 1998 oppnevnte derfor regjeringen et utvalg for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. På denne bakgrunn besluttet Riksrevisjonen høsten 1998 å undersøke myndighetenes oppfølging og kontroll av utbyggingsprosjektene.

Investeringsutvalgets rapport, presentert i St.meld. nr. 37 (1998–1999), ble behandlet av Stortinget 16. desember 1999. Flertallet i energi- og miljøkomiteen forutsatte at Riksrevisjonen i sitt kontrollarbeid var oppmerksom på at det var sider ved Åsgard-saken som burde vurderes nærmere, blant annet beslutningsprosessen og departementets og de øvrige parters oppfølging av prosjektet, jf. Innst. S. nr. 67 (1999–2000).

Formålet med Riksrevisjonens undersøkelse har vært å gjennomgå myndighetenes beslutningsgrunnlag for utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel, og vurdere hvordan myndighetene behandler og følger opp disse prosjektene. Undersøkelsen omfatter feltutbyggingene Visund og Jotun, i tillegg til Åsgard-utbyggingen.

Olje- og energidepartementets forvaltning av petroleumssektoren er regulert i petroleumsløven av 29. november 1996. Ifølge petroleumsløven § 4–2 skal rettighetshaver legge planer for utbygging og drift fram for Olje- og energidepartementet for godkjenning. Oljedirektoratet har utgitt en veileder om hva innholdet i plan for utbygging og drift (PUD) kan være. Ifølge PUD-veilederen skal rettighetshaverne oppgi usikkerheten som er knyttet til de geologiske, reservoartekniske og utvinningsmessige forholdene. PUD bør inkludere en generell vurdering av de mest usikre faktorene i reservoarbeskrivelsen og hvordan disse kan påvirke utbyggingen og kostnadene. Veilederen legger opp til at PUD skal inneholde en oversikt over usikkerheten knyttet til enkeltelementene og sammenhengene mellom dem, slik at den totale usikkerheten i prosjektet kommer fram.

Petroleumsløven gir videre departementet myndighet til å følge opp planene ved at departementet

skal underrettes om og godkjenne vesentlige avvik eller endringer av forutsetningene for framlagt eller godkjent plan. I denne forbindelse har departementet myndighet til å kreve framlagt ny eller endret plan for godkjenning.

Olje- og energidepartementet orienterte i St.meld. nr. 2 (1992–93) om at alle kostnadsanslag som brukes som grunnlag for myndighetenes behandling, skal inneholde 50/50-estimer. Et 50/50-estimat er et estimat med lik sannsynlighet for overskridelse og besparelse, og departementet oppgir spesielt å ville legge vekt på dette kriteriet i en beslutningssituasjon. I Stortingsmeldingen opplyses det at det også vil stilles krav til at rettighetshaverne presenterer usikkerheten i kostnadsanslagene.

Riksrevisjonens rapport om undersøkelsen følger som trykt vedlegg. Rapportens faktadel ble i brev av 7. november 2000 lagt fram for Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet og operatørene for de tre utbyggingsprosjektene. Kommentarene fra departementet, direktoratet og operatørene er tatt hensyn til ved utarbeidelsen av den endelige rapporten. Rapporten ble oversendt Olje- og energidepartementet ved brev av 15. januar 2001. Departementet har i brev av 5. februar 2001 avgitt uttalelse til de forhold som er tatt opp i rapporten. Departementets merknader er gjengitt i kapittel 3.

2 OPPSUMMERING AV UNDERSØKELSEN

Riksrevisjonens undersøkelse er blant annet basert på informasjon fra stortingsdokumenter og gjeldende lov- og regelverk. Videre er planer, rapporter, interne notater og brev knyttet til utbyggingsprosjektene Åsgard, Visund og Jotun gjennomgått. Disse prosjektene ble valgt blant annet på bakgrunn av prosentvis overskridelse og at prosjektene hadde ulike operatører. Det har i tillegg blitt sendt ut spørreskjemaer og gjennomført intervjuer med Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet og Den norske stats oljeselskap a.s., Norsk Hydro Produksjon a.s. og Esso Exploration and Production Norway A/S, som var operatører for henholdsvis Åsgard-, Visund- og Jotun-prosjektet.

Det Norske Veritas AS har bistått Riksrevisjonen

ved utarbeidelsen av rapporten og spesielt ved gjennomgangen av de tekniske sidene av prosjektene. Professor Knut Kaasen ved Universitetet i Oslo har bistått med kommentarer til rapportutkastet.

Kostnadsutviklingen i utbyggingsprosjektene

Investeringene vedrørende feltutbyggingen av Åsgard økte fra PUD-estimatet på 29 779 millioner 2000-kroner til 42 067 millioner 2000-kroner. Det er en endring på 41 %. Investeringssøkningen knytter seg både til Åsgard A (produksjons- og lagerskip for olje), Åsgard B (plattform for gassprosessering), stigerør¹, boring og komplettering og prosjektledelse.

En viktig årsak til kostnadsøkningen på Åsgard A var at arbeidet med å ferdigstille skroget til dekk-sanlegget for produksjonsskipet måtte overføres fra Hitachi Zosen til Aker Stord. En annen viktig årsak var at vekten på dekk-sanlegget økte i forhold til anslaget i PUD.

På Åsgard B skyldtes kostnadsøkningen blant annet at dekk-sanlegget ble tyngre enn forutsatt som følge av manglende teknisk detaljeringsgrad i planleggingsgrunnlaget.

Årsaken til kostnadsøkningen på stigerørene var designendringer på Åsgard B som resulterte i økte rørdimensjoner. Dessuten ble fabrikasjonen av stigerørene til Åsgard A og B og installasjonen av stigerørene på Åsgard A dyrere enn opprinnelig planlagt.

Kostnadsøkningen knyttet til boring og komplettering skyldtes blant annet at SWATH-konseptet ikke lot seg realisere innenfor prosjektets tidsramme. SWATH var et lett katamaranfartøy som skulle utvikles og brukes til komplettering og vedlikehold av brønnene på Åsgard. Det ble derfor besluttet å bruke konvensjonelle rigger.

Det er også kostnadsøkninger knyttet til prosjektledelse av Åsgard, hovedsakelig på bakgrunn av liten grad av teknisk detaljering før inngåelse av kontrakter, økning av arbeidsomfanget og endringer sent i prosjektet.

Investeringene vedrørende Visund-prosjektet økte fra PUD-estimatet på 8 193 millioner 2000-kroner til 11 983 millioner 2000-kroner. Det er en endring på 46 %. Kostnadsøkningen skyldtes både at vekten og størrelsen på dekk-sanlegget på plattformen økte i forhold til anslaget i PUD, og at gjennomføringspunkter for rør og kabler ble mer komplekse enn forutsatt. I tillegg oppstod det uventede problemer i forbindelse med boring og komplettering, noe som førte til betydelige overskridelser. Prosjektet tok dessuten lengre tid enn forventet og medførte økte kostnader på marine operasjoner, ledelse og prosjektering.

Investeringene vedrørende Jotun-prosjektet økte

fra PUD-estimatet på 6 509 millioner 2000-kroner til 7 724 millioner 2000-kroner. Det er en endring på 19 %. Overskridelsene knyttet seg til produksjonsskipet og til prosjektledelse. På produksjonsskipet kom overskridelsene på dekk-sanlegget blant annet som følge av konseptuelle endringer og at produktiviteten ved byggingen ble overvurdert. Det knyttet seg også økte kostnader til oppgradering av de marine systemene underveis i prosjektet. I tillegg førte manglende erfaring med testing og igangsetting til overskridelser. Økte kostnader på prosjektledelse hadde sammenheng med at behovet for oppfølging i byggeprosessen ble undervurdert.

Myndighetenes oppfølging av utbyggingsprosjektene

Undersøkelsen viser at myndighetene har avgrenset sin rolle i oppfølgingen av utbyggingsprosjektene til å innhente og bearbeide informasjon som blant annet benyttes i rapporteringen til Stortinget. Departementets oppfølging har derfor vært begrenset og har ikke vært innrettet mot å styre utviklingen i prosjektene. I praksis har departementets mulighet til å kreve framlagt ny eller endret PUD i liten grad vært benyttet, fordi en slik framleggelse kan være tids- og kostnadskrevende for prosjektet.

Myndighetenes praksis for oppfølging av utbyggingsprosjektene er tilpasset rettighetshavernes oppgave som ansvarlige for den løpende oppfølgingen og gjennomføringen av prosjektene. Myndighetenes muligheter for å påvirke prosjektene foreligger hovedsakelig i planleggingsfasen, og ikke i gjennomføringsfasen. Godkjenning av PUD blir derfor et viktig virkemiddel for å sikre statlig innflytelse i prosjektene.

Myndighetenes godkjenning av utbyggingsprosjektene

Myndighetene har først og fremst vært opptatt av samfunnsøkonomien i prosjektene, som blant annet kjennetegnes av at inntektene over tid er meget store og større enn investeringene. Det vil derfor være naturlig at aktørenes fokus i første rekke rettes mot inntektsgrunnlaget. En slik prioritering kan imidlertid føre til at kostnadsanslagene tillegges for liten vekt. Ifølge myndighetene har rettighetshaverne ansvaret for utarbeidelsen av kostnadsanslagene. Riksrevisjonen legger likevel til grunn at departementet har et ansvar for at det beslutningsgrunnlaget som legges fram for Stortinget har blitt tilstrekkelig utredet, og at departementet i kraft av lovverket har myndighet til å kreve at utbyggingsprosjektene utredes tilstrekkelig før godkjenning. Dette gjelder også kostnadssiden og håndteringen av usikkerhet i prosjektene.

Undersøkelsen viser at myndighetene i liten grad har etterspurt eller stilt spørsmål ved kostnadsanslagene og usikkerhets- og følsomhetsanalysene i pro-

¹ Rør fra havbunnen opp til plattformen.

² Et 90/10-estimat er i denne sammenheng et kostnadsanslag som med 90 % sikkerhet vil holde.

sjektene. Ingen av de undersøkte PUD-dokumentene inneholdt 10/90- og 90/10-estimer² for å angi usikkerheten i kostnadsanslagene. Usikkerhetsanalyser ble gjennomført i underlagsdokumentasjonen i prosjektene, men undersøkelsen avdekker mangler og svakheter ved disse beregningene i Åsgard- og Visund-prosjektet. Det er et generelt trekk at det er vanskelig å finne en sammenheng mellom den tekniske usikkerheten i prosjektene og den usikkerheten som oppgis i forbindelse med kostnadsanslagene.

En gjennomgang av 32 prosjekter som ble satt i gang på 1990-tallet, viser at 30 av disse har opplevd kostnadsøkninger i forhold til de anslagene som ble lagt til grunn for myndighetenes behandling. For 16 av de 30 prosjektene har økningen vært større enn 20 %. Dette indikerer at i denne perioden har kostnadsestimatene i prosjektene ikke hatt en tilstrekkelig kvalitet.

Beregning av kostnadsanslagene

I de beslutningsgrunnlagene som er undersøkt, mangler en helhetlig framstilling av hvordan rettighetshaverne kom fram til 50/50-estimatene. Det presenteres bare samlede kostnadsanslag, og det oppgis enhetsrater for noen elementer i kostnadsanslagene. Dette har ikke vært tilstrekkelig for å kunne etterprøve anslagene på et overordnet nivå.

Undersøkelsen viser mangler ved beregningene av kostnadsanslagene. Det blir oppgitt i prosjektene at estimatene er basert på erfaringstall. Undersøkelsen viser at i Åsgard-prosjektet, og i en viss grad i Visund-prosjektet, ble erfaringstallene kuttet med en prosentvis sats grunnet NORSOK³, uten at det vises til beregninger. NORSOK hadde som målsetting å redusere tids- og kostnadsbruken i prosjektene med 40–50 %. Det er videre vanskelig å se at den omfattende teknologiutviklingen som ble forutsatt i Åsgard-prosjektet, har blitt tilstrekkelig reflektert og drøftet i kostnadsestimatene.

Kostnadsanslagene ble også begrunnet med hvilke anslag andre samtidige og sammenlignbare utbyggingsprosjekter opererte med. Oljedirektoratet oppgir at den kvalitetssikringen direktoratet gjennomfører av kostnadsanslagene i hovedsak er basert på slike sammenligninger. Dersom disse prosjektene forutsetter teknologiutvikling og i tillegg har gjennomført prosentvise kutt på sine estimer uten nærmere økonomiske analyser, er verdien av slike kostnadssammenligninger usikker.

Usikkerhets- og følsomhetsanalyser

Undersøkelsen dokumenterer mangler ved usikkerhets- og følsomhetsanalysene i Åsgard- og Visund-

prosjektet. I planleggingsgrunnlaget for Åsgard-prosjektet ble det oppgitt at kostnadsestimatet hadde en usikkerhet på $\pm 20\%$ med et sikkerhetsnivå på 80 %. Det ble ikke presentert 10/90- og 90/10-estimer eller usikkerhetsposter i PUD. Undersøkelsen viser at slike usikkerhetsanalyser ble utført og dokumentert i underlagsdokumentasjonen til PUD. Det kan imidlertid stilles spørsmål ved holdbarheten til disse beregningene. Usikkerhetsanalysene viste at det var svært lav usikkerhet knyttet til feltinvesteringene, selv om det ble forutsatt omfattende teknologiutvikling. Det ble for eksempel ikke gitt en omtale eller redegjort for den store usikkerheten knyttet til SWATH-konseptet i usikkerhetsanalysene. SWATH var et lett katamaranfartøy som skulle utvikles og brukes til komplettering og vedlikehold av brønnene på Åsgard. Det er heller ingen klar sammenheng mellom usikkerhetsanalysene i underlagsdokumentasjonen og den usikkerheten som oppgis i PUD.

Det ble gjennomført følsomhetsanalyser i Åsgard-prosjektet, der én og én forutsetning ble endret og der flere forutsetninger ble endret samtidig. Det ble blant annet gjennomført analyse av hvordan 20 % økte investeringskostnader ville påvirke lønnsomheten i prosjektet. Det ble imidlertid ikke gjennomført følsomhetsanalyser for flere vesentlige faktorer, for eksempel ble det ikke tatt høyde for sentrale usikkerhetsmomenter knyttet til SWATH og fleksible stigerør. Det ble heller ikke gjennomført følsomhetsanalyser for hvordan et lavere tildelt gassallokeringsvolum enn det rettighetshaverne søkte om, ville påvirke lønnsomheten i prosjektet. Det ble klart signalisert fra myndighetene høsten 1995 at et lavere gassallokeringsvolum kunne bli tildelt. Oljedirektoratet etterspurte ikke økonomiske usikkerhetsanalyser eller mer omfattende følsomhetsanalyser.

Usikkerhetsanalyser ble ikke presentert i PUD for Visund, utover at kostnadsanslaget oppgis å være et estimat med like stor sannsynlighet for overskridelse som underskridelse. I St.prp. nr. 32 (1995–96) for Visund-utbyggingen ble usikkerhet knyttet til kostnadsanslaget ikke omtalt. I et vedlegg til PUD ble usikkerhetsområdet for plattformen anslått til 6–10 %, uten at sikkerhetsnivået ble omtalt, og uten at det ble vist til usikkerhetsberegninger. Usikkerhetsanalysene i underlagsdokumentasjonen er gjennomgått, og vurderes å være utført i et beskjedent omfang.

Det ble ikke gjennomført en analyse av hvordan endrede investeringer kunne påvirke prosjektøkonomien i Visund-prosjektet, men det ble utført følsomhetsanalyser for enkelte andre variabler. Oljedirektoratet etterspurte ikke usikkerhets- og følsomhetsanalyser fra rettighetshaverne og gjennomførte heller ikke egne følsomhetsanalyser for investeringene. I forbindelse med Åsgard-prosjektet foretok Oljedirektoratet slike beregninger.

I prosessen som ledet fram til PUD for Visund, konkurrerte to grupper blant rettighetshaverne

³ NORSOK-samarbeidet ble etablert av Nærings- og energiministeren sommeren 1993 for å bidra til å identifisere og iverksette tiltak som skulle bedre norsk sokkels konkurranseposisjon. I dette samarbeidet deltok alle aktørene i olje- og gassvirksomheten.

om å komme fram til den beste samfunnsøkonomiske løsningen. Oljedirektoratet inntok dermed en mer nøytral rolle ovenfor rettighetshaverne før PUD ble levert til myndighetene.

Håndtering av usikkerhet i petroleumsressursene

Undersøkelsen viser at usikkerheten i petroleumsressursene i stor grad knyttet seg til volumanslag for de tilstedeværende ressursene, og til i hvilken grad ressursene var teknisk og økonomisk utvinnbare. I de tre utbyggingsprosjektene ble det gjennomført reservoaranalyser for å redusere usikkerheten i volum og sammensetning av de tilstedeværende og utvinnbare petroleumsressursene.

Gjennomgangen viser at Oljedirektoratet i utgangspunktet var skeptisk til den reservoarmessige usikkerheten i Åsgard-feltet. Det ble stilt spørsmål om hvorvidt den foreslåtte utbyggingsløsning var robust nok i tilfelle utvunnet mengde petroleum ble mindre enn planlagt, eller at kostnadene med utvinning ble høyere. I direktoratets vurdering av PUD ble det derfor framsatt krav om at operatøren skulle iverksette tiltak for å redusere usikkerheten i reservoaret. Tiltakene ble utført, men det var fremdeles betydelig usikkerhet forbundet med reservoaret ved innlevering av PUD.

Det kan derfor synes som om PUD for Åsgard, som ble levert til departementet, var umoden ettersom kunnskapen om reservoaret på det tidspunktet var begrenset. Dette kan skyldes tidspresset i planleggingsfasen, fordi rettighetshaverne var avhengig av å levere en PUD for å få tildelt kontrakter for salg av gass i gassallokeringsrunden i 1995. Dette medførte at operatøren fikk begrenset tid til å framskaffe data og gjennomføre reservoaranalyser.

Valg av utbyggingsløsninger

I Visund- og Jotun-utbyggingen er de alternative utbyggingsløsningene utredet og presentert i tråd med anbefalingene i PUD-veilederen. Prosessen som ledet fram til den valgte utbyggingsløsningen, framstår som ryddig og er godt presentert i PUD. I PUD for Jotun-utbyggingen ble blant annet 14 alternativer presentert og rangert i forhold til tekniske og økonomiske kriterier.

I PUD for Åsgard-utbyggingen ble ikke alternative konsepter vurdert eller rangert i det omfang som PUD-veilederen anbefaler. Det var kun den valgte utbyggingsløsning som ble presentert. Prosessen som førte fram til endelig valg av utbyggingsløsning, er heller ikke presentert i PUD. En PUD med alternative konsepter ville gitt et mer fullstendig beslutningsgrunnlag.

Håndtering av usikkerhet i de tekniske løsningene

Undersøkelsen har ikke avdekket vesentlige mangler i planleggingsgrunnlaget for de tekniske løsningene for Visund og Jotun. Gjennomgangen av PUD for Åsgard-utbyggingen viser vesentlige mangler i planleggingsgrunnlaget. Det forelå for eksempel begrenset informasjon om forventede produksjonsrater, egenskaper ved brønnstrømmen og krav til dekkarrangement. Denne usikkerheten i planleggingsgrunnlaget ble søkt redusert ved fleksible utbyggingsløsninger. Det vil si at feltinstallasjonene ble planlagt med reservekapasitet i forhold til estimert behov.

Undersøkelsen viser imidlertid at dekksvekten på både Åsgard A og Åsgard B økte betydelig i forhold til anslagene i PUD. Dekksvekten på Åsgard B ble underestimert fordi konstruksjonen av denne var basert på Njord-plattformen. Denne plattformen ble planlagt med betydelig kortere levetid og utsatt for andre miljøkrefter enn Åsgard B.

Åsgard-utbyggingen var i stor grad basert på utvikling av ny og kompleks teknologi, blant annet bruk av SWATH, fleksible stigerør og utstrakt bruk av havbunnsløsninger. Til tross for at utbyggerne i planleggingsfasen erkjente at de tekniske løsningene representerte en teknologisk utfordring, ble det ikke presentert usikkerhetsvurderinger i PUD med hensyn på konsekvenser dersom teknologiutviklingen ikke førte fram til kvalifiserte løsninger tidnok. Konsekvensene av en eventuell manglende teknologiutvikling på de områdene hvor dette var forutsatt, ble ikke omtalt i proposisjonen for Åsgard-utbyggingen.

3 OLJE- OG ENERGI-DEPARTEMENTETS KOMMENTARER

Olje- og energidepartementet har i brev av 5. februar 2001 avgitt uttalelse til Riksrevisjonens rapport.

Departementet merker seg at Riksrevisjonen legger til grunn at myndighetenes praksis for oppfølging av utbyggingsprosjektene synes rimelig ut ifra at det er rettighetshaverne som er ansvarlig for den løpende oppfølgingen og gjennomføringen av prosjektene.

Departementet merker seg videre at Riksrevisjonen ikke har noen merknader til departementets orientering til Stortinget i forbindelse med kostnadsutviklingen i utbyggingsprosjektene.

For øvrig har departementet ikke flere merknader til rapporten.

4 RIKSREVISJONENS BEMERKNINGER

Riksrevisjonens undersøkelse har tatt utgangspunkt i de vedvarende problemene med kostnadsoverskridelser gjennom hele 1990-tallet, og har fokusert særlig på de betydelige overskridelsene som har funnet sted i Åsgard-prosjektet, som er den største feltutbyggingen som har vært gjennomført på norsk sokkel.

Undersøkelsen viser at myndighetenes reelle mulighet for å påvirke utbyggingsprosjektene først og fremst ligger i planleggingsfasen til prosjektene og ved godkjenningen av plan for utbygging og drift (PUD). Det er derfor rimelig at myndighetenes fokus rettes mot innholdet i planene for å sikre statlig innflytelse i prosjektene.

For Riksrevisjonen er det overraskende at myndighetene i så liten grad gjennomgår kostnadssiden ved prosjektene, til tross for at kostnadsoverskridelser i en årrekke har vært et tilbakevendende problem. Riksrevisjonen konstaterer at hele 30 av de i alt 32 feltutbyggingsprosjektene som ble gjennomført på 1990-tallet opplevde kostnadsoverskridelser.

I Riksrevisjonens undersøkelse er det avdekket svakheter i PUD og tilhørende underlagsdokumentasjon for prosjektene Åsgard, Visund og Jotun. Det kan derfor stilles spørsmål ved om myndighetenes gjennomgang av prosjektene i planleggingsfasen og ved godkjenning av PUD har vært tilstrekkelig god.

Et grunnleggende trekk er at det i planene ikke gis en helhetlig framstilling av hvordan rettighetshaverne har kommet fram til kostnadsanslagene. Det presenteres samlede kostnadsanslag, og det oppgis enhetsrater for noen elementer, men dette er ikke tilstrekkelig for å kunne etterprøve anslagene på et overordnet nivå. Riksrevisjonen mener at de framlagte planene bør inneholde kostnadsanslag som lar seg etterprøve.

Ingen av de undersøkte planene inneholdt den type estimater for usikkerhet i kostnadsanslagene som Olje- og energidepartementet orienterte om at ville bli krevet i St.meld. nr. 2 (1992–93). Det er også avdekket mangler ved følsomhetsanalysene i prosjektene. I Åsgard-prosjektet ble det ikke gjennomført analyser for flere vesentlige faktorer, og i Visund-prosjektet ble det ikke gjennomført analyse av hvordan endrede investeringsanslag kunne påvirke lønnsomheten i prosjektet. Videre avdekker undersøkelsen vesentlige mangler i planleggingsgrunnlaget for de tekniske løsningene for Åsgard. Denne usikkerheten ble søkt redusert ved å legge inn reservekapasitet i utbyggingsløsningen, men dette har vist seg å ikke være tilstrekkelig. Riksrevisjonen mener at myndighetene burde ha sørget for at rettighetshaverne gjennomførte og dokumenterte fullstendige usikkerhets- og følsomhetsanalyser.

Presentasjon av alternative utbyggingsløsninger er viktig for å sikre at den utbyggingsløsningen som godkjennes, er den beste sett ut fra samfunnsmessige

interesser. Riksrevisjonen kan ikke se at alternative utbyggingsløsninger ble presentert i plandokumentene for Åsgard.

Riksrevisjonen konstaterer at departementet ikke har kommentert rapportens kritikk i forhold til saksbehandlingen av PUD, og forutsetter derfor at departementet er enig i de vurderinger som er gjort. Riksrevisjonen reiser spørsmål om departementet har vurdert tiltak i forbindelse med myndighetenes saksbehandling av PUD.

5 OLJE- OG ENERGI-DEPARTEMENTETS SVAR

Saken har vært forelagt Olje- og energidepartementet som i brev av 14. mars 2001 har svart:

«Det vises til brev fra Riksrevisjonen av 5. ds. Hvor det bes om departementets uttalelse til dokument til Stortinget om ovennevnte.

Riksrevisjonen uttrykker i sine bemerkninger at «det er overraskende at myndighetene i så liten grad gjennomgår kostnadssiden ved prosjektene til tross for at kostnadsoverskridelser i en årrekke har vært et tilbakevendende problem.» Videre heter det at «I Riksrevisjonens undersøkelse er det avdekket svakheter i PUD og tilhørende underlagsdokumentasjon for prosjektene Åsgard, Visund og Jotun. Det kan derfor stilles spørsmål ved om myndighetenes gjennomgang av prosjektene i planleggingsfasen og ved godkjenning av PUD har vært tilstrekkelig god.»

Riksrevisjonen omtaler et kjernepunkt i departementets funksjon i forhold til planene for utbygging og drift. Det er viktig at man ved vurdering av utviklingen av prosjektene på kontinentalsokkelen har i mente hvilken rolle myndighetene har og hvilken rolle bedriftene har.

Når et utbyggingsprosjekt besluttes, først av eierene til feltet og deretter godkjennes enten ved kgl. resolusjon eller ved stortingsvedtak, så er det på grunnlag av det arbeid som er gjort av de forretningsmessige deltakerne. Dette gjelder prosjekteringen, vurdering av byggesteder, kostnader og inntekter. Myndighetene vil kunne se på de økonomiske virkningene av endringer i de forutsetninger som er gjort, men kan ikke verifisere de tall som er gitt. Derimot har myndighetene et særskilt ansvar for å påse at utbyggingen oppfyller de krav som er satt for slike utbygginger, at man har oversikt over virkningene av utbyggingen og at utbyggingen gjøres på en måte som er ressursmessig forsvarlig.

Som andre industriprosjekter, planlegges, besluttes og bygges prosjektene på kontinentalsokkelen i regi av de som er eiere. Alle slike industriprosjekter vil ha elementer av usikkerhet i seg. Det gjelder markedet, prisen på produktet, gjennomføringen av prosjektet, kostnadene ved prosjektet og liknende. I så måte skiller ikke usikkerheten ved prosjektene til havs seg fra prosjektene på land på noen annen må-

te enn at det er andre usikkerhetslementer ved selve gjennomføringen av utbyggingen enn det er for prosjekter på land. Dessuten er det annen usikkerhet ved produksjonen fordi produksjonen til havs ikke bare avhenger av anleggenes produksjonsevne, men også av reservoarenes.

For mange fortoner det seg slik at myndighetene skulle ha et spesielt ansvar for å kontrollere ikke bare at prosjektene bygges ut i samsvar med de lover og bestemmelser som er satt, og at prosjektene er i samsvar med samfunnsmessige interesser, men også at det er forretningsmessig sunne prosjekter.

Prosjektene planlegges, prosjekteres og bygges av dem som anses mest kompetente til dette av de aktive deltakerne i utbyggingsprosjektene. Dette gjøres i regi av operatøren. Det er oljeselskapene og ingeniørselskapene som har denne kompetansen og som også har den beste kompetansen til å vurdere kostnadene. De har også muligheten til å prosjektere det de mener er kostnadseffektivt. Selv om kompetansen er best i disse miljøene, betyr ikke det at det ikke begås feil. Dvs. det betyr ikke at prosjektene ikke kunne vært prosjektert bedre, og at de ikke kunne vært kostnadsestimert bedre.

Om man skulle ønske det, er det vanskelig å forestille seg at det betydelige arbeid som nedlegges i de tekniske miljøene, på en enkel måte kunne bli verifisert av myndighetene slik at feil som måtte vært gjort ved prosjekteringen, skulle bli klarlagt ved behandlingen av plan for utbygging og drift.

Det er av mange grunner beklagelig at utbyggingsprosjekter blir mer kostbare eller genererer mindre inntekter enn hva som var antatt. Det kan være viktig at ansvaret for dette blir klargjort. Men hvis man antyder ansvar der det egentlig ikke er, forkuldres beslutningsprosessen og mulighetene til forbedringer.

Riksrevisjonen mener også at det er avdekket mangler ved følsomhetsanalysene for prosjektene. Riksrevisjonen mener at myndighetene burde ha sørget for at rettighetshaverne gjennomførte og dokumenterte fullstendige usikkerhets- og følsomhetsanalyser. Det vil alltid være en vurdering knyttet til slike følsomhetsanalyser og hvor omfattende de bør være. Men det er jo åpenbart at følsomhetsanalysene for noen av prosjektene ikke dekket det området som senere viste seg å bli resultatet. På den måten er de-

partementet enig i at følsomhetsanalysene var utilstrekkelige. I lys av Riksrevisjonens bemerkninger vil departementet i fremtiden ha større oppmerksomhet rettet mot slike analyser enn hittil. Følsomhetsanalyser er en grei måte å se virkningen av et bredt spektrum av eventualiteter, men de forbedrer ikke de reelle forhold ved prosjektene.

M.h.t. rapportens kritikk knyttet til saksbehandlingen, viser vi til departementets brev av 5. desember 2000 hvor disse spørsmål ble kommentert. Myndighetenes saksbehandling vil følge de prinsipper som er lagt til grunn hittil, men en vil ha større oppmerksomhet rettet mot de forhold som Riksrevisjonens rapport har tatt opp.»

6 RIKSREVISJONENS UTTALELSE

Riksrevisjonen vil fortsatt stille spørsmål ved om myndighetenes gjennomgang av prosjektene i planleggingsfasen og ved godkjenning av PUD har vært tilstrekkelig god. Etter Riksrevisjonens oppfatning har myndighetene et ansvar for å påse at alle vesentlige forhold rundt utbyggingsprosjektene er fullstendig utredet, herunder at sentrale premisser for kostnadsberegningene er rimelige og realistiske.

Departementet beskriver i sitt svar sin oppfatning av rollefordelingen mellom myndighetene og de forretningsmessige deltakerne, og påpeker at kompetansen til å vurdere kostnadene må ligge hos oljeselskapene og ingeniørselskapene. Riksrevisjonen vil bemerke at det synes å være uklart hvilket ansvar myndighetene faktisk tar ved behandling av kostnadsestimatene i forbindelse med planprosessen og ved godkjenningen av plan for utbygging og drift, og ser det som viktig at ansvarsforholdene klargjøres.

Departementet erkjenner imidlertid i sitt svar at det har vært svakheter knyttet til følsomhetsanalysene i de prosjektene Riksrevisjonen har undersøkt. Riksrevisjonen har også merket seg at departementet generelt vil ha en større oppmerksomhet rettet mot de forhold knyttet til saksbehandlingen som Riksrevisjonen har tatt opp. Riksrevisjonen forutsetter at myndighetenes saksbehandling vil følge de prinsipper som er nedfelt i petroleumsløven med forskrifter og i St.meld. nr. 2 (1992–1993).

Vedtatt i Riksrevisjonens møte 20. mars 2001.

Bjarne Mørk-Eidem

Arve Lønnum

Tore Haugen

Helga Haugen

Nils Totland

Therese Johnsen

Vedlegg

Rapport
**Kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard,
Visund og Jotun**

Innhold

		Side
1	Innledning	9
1.1	Bakgrunn	9
1.2	Formål og problemstillinger	12
2	Metodisk tilnærming	14
3	Revisjonskriterier	15
3.1	Overordnede rammebetingelser	15
3.2	Departementets kontrollansvar	15
3.3	Krav til framleggelse av utbyggingsprosjekter for Stortinget	15
3.4	Utforming og innhold i plan for utbygging og drift	16
3.5	Generelle krav til håndtering av usikkerhet	17
4	Fakta grunnlag	21
4.1	Myndighetenes forvaltningsrolle	21
4.1.1	Konsesjonssystemet	21
4.1.2	Myndighetenes saksbehandling av PUD	22
4.1.3	Myndighetenes oppfølging av PUD	25
4.1.4	Gassallokeringsmodellen	26
4.2	Åsgard feltutbygging	26
4.2.1	Presentasjon av Åsgard feltutbygging	26
4.2.2	Kostnadsutviklingen for Åsgard feltutbygging	28
4.2.3	Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Åsgard feltutbygging	31
4.2.4	Myndighetenes behandling av PUD for Åsgard	38
4.2.5	Myndighetenes oppfølging av Åsgard feltutbygging	42
4.3	Visund feltutbygging	45
4.3.1	Presentasjon av Visund feltutbygging	45
4.3.2	Kostnadsutviklingen for Visund feltutbygging	46
4.3.3	Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Visund feltutbygging	48
4.3.4	Myndighetenes behandling av PUD og oppfølging	52
4.4	Jotun feltutbygging	54
4.4.1	Presentasjon av Jotun feltutbygging	54
4.4.2	Kostnadsutviklingen for Jotun feltutbygging	55
4.4.3	Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Jotun feltutbygging	57
4.4.4	Myndighetenes behandling av PUD og oppfølging	62
5	Vurderinger	64
	Vedlegg – Dokumentoversikt	67

1 Innledning

1.1 BAKGRUNN

Kostnadsoverskridelser i petroleumssektoren

Olje- og gassvirksomheten står for en vesentlig del av statens inntekter. I statsregnskapet for 2000 var petroleumsinntektene anslått til å utgjøre om lag 29 % av de samlede inntektene.¹ Utbyggingsprosjektene krever samlet sett betydelig arbeids- og kapitalinnsats innenlands. Helt fra de første funnene av petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ble

gjort på slutten av 1960-tallet har det vært knyttet oppmerksomhet til kostnadssiden ved utbyggingsprosjektene.

Gjennom hele 1970-tallet var det store kostnadsoverskridelser på de feltene som ble bygd ut på norsk kontinentalsokkel.² Regjeringen satte den 16. mars 1979 ned et utvalg som hadde som mandat å redegjøre for hovedårsakene til kostnadsøkningene på norsk kontinentalsokkel. Utvalgets rapport, *Kostnadsanalysen norsk kontinentalsokkel*, konkluderte

Tabell 1.1.1 Kostnadsutviklingen for feltutviklingsprosjekter på 1990-tallet i mill. 2000-kroner

Felt	PUD- år	PUD- estimat	Status 2000	Prosentvis endring fra PUD-estimat til status 2000
Brage	1988	10 588	10 839	2
Statfjord Øst	1989	3 010	4 078	35
Statfjord Nord	1989	4 137	4 466	8
Heidrun	1989	25 554	32 568	27
Embla	1990	2 358	2 597	10
Tordis	1990	3 712	4 305	16
Frøy	1991	4 571	6 767	48
Mime ^o	1991	74	441	499
Sleipner Vest	1991	13 961	15 494	11
Troll totalt	1991	39 552	47 526	20
Gyda Sør	1992	252	400	159
Lille-Frigg	1992	2 625	4 929	88
Yme	1993	1252	2 016	61
Vigdis	1994	5 588	4 702	-16
Norne	1994	9 003	9 724	8
Gungne	1995	112	390	249
Tordis Øst	1995	569	505	-11
Gullveig	1995	589	638	8
Varg	1995	3 087	3 910	27
Rimfaks	1995	3 709	5 142	39
Gullfaks Sat	1995	6 178	6 427	4
Njord	1995	6 585	8 136	24
Balder	1995	5 268	8 509	62
Gullfaks Sør	1995	7 249	9 449	30
Visund	1995	8 193	11 983	46
Åsgard	1995	29 779	42 067	41
Oseberg Øst	1996	3 640	4 606	27
Jotun	1996	6 509	7 724	19
Oseberg Sør	1996	8 384	9 226	10
Huldra	1998	5 765	5 932	3
Sygna	1998	1 479	1 643	11
Borg	1999	801	818	2

Kilde: Oljedirektoratet

¹ St.prp. nr. 1 (2000–2001) Statsbudsjettet medregnet folketrygden.

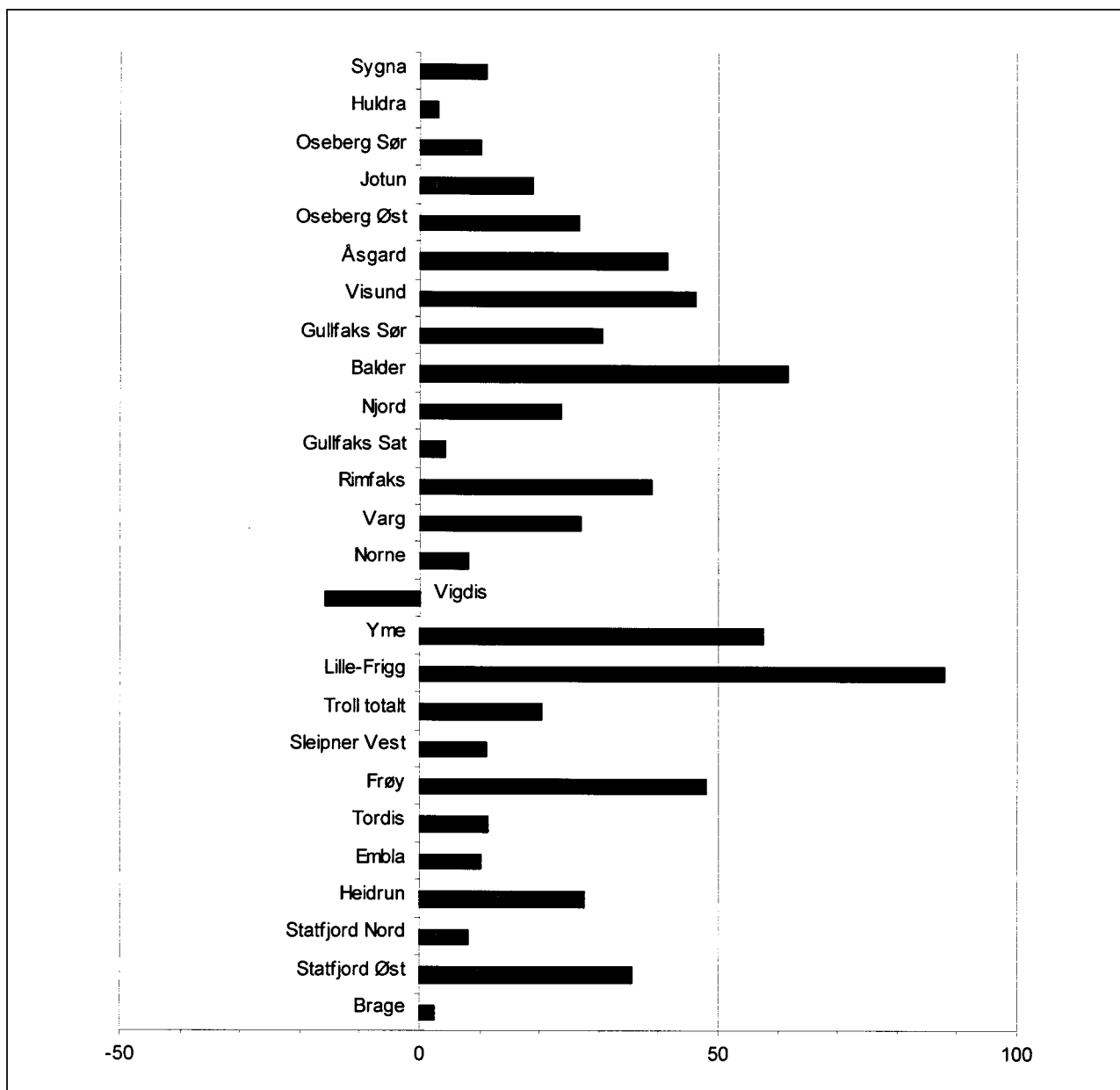
² NOU 1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.

med at samtlige prosjekter var undervurdert med hensyn til omfang og kompleksitet. Analysen avdekket også svak prosjektstyring fra operatørene og ufullstendig planlegging før byggestart. Det ble videre påpekt at den høye aktiviteten i bransjen og innføringen av nye miljø- og sikkerhetskrav kunne forklare deler av kostnadsøkningene.³

På 1980-tallet var det få kostnadsoverskridelser på sokkelen. Det ble imidlertid overskridelser på mer enn 5 mrd. kroner i forbindelse med utbyggingen av raffineriet på Mongstad. Opprinnelig kost-

nadsoverslag var på 4,2 mrd. kroner i 1983.⁴ I 1987 gjennomførte Riksrevisjonen en undersøkelse av Mongstad-prosjektet der det ble konkludert med at prosjektet var dårlig teknisk utredet da saken ble lagt fram for Stortinget i 1984.⁵ Det ble også påvist at oppfølgingen av prosjektet fra Olje- og energidepartementet var mangelfull. Videre ble det konstatert at Statoil hadde svak styring av prosjektet.

På begynnelsen av 1990-tallet var det kostnadsoverskridelser på 13 av 15 utbyggingsprosjekter. De samlede overskridelsene utgjorde 19–20 mrd. 1993-



Figur 1.1.1 Prosentvis overskridelse for utbyggingsprosjektene med PUD-estimat over 1 mrd. kroner

³ St.meld. nr. 80 (1981–82) Om kostnadsanalysen Norsk Kontinentalsokkel.

⁴ St.prp. nr. 98 (1983–84) Om modernisering av Mongstad-raffineriet.

⁵ Riksrevisjonens notat av 12. november 1987 til Stortinget, jf. Innst. S. nr 109 (1987–88).

kroner i forhold til kostnadsanslagene i planene for utbygging og drift (PUD). Stortinget ble orientert om overskridelsene i revidert nasjonalbudsjett våren 1993. Hovedårsakene til overskridelsene ble oppgitt å være feilestimering, prosjektendringer underveis og endrede markedsforhold.⁶

I perioden 1994–98 opplevde mange utbyggingsprosjekter betydelige kostnadsøkninger i forhold til de budsjetterte anslagene ved tidspunktet for myndighetsbehandling. På denne bakgrunn oppnevnte Olje- og energidepartementet 28. august 1998 et utvalg for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. Utvalget leverte sin rapport til departementet i februar 1999.⁷ Utvalget så nærmere på 13 prosjekter og konkluderte med at planleggingsprosessene var preget av overdreven optimisme og urealistiske ambisjoner. Videre påviste utvalget at det i utbyggingsprosjektene generelt var lav forståelse av risiko. I tillegg var utfordringene knyttet til utvikling av ny teknologi og prispresset det høye aktivitetsnivået medførte undervurdert.

Kostnadsutviklingen for samtlige feltutviklingsprosjekter på 1990-tallet er presentert i tabell 1.1.1.⁸ Tabellen gir en oversikt over 32 investeringer knyttet til nye felt og utvikling av satellittfelt. Investeringer i innretninger for rørtransport og landanlegg er ikke med i tabellen.

De 32 prosjektene representerer investeringer for 278 mrd. 2000-kroner. Ifølge tabellen har kostnadene blitt redusert for to av prosjektene i forhold til PUD-estimatet. For 16 av de 32 prosjektene har kostnadsøkningen vært større enn 20 %. En oversikt over prosentvis endring i de større prosjektene fra PUD-estimatet til sluttkostnad er gitt i figur 1.1.1.

Figuren viser at ett av feltutviklingsprosjektene med et PUD-estimat over 1 mrd. kroner har blitt gjennomført til en lavere kostnad enn estimert på 1990-tallet. Det ser ut til å være en klar tendens til at kostnadsrammen øker i prosjektene i forhold til de anslagene som legges til grunn for myndighetenes

behandling (PUD-estimatene). Kostnadsoverskridelser som ikke fører til merinntekter har flere konsekvenser for staten.

Statens utgifter øker som følge av at staten dekker store deler av overskridelsene direkte via statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Gjennom SDØE betaler staten en andel av alle investeringer og driftskostnader i prosjektene, og samtidig mottas en tilsvarende andel av inntektene. I 1999 stod SDØE for ca. 40 % av alle investeringer på kontinentalsokkelen. Ved kostnadsoverskridelser får staten også et inntektstap som følge av avskrivningsreglene i petroleumsskattesystemet.

Petroleumsskatteutvalget¹⁰

Finansdepartementet oppnevnte den 22. oktober 1999 et utvalg som skulle utrede petroleumsskattesystemet. Utvalget skulle vurdere om petroleumsskattesystemet bidrar til en samfunnsøkonomisk optimal utnyttelse av ressursene på sokkelen. Blant annet skulle utvalget undersøke om de høye skattesatsene i petroleumsskattesystemet i seg selv kan svekke kostnadsbevisstheten og hindre en effektiv utnyttelse av ressursene. Utvalget konkluderte generelt at skattesystemet ikke er målrettet nok mot beskatning av avkastningen på sokkelen, og at skattesystemet gir for sterke insentiver til å investere for selskaper som kan regne med å være i skatteposisjon. Investeringer i utvinningsvirksomhet som er ulønnsomme før skatt, kan bli lønnsomme etter skatt. Ulønnsomme felt kan av denne årsak bli besluttet utbygd. Ifølge utvalget er det alvorlig at systemet stimulerer til for høy kapitalinnsats i utbyggingsprosjekter.

NORSOK-samarbeidet¹¹

Investeringsutvalget hevdet at planleggingsprosessen i prosjektene var preget av overdreven optimisme og urealistiske ambisjoner.¹² Utvalget konkluderte at dette til dels skyldes det nye NORSOK-samarbeidet. NORSOK ble etablert av Nærings- og energiministeren sommeren 1993 for å bidra til å identifisere og iverksette tiltak som skulle bedre norsk sokkels konkurranseposisjon. Bakgrunnen for samarbeidet var at det tidlig på 1990-tallet ble klart at kostnadsnivået på norsk sokkel, sammenlignet med andre olje- og gassprovinser, var for høyt til å sikre en fortsatt utbygging av petroleumssressursene. I dette samarbeidet deltok alle aktørene i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel, dvs. myndighetene, oljeselskapene og leverandørene. Det omfattende NORSOK-samarbeidet resulterte i en anbefaling om en ny gjennomføringsmodell for utbyggingsprosjektene.

Modellen innebar nye arbeidsprosesser mellom

⁶ St.meld. nr. 2 (1992–93) Revidert nasjonalbudsjett 1993, kapittel 3.8.

⁷ NOU 1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.

⁸ Alle opprinnelige PUD-estimer er omregnet til 2000-kroner ved bruk av konsumprisindeksen utarbeidet av Statistisk sentralbyrå. Omregningen er foretatt utfra PUD-estimatene og ikke prosjektens investeringsprofil, og vil således være en tilnærming. Tune-feltet er ikke med i oversikten. Oljedirektoratet har følgende merknader: For flere av prosjektene har det vært endringer i teknisk løsning i etterkant av PUD. Dette kan være alt fra mindre justeringer til større investeringer som vil bedre lønnsomheten. For flere av prosjektene er det tatt utgangspunkt i de innrapporterte nasjonalbudsjett-tallene som er i 2000-kroner. Det er da foretatt en skjønnsmessig vurdering av hvor overgangen mellom prosjektinvesteringer og investeringer i driftsfasen foregår. De ulike selskapene kan ha benyttet ulike indekser. For enkelte prosjekter har det vært en betydelig valutaeffekt.

⁹ PUD-tallet for Mime innbefattet kun modifikasjoner på COD-plattformen.

¹⁰ NOU 2000:18 Skattlegging av petroleumsvirksomhet.

¹¹ Norsk kontinentalsokkels konkurranseposisjon.

¹² NOU 1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen.

aktørene og endrede rammebetingelser som skulle gi redusert gjennomføringstid og større grad av parallell gjennomføring av alle fasene i utbyggingsprosjektene. Ifølge hovedrapporten fra NORSOK-samarbeidet var det realistisk å forvente at innen 1998 skulle målene om 40–50 % reduksjon i tids- og kostnadsbruken nås. Samtidig kunne norsk petroleumsindustri fortsette å være blant de sikreste i verden.¹³ Stortinget ble informert om resultatene fra NORSOK-arbeidet og energi- og miljøkomiteen uttalte at det var helt avgjørende at arbeidet med reduksjon i tids- og kostnadsforbruket lyktes.¹⁴

Departementet gir denne beskrivelsen av NORSOK prosessen:¹⁵ «Olje- og energidepartementet hadde i den perioden som Riksrevisjonen har gransket, oppmerksomhet rettet mot gjennomføring av NORSOK prosessen. Gjennom NORSOK sekretariatet ble departementet kjent med at implementeringen av NORSOK-prinsippene ikke var uproblematisk. Fagbevegelsen hevdet at NORSOK prosessen ikke ble gjennomført fordi arbeidsmåten ikke ble lagt om på høyere nivå i oljeselskap og leverandørbedrifter og kostnadsreduksjonen ble tatt ut ved at 'siste ledd' dvs. operatørene på gulvet måtte arbeide hardere. NORSOK samarbeidsutvalg laget en rapport, Samspillsnormer av 9. juni 1998, som et stykke på vei støttet fagbevegelsens argumentasjon. Det er klart at ledelsen i bedriftene ikke hadde nok oppmerksomhet rettet mot NORSOK-prinsippene internt slik at endrede arbeidsmåter og kontinuerlig forbedring som var NORSOKs mål, ikke ble gjennomført nedover i bedriftene. Rapporten ble sendt ut til bedriftene gjennom TBL¹⁶ og OLFs¹⁷ styrende organer, men etter departementets oppfatning fikk ikke dette noen betydning for samspillsnormenes gjennomslag. Uavhengig av departementets deltakelse i NORSOK samarbeidsutvalg hadde departementet i sin kontakt med oljeselskapene en oppmerksomhet rettet mot oljeselskapenes manglende implementering av NORSOK prinsippene og kostnadsoverskridelser som følger av dette.»

Stortingets behandling av investeringsutvalgets rapport og Åsgard-prosjektet

Investeringsutvalgets rapport¹⁸ ble behandlet av Stortinget 16. desember 1999. I sin behandling av

rapporten og kostnadsoverskridelsene i Åsgard-kjeden uttalte et flertall i energi- og miljøkomiteen at «...det fortsatt er sider ved Åsgard-saken som bør vurderes nærmere, deriblant beslutningsprosessen, informasjonsgangen, departementets og de øvrige parters oppfølging av prosjektet. Flertallet forutsetter at Riksrevisjonen i sitt kontrollarbeid er oppmerksom på nevnte forhold, og legger videre til grunn at kontroll- og konstitusjonskomiteen ivaretar Stortingets kontrollansvar i denne saken.»¹⁹

1.2 FORMÅL, AVGRENSNINGER OG PROBLEMSTILLINGER

Formål

Formålet med revisjonen er å undersøke myndighetenes beslutningsgrunnlag for utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel, og hvordan myndighetene behandler og følger opp disse prosjektene.

Avgrensninger

Undersøkelsen omfatter feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun. Kriteriene for å velge ut disse prosjektene var blant annet prosentvis kostnadsoverskridelse og at prosjektene skulle ha ulike operatører. I tillegg ble det tatt hensyn til energi- og miljøkomiteens ovennevnte merknader i Innst. S. nr. 67 (1999–2000).

Åsgard-kjeden omfatter i tillegg til feltinstallasjonene rørledningen Åsgard Transport fra feltet til Kårstø, utvidelse av Kårstø-anlegget og tilleggsinvesteringer i gassrørledningen Europipe II til Dornum i Tyskland. Kårstø-anlegget og innretningene for rørtransport er ikke inkludert i denne undersøkelsen, selv om det er store overskridelser i forbindelse med utvidelsen og ombyggingen av anlegget. Det kreves en egen tillatelse for anlegg og drift av rørledning for ilandføring av petroleum, og det skal fremmes en søknad om bygging, plassering og bruk av slike innretninger (PAD). Utbyggingen av Kårstø betraktes derfor som et eget prosjekt atskilt fra feltutbyggingen. Det er i tillegg forskjellige eiere i prosjektene for Åsgard-feltet, innretningene for rørtransport og landanleggene på Kårstø.

Undersøkelsen omfatter ikke konsekvensutredningene og forhold knyttet til helse, miljø og sikkerhet ved de tre utbyggingsprosjektene.

Problemstillinger

Det er foretatt en generell gjennomgåelse av Olje- og energidepartementets, Oljedirektoratets og utvalgte operatørers rolle i forbindelse med framleggelse, kvalitetssikring og godkjenning av utbyg-

¹³ NORSOK Hovedrapport, februar 1995.

¹⁴ St.prp. nr. 54 (1994–95) Utbygging og drift av Njordfunnet, fastsettelse av statlig eierandel for feltene Draugen og Brage samt orientering om NORSOK-arbeidet og Stortingets behandling av Innst. S. nr. 197 (1994–95).

¹⁵ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

¹⁶ Teknologibedriftenes Landsforening.

¹⁷ Oljeindustriens Landsforening.

¹⁸ St.meld. nr. 37 (1998–99) Tillegg til St.meld. nr. 46 (1997–98) om Olje- og gassvirksomheten, oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskridelser i Åsgardkjeden.

¹⁹ Innst. S. nr. 67 (1999–2000) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om tillegg til St.meld. nr. 46 (1997–1998) om Olje- og gassvirksomheten; Del IV Investeringsutvalgets rapport og Del V Kostnadsoverskridelsene i Åsgardkjeden.

gingsprosjektene Åsgard, Visund og Jotun. Undersøkelsen fokuserer på hvordan kostnadsanslagene og usikkerheten i disse prosjektene er utredet. Undersøkelsen omfatter myndighetenes saksbehandling og oppfølging med hensyn til prosjektenes usikkerhet og kostnadsanslag. Det er lagt vekt på følgende problemstillinger:

- 1 Er utbyggingsplanene blitt utredet tilstrekkelig til å gi et forsvarlig beslutningsgrunnlag for myndighetenes behandling av prosjektene?
- 2 Er usikkerheten i forhold til framdrift og kostnader kommunisert eksplisitt i beslutningsgrunnlaget som legges fram for Olje- og energidepartementet?
- 3 Hvilken kvalitetssikring gjennomfører Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet i sin saksbehandling av plan for utbygging og drift?
- 4 Hvilken oppfølging gis prosjektene fra myndighetene etter godkjenning?
- 5 Hvordan er usikkerheten i prosjektene kommunisert til Stortinget?

2 Metodisk tilnærming

Riksrevisjonens undersøkelse er basert på informasjon fra dokumenter, intervjuer og spørreskjemaer.

Det Norske Veritas AS har bistått Riksrevisjonen ved utarbeidelsen av rapporten og spesielt ved gjennomgangen av de tekniske sidene av prosjektene. Professor Knut Kaasen har bistått med kommentarer til utkast til rapporten.

Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) og økonomiregelverket for staten utgjør grunnlaget for utledning av revisjonskriterier for Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets oppgaver knyttet til behandling og oppfølging av utbyggingsprosjekter. Petroleumsloven, bevilgningsreglementet og utredningsinstruksen har blitt benyttet til å utlede krav som stilles til framleggelse av utbyggingsprosjekter for Stortinget. I forhold til utformingen og innholdet i plan for utbygging og drift (PUD) er PUD-veilederen benyttet. Generell fagteori og retningslinjer/veiledninger ble benyttet for å utlede revisjonskriterier i forhold til håndtering av usikkerhet i utbyggingsprosjektene.

Operatørens planer for utbygging og drift (PUD) med vedlegg og underlagsdokumentasjon, er analysert i forhold til PUD-veilederen fra 1990. Denne dokumentasjonen danner grunnlaget for å belyse beslutningsgrunnlaget for utbyggingene. Korrespondansen mellom Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet og mellom myndighetene og operatørene har blitt gjennomgått med henblikk på å belyse saksbehandlingen og oppfølgingen fra myndighetenes side.

Ut fra data fra dokumentanalysen ble det høsten 1999 utformet to spørreskjema, ett til Olje- og energidepartementet og ett til Oljedirektoratet. Spørsmålene var av generell karakter, for å få et bilde av myndighetenes rolle i forhold til kostnadsoverskridelsene. På dette tidspunktet var det ikke valgt ut utbyggingsprosjekter som skulle omfattes av revisjonen.

Etter utvelgelse av case ble spørreskjema som omhandlet myndighetenes behandling og oppfølging av de konkrete utbyggingsprosjektene, sendt til Olje- og energidepartementet og til Oljedirektoratet. I tillegg ble det på grunnlag av PUD-gjennomgangen utformet spørreskjema som skulle besvares av operatørene for de tre utbyggingsprosjektene. Det ble sendt spørreskjema til Esso Exploration & Production Norway A/S, Den norske stats oljeselskap a.s og Norsk Hydro Produksjon a.s., heretter omtalt som Esso, Statoil og Norsk Hydro. I forbindelse med spørreskjemaene ble det stilt oppfølgingsspørsmål per e-post for å avklare enkelte forhold.

På grunnlag av svarene på spørreskjemaene ble det avholdt møter for å stille oppfølgingsspørsmål. Møtene ble også brukt for å avklare eventuelle misforståelser og uklarheter. Det ble skrevet referat fra møtene og referatene er verifisert.

Det ble avholdt fire møter med Olje- og energidepartementet, ett høsten 1999, ett vinteren 2000 og to høsten 2000. Møtene med Oljedirektoratet ble avholdt våren 1999 og høsten 2000. Møtene med operatørene ble avholdt sommeren og høsten 2000.

3 Revisjonskriterier

3.1 OVERORDNEDE RAMME- BETINGELSER

Den norske stat har i henhold til internasjonal og norsk rett enerett til å utforske og utnytte de under-sjøiske naturressursene på den norske delen av kontinentalsokkelen.²⁰ Ifølge Grunnloven § 19 skal Kongen forvalte statens eiendommer i overensstemmelse med Stortingets vilje og til samfunnets beste. Det er derfor et grunnprinsipp at det er landets folkevalgte organer som skal forvalte ressursene og styre og kontrollere virksomheten på sokkelen.²¹

Grunnlaget for dagens organisering av statens engasjement på sokkelen ble utformet på 1980-tallet, jf. St.meld. nr. 73 (1983–84) Om organisering av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten. Ved behandling av meldingen ga energi- og industrikomiteen uttrykk for at det kun er gjennom en reell folkevalgt styring og kontroll at vi kan ha en garanti for at virksomheten gir et resultat som er til beste for Norge og hele det norske samfunn.²²

Ifølge St.meld. nr. 39 (1999–2000) Olje- og gassvirksomheten, er det et overordnet mål at olje- og gassressurene må forvaltes i et langsiktig perspektiv. Ett av flere hovedmål i meldingen er at disse ressursene skal gi høyest mulig verdiskapning og bidra til å sikre velferd og sysselsetting.

3.2 DEPARTEMENTETS KONTROLLANSVAR

Olje- og energidepartementets forvaltning av petroleumssektoren er regulert i petroleumsløven av 29. november 1996. Løven trådte i kraft 1. juli 1997 som erstatning for petroleumsløven av 22. mars 1985. Den nye løven er tilpasset EØS-regelverket.

Grunnlovens intensjoner er videreført i petroleumsløven. I § 1–2 er det bestemt at ressursene skal forvaltes i et langsiktig perspektiv slik at de kommer hele det norske samfunn til gode. I § 10–3 slås det fast at ansvarlig departement skal føre tilsyn med at bestemmelsene i løven blir overholdt av alle som utøver petroleumsvirksomhet som omfattes av løven.

Ifølge petroleumsløven § 4–2 skal rettighetshaver legge planer for utbygging og drift fram for Olje- og energidepartementet for godkjenning. Løven gir

også departementet myndighet til å følge opp planene. I § 4–2 sjuende ledd heter det at «departementet skal underrettes om og godkjenne vesentlig avvik eller endring av forutsetningene for framlagt eller godkjent plan. Departementet kan kreve framlagt ny eller endret plan for godkjenning». Bestemmelsen regulerer avvik, endringer av eksisterende planer, forutsetninger for planene og myndighetenes rett til å godkjenne endringer. Den var tidligere inntatt i petroleumsforskriftens § 15, men ifølge Ot.prp. nr. 43 (1995–96) Om lov om petroleumsvirksomhet, anser departementet bestemmelsen som så sentral at den naturlig hører hjemme i lovteksten. Det understrekes at utbygging i utgangspunktet skal gjennomføres i samsvar med den planen som er godkjent. Enhver endring i forhold til godkjente planer må, ifølge proposisjonen, godkjennes med mindre det dreier seg om ubetydelige forhold. Det vil bero på en konkret vurdering om endringer medfører plikt til å sende inn ny eller endret plan til godkjenning. I praksis vil rettighetshaver måtte søke avklaring av hvilke formelle krav til godkjenning som vil bli stilt. Ifølge proposisjonen kan bestemmelsen også komme til anvendelse i tilfeller der myndighetene ser behov for endringer som følge av ny kunnskap om ressurser på feltet, sprang i teknologiutviklingen eller andre forhold som gjør endringer aktuelle.

Økonomiregelverket for staten²³ stiller krav til at departementet må etablere rutiner og systemer som sikrer at det har tilstrekkelig innsikt og kompetanse til å følge opp både egen aktivitet og underliggende virksomheter.²⁴ Det kreves også at departementet etablerer ordninger som gir kontroll med at underliggende etater utfører sine oppgaver i overensstemmelse med de mål og retningslinjer som angis i tildelingsbrevet og i gjeldende lover og regler.²⁵

3.3 KRAV TIL FRAMLEGGELSE AV UTBYGGINGSPROSJEKTER FOR STORTINGET

Dersom rettighetshaver beslutter å bygge ut en petroleumsforkomst, skal utbyggingsplanene legges fram for Olje- og energidepartementet, jf. petroleumsløven § 4–2. Nåværende praksis er at Stortinget

²⁰ Genevekonvensjonens art. 2 nr. 1. og Havrettstraktatens art. 77 nr. 1.

²¹ St.meld. nr. 73 (1983–84) Om organisering av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten.

²² Innst. S. nr. 321 (1983–84).

²³ Økonomiregelverket for staten består av «Økonomireglementet» fastsatt ved kgl. res. 26. januar 1996, kommentarer til økonomireglementet og «Funksjonelle krav i økonomiforvaltningen» fastsatt av Finansdepartementet 24. oktober 1996.

²⁴ Funksjonelle krav til økonomiforvaltningen, punkt 1–0, andre avsnitt.

²⁵ Økonomireglementet for staten, § 20.

forelegges prosjekter hvor de samlede investeringene utgjør mer enn 5 mrd. kroner.²⁶ I utbyggingsprosjekter der Statoil og SDØE deltar vil Stortinget fatte romertallsvedtak hvor det samtykker i at Statoil kan delta i utbygging og drift av det aktuelle feltet, og at nødvendige endringer av statsbudsjettet foretas. I tilfeller hvor verken Statoil eller SDØE deltar, vil Stortinget samtykke i at Kongen kan godkjenne operatørens søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift.

Olje- og energidepartementet forbereder og legger utbyggingssakene fram for Stortinget. I forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 73 (1983–84) Om organiseringen av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten, understreket komiteen betydningen av omfattende og grundige saksframlegg for Stortinget i petroleumssaker. Både i den gamle og den nye petroleumsløven legges det til grunn at utvinningen av petroleum skal skje i samsvar med anerkjente normer og forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper.²⁷

Bevilgningsreglementet stiller krav til realistiske budsjetter. Reglementets § 4, første ledd fastsetter at statsbudsjettet skal omfatte samtlige utgifter så langt som de kan forutses når budsjettet vedtas. Dette fullstendighetsprinsippet danner grunnlaget for kravet til realistisk budsjettering, som innebærer at det ikke skal budsjetteres med høyere eller lavere beløp enn det som faktisk forventes disponert. I § 7 slås det fast som hovedregel at tildelt bevilgning ikke kan overskrides.

Siden økonomiregelverket legger størst vekt på mål- og resultatstyring, er det få eksplisitte bestemmelser som omtaler gjennomføringen av investeringsprosjekter. Det ligger imidlertid som en forutsetning at bevilgninger og kostnadsoverslag ikke skal overskrides.²⁸

I Utredningsinstruksen av 16. desember 1994 stilles det generelle krav til utarbeidelse av proposisjoner og meldinger til Stortinget. Instruksen er fastsatt ved kongelig resolusjon. I instruksens pkt. 2.1 stilles det krav om at det i nødvendig utstrekning skal inngå grundige og realistiske nytte- og kostnadsvurderinger ved iverksettelse av tiltak. Dersom det foreligger vesentlig usikkerhet ved flere av elementene i kostnadsberegningen, må det gjøres anslag både for maksimums- og minimumsalternativer. Det skal også foretas vurderinger av hvordan virkningene av tiltaket antas å avhenge av de usikre faktorene. Fagdepartementet, i dette tilfellet Olje- og energidepartementet, plikter i samråd med Finansdepartementet eller andre særlig berørte departementer å vurdere behovet for ytterligere konsekvensvurderinger.²⁹

²⁶ NOU1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, s. 27 og Innst. S. nr. 104 (1991–92).

²⁷ Petroleumsløven §§ 4–1, 10–1.

²⁸ Økonomireglementet for staten, § 3–1.

²⁹ Utredningsinstruksen, punkt 2.4.

3.4 UTFORMING OG INNHOLD I PLAN FOR UTBYGGING OG DRIFT

Plan for utbygging og drift (PUD) er en sentral del av grunnlaget for proposisjoner som departementet legger fram for Stortinget. I petroleumsløven av 22. mars 1985 § 23, som regulerer myndighetsbehandlingen av utbyggingsprosjektene som gjennomgås i denne undersøkelsen, går det fram at PUD skal inneholde en utførlig redegjørelse av planleggingen og gjennomføringen av utbyggingen. Den skal bl.a. inneholde en framdriftsplan som beskriver alle deler og trinn i utbyggingen.³⁰

Oljedirektoratet utarbeidet i 1990 en veileder³¹ til utforming av PUD. I forordet til veilederen heter det at formålet er å vise hvordan en kan oppfylle bestemmelsene i petroleumsløvgivningen om innhold i plan for utbygging og drift. Veiledningen er ikke juridisk bindende, men beskriver hva myndighetene forventer av opplysninger og dokumentasjon i en PUD. I innledningen presiseres det at veiledningen ikke tar sikte på å gi en uttømmende beskrivelse av alle forhold som bør tas i betraktning under utarbeidelse av en slik plan.

Ifølge merknadene til Petroleumsforskriftene § 15 bokstav d, som er inntatt i PUD-veilederen, skal PUD gi et realistisk bilde av investeringene som forventes. Dette følges opp med krav om at kostnadsdata bør brytes ned og presenteres i samsvar med den spesifiseringen som benyttes av Oljedirektoratet.³² Ifølge annet ledd bør det gå klart fram hvordan rettighetshaver behandler usikkerhet i kostnadsanslaget. Kostnadsestimater bør gis som 50/50-estimater med spesifisering av størrelse på uforutsette kostnader. Videre bør det presenteres estimater med 10/90 og 90/10-konfidensnivå. Alle forutsetninger som ligger til grunn for økonomiske analyser bør dokumenteres slik at det er mulig å reprodusere disse beregningene.³³ Dette fordrer at alle inngangsdata oppgis og dokumenteres.

I henhold til PUD-veilederen skal det gjennomføres lønnsomhetsberegninger før og etter skatt med spesifisering av forutsetninger som er lagt til grunn. For de mest følsomme variablene skal det presenteres sensitivitetsanalyse.³⁴

³⁰ I den nye petroleumsløvens § 4–2, som erstatter den gamle lovens § 23, er det gitt en mer detaljert beskrivelse av hvilke forhold som skal omtales i PUD. I følge den nye paragrafen skal planen inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige, nærings- og miljømessige forhold samt opplysninger om hvordan en innretning vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten.

³¹ Veilederen av 6. september 1990 var gjeldende ved utarbeidelse av beslutningsgrunnlaget på de utbygningene som gjennomgås i denne analysen og bygger på forskrifter som er gitt med hjemmel i Petroleumsløven av 22. mars 1985. Veilederen var formelt gjeldende inntil ikrafttredelse av den nye petroleumsløven 27. juni 1997. Departementet har utgitt en ny veileder våren 2000.

³² Jf. pkt. 5.7, 1. ledd.

³³ Jf. pkt. 10.1.

³⁴ Jf. pkt. 10, 4. ledd.

I pkt. 5.8 krever veiledningen at det skal foreligge en detaljert tidsplan for utbyggingen. Dette innebærer at framdriftsplanen skal splittes opp i aktiviteter og inneholde beskrivelse av hvilke aktiviteter som er tidskritiske.

Det legges stor vekt på håndtering av usikkerhet i PUD-veilederen. Ifølge veilederen skal rettighetshaverne ha et bevisst forhold til usikkerheten som er knyttet til både de geologiske, reservoartekniske og utvinningsmessige forholdene. Ifølge pkt. 3 forventes det at rettighetshaver før utbygging besluttes foretar en grundig undersøkelse av forekomsten. Det skal være mulig å legge fram omfattende tolkninger og vurderinger, både hva angår tilstedeværelse av petroleumsmengder og alternative utvinningsmåter. I pkt. 3.3 går det fram at tolkningen bør inneholde en generell vurdering og beskrivelse av usikkerheten i den geologiske, geofysiske og petrofysiske modelleringen. Usikkerheten bør ifølge veilederen kvantifiseres.

Ifølge pkt. 4.4 bør PUD også inkludere en generell vurdering av de mest usikre faktorene i reservoarbeskrivelsen og hvordan disse kan påvirke utbyggingen. Håndtering av usikkerhet er også omtalt i Finansdepartementets «Veiledning i programanalyse» fra 1997. I veiledningen understrekes betydningen av å kartlegge hvordan endringer i forutsetninger påvirker vurderingen av tiltakene, og veiledningen anbefaler i denne sammenheng bruk av følsomhetsanalyser.

I revidert nasjonalbudsjett³⁵ for 1993 gis det en redegjørelse for kostnadsutviklingen på kontinental-sokkelen. I gjennomgangen gis det en generell beskrivelse av kostnadsanslagene og hvilken praksis som er fulgt i utarbeidelsen av disse. Det oppgis at praksisen for kostnadsestimering i forbindelse med utarbeidelse av utbyggingsplanene var varierende fram til midt på 1980-tallet. Fra midten av 1980-tallet ble det etablert en enhetlig praksis der alle kostnadsestimater som grunnlag for myndighetenes behandling skal inneholde 50/50 estimater. I stortingsmeldingen opplyses det at rettighetshaverne skal presentere følsomhetsanalyser i form av 90/10-estimater for å belyse usikkerhet i prosjektenes kostnadsestimater. Det påpekes at for å avgjøre et prosjekts lønnsomhet, og spesielt om et prosjekt faktisk skal realiseres, vil alle kostnads- og inntekstsanslag samt sensitiviteter være av betydning. Kostnadsestimatene utarbeides for beslutningsformål, men også som styringsmål. Ifølge stortingsmeldingen opplyses det at det i denne sammenheng er viktig å etablere kostnadsanslag som er realistiske, men som samtidig ikke er for romslige.

3.5 GENERELLE KRAV TIL HÅNTERING AV USIKKERHET

Nedenfor beskrives generelle krav til håndtering av usikkerhet med utgangspunkt i fagteori og retningslinjer/veiledninger på området.³⁶ Første del omhandler kommunikasjon av usikkerhet mellom fagdisipliner, andre del omfatter hvordan usikkerhet kan beregnes, mens siste del beskriver følsomhetsanalyser.

Kommunikasjon av usikkerhet mellom fagdisipliner

Figuren nedenfor illustrerer hvordan usikkerhet kommuniseres mellom fagdisipliner i et utbyggingsprosjekt. Av figuren framgår det at fagdisiplinene geofysikk, petrofysikk og geologi leverer grunnlagsdata til den delen av prosjektet der reservoar- og produksjonsteknologiske utfordringer bearbeides. I denne fasen bestemmes såkalt «designbasis» som utgjør grunnlaget for det videre arbeidet med tekniske løsninger mv. Alle fagdisiplinene fra reservoar- og produksjonsteknologi og nedover leverer inngangsdata til de økonomiske analysene som utgjør en sentral del av beslutningsgrunnlaget, se figur 3.5.1.

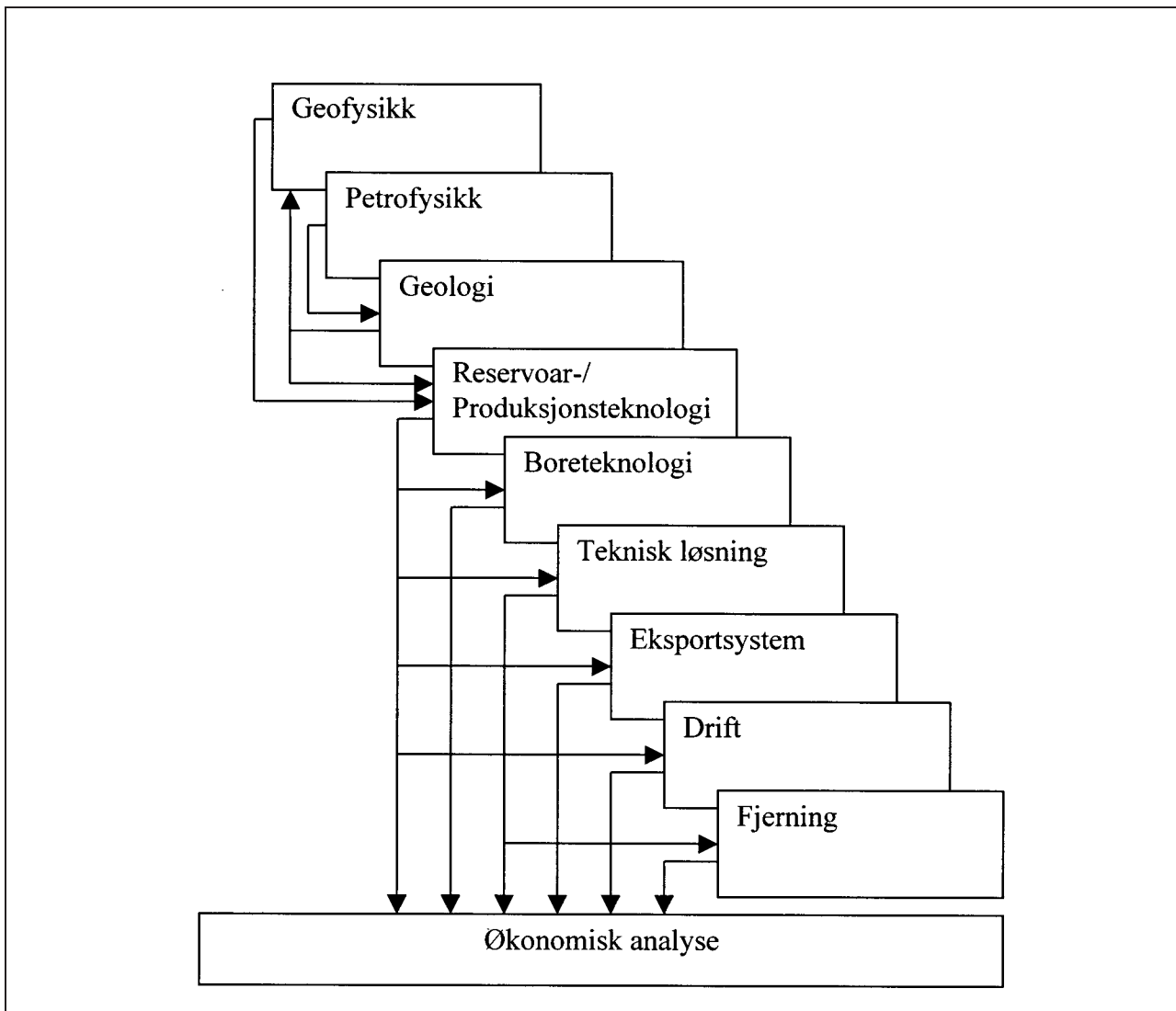
PUD-veilederen legger opp til at det skal angis usikkerhet i alle fagdisiplinene som inngår i PUD-løpet. Det er en tett avhengighet mellom de ulike fagdisiplinene slik at for eksempel usikkerhet knyttet til geologi påvirker usikkerhet i forhold til utvinnbare reserver, som igjen danner grunnlaget for valg av teknisk løsning. Denne avhengigheten mellom fagdisipliner stiller strenge krav til at usikkerhet og beregninger dokumenteres og kommuniseres mellom fagene på en tilstrekkelig klar og uttømmende måte. Det innebærer bl.a. at prosessen som ligger bak beregningene av usikkerhet i de totale kostnadsanslagene, bør være dokumentert. Det bør også kunne stilles krav til at prosjektorganisasjonen inneholder en eller flere enheter som har ansvar og kompetanse til å ivareta helheten i planleggingsarbeidet ved å samordne bidragene fra alle fagdisiplinene. Det er viktig at PUD samlet sett gjenspeiler helheten i utbyggingen og reflekterer den totale usikkerheten for prosjektet.

Beregning av usikkerhet

Beslutningsusikkerhet kan generelt forstås som et informasjonsgap mellom den informasjonen som er nødvendig for å ta en sikker beslutning og den faktiske tilgjengelige informasjonen. Usikkerheten vil gjerne reduseres gjennom prosjektet fra et høyt (og ikke definert) nivå i idéfasen til null når anlegget er

³⁵ St.meld. nr. 2 (1992–93).

³⁶ Veiledning for arbeid med programanalyser, Finansdepartementet 1977, R-504. Rolstadås, Asbjørn: Praktisk prosjektstyring, 1993. Hetland, Per Willy: Praktisk prosjektledelse bind I, 1994. Styring av statlige investeringer. Rapport fra interdepartemental arbeidsgruppe ledet av Finansdepartementet, 1999.



Figur 3.5.1 Kommunikasjon av usikkerhet mellom fagdisipliner

ferdig og i stabil drift. Kostnadene ved prosjektdringer vil vise en motsatt utvikling, fra nesten null i idéfasen til store beløp mot slutten av byggeperioden.

Det vil være en løpende avveining mellom kostnadene som går med til å redusere usikkerheten i prosjektet, og gevinstene ved lavere usikkerhet. Det tidspunktet hvor det ikke lenger er økonomisk lønnsomt å redusere usikkerheten ytterligere, varierer fra prosjekt til prosjekt og fra organisasjon til organisasjon.

Beslutningsusikkerhet deles normalt inn i estimatusikkerhet og hendelsesusikkerhet. Estimatusikkerhet er knyttet til variabler som kan anta et stort antall verdier, for eksempel kostnads- og tidsanslag. Hendelsesusikkerhet er knyttet til variabler som bare har to mulige utfall; enten inntreffer hendelsen, eller så gjør den det ikke. Det er nødvendig å ha kjennskap til sammenhengen(e) mellom estimatusikkerhetene og hendelsesusikkerhetene før prosjektets to-

tale usikkerhet kan beregnes. Siden de to typene av usikkerhet er forskjellige, må de metodisk sett behandles på ulike måter.

Utarbeidelse av estimater og estimatusikkerhet

Målsettingen ved utarbeidelsen av estimater for kostnadskontroll må være at estimatene er realistiske. Et realistisk estimat kan være en verdi som har lik sannsynlighet for overskridelse og besparelse. Dette estimatet blir ofte kalt 50/50-estimat. Usikkerheten i anslagene kan representeres ved en fordelingsfunksjon.

Prinsipielt sett er det store metodiske problemer knyttet til arbeidet med å fastlegge utfallsrommet for alle variablene av betydning for prosjektet. Utfallsrommet vil si mengden av alle mulige utfall (et utfall kan for eksempel bestå av en hendelse eller en bestemt verdi). Dette henger sammen med at variablene både er mange og i varierende grad logisk knyttet

opp mot hverandre, og en del variabler vil følgelig samvarierte. Det er vanskelig å beregne utfallsrommet direkte, og hvis man forsøker blir resultatet lett at man definerer utfallsrommet for snevert. En alternativ tilnærming som ofte brukes er å gjøre subjektive trepunktsanslag på verst tenkelige, best tenkelige og mest sannsynlige utfall for kostnadselementene eller for grupper av disse som kan antas å være uavhengige. Disse trepunktsanslagene kan danne utgangspunkt for videre analyse med statistiske verktøy.

Mest sannsynlige verdi for et kostnadselement kalles ofte for basisestimatet. Erfaringsmessig vil man ved utarbeidelsen av kostnadsanslagene ha en tendens til å undervurdere muligheten for kostnadsøkninger. Det kan også være slik at det faktisk er større sannsynlighet for kostnadsøkning enn kostnadsreduksjon. Kostnadene vil ha et teoretisk gitt nedre nivå på null, mens det øvre nivået kan være meget stort. Dette kan man ta høyde for ved å legge til grunn en skjev sannsynlighetsfordeling i arbeidet med kostnadene. Et estimat med en tilhørende skjev sannsynlighetsfordeling vil til et gitt konfidensnivå³⁷ avsluttes med en kostnad som ligger mellom et beløp som f.eks. er 20 % under og 30 % over den anslåtte verdien. Et estimat med en symmetrisk sannsynlighetsfordeling vil ha lik sannsynlighet for over- og underskridelse, gjerne benevnt som f.eks. $\pm 20\%$. Dette betyr at et prosjekt, med et gitt konfidensnivå, vil avsluttes med en kostnad som ligger mellom et beløp som er 20 % under og 20 % over den anslåtte verdien.

I en skjev sannsynlighetsfordeling vil basisestimatene ikke være sammenfallende med medianverdien³⁸ som er 50/50-estimatet, eller den forventningsrette verdien.³⁹ Ofte vil slike fordelinger være skjeve til høyre slik at i forhold til basisestimatet vil sannsynligheten være større for overskridelse enn underskridelse, jf. eksemplet over.

For å oppnå et realistisk kostnadsestimat definert som 50/50-estimat kan det tillegges en usikkerhetspost. Denne posten skal fange opp uforutsette kostnader som en erfaringsmessig vet man har utelatt, men som det er knyttet usikkerhet til hvor vil forekomme. Det vil vanligvis være slik at man på planleggingsstadiet ikke har avdekket alle de ulike kostnadselementene. Posten skal også fange opp eventuelle estimeringsfeil av kostnadene. Dersom man antar at alle de ulike kostnadselementene er uavhengige, summerer de ulike basisestimatene og legger til usikkerhetspostene, får man et 50/50-estimat med

symmetrisk sannsynlighetsfordeling.⁴⁰ I tillegg til den omtalte usikkerhetsposten kan det etableres en prosjektreserve som skal fange opp merkostnader som følge av vesentlige endringer i prosjektforutsetningene.

Hendelsesusikkerhet

Hendelsesusikkerhet må håndteres på en helt annen måte, da det her bare finnes to mulige utfall for hver potensielle hendelse. Analysen vil kombinere sannsynligheten for at hendelsen inntreffer, med konsekvensene. I en enkel form kan dette gjøres i en tabell hvor sannsynligheten for at hendelsen inntreffer, plottes langs den ene aksene med «lav», eventuelt «middels» og «høy», og hvor konsekvensene plottes på den andre aksene med «små», eventuelt «middels» og «store». Spesiell oppmerksomhet må vies til kombinasjonene av høy sannsynlighet og store konsekvenser. Det er viktig å understreke at hendelsesusikkerheten kommer i tillegg til estimatusikkerheten. Det er vanskelig å integrere to typer usikkerhet som er så forskjellige i en samlet totalusikkerhet for prosjektet.

En praktisk tilnærming i mangel av mer avanserte beregningsmodeller kan være å gjøre et skjønnsmessig påslag på estimatusikkerheten ut fra en konkret vurdering av elementene i hendelsesusikkerheten i det enkelte prosjekt. I noen miljøer er det praksis for å definere en restusikkerhet som i stor grad skal ta høyde for momenter av typen hendelsesusikkerhet.

Følsomhetsanalyser (sensitivitetsanalyser)

Følsomhetsanalyser viser hvordan endrede forutsetninger påvirker vurderingen av et tiltak. Følsomhetsanalyser skal si noe om graden av usikkerhet og hvordan virkningene antas å avhenge av de usikre faktorene. En form for følsomhetsanalyse er å finne kritiske verdier for de usikre faktorene, dvs. å undersøke hvor langt én faktor kan endres i ugunstig retning, eller må endres i gunstig retning, før konklusjonen endres. Ved slike beregninger endres vanligvis bare én faktor av gangen, mens de andre beholder sine mest sannsynlige eller forventede verdier. De kritiske verdiene må ses i sammenheng med hvor sannsynlig det er at den kritiske verdien skal bli realisert.

En mer utvidet form for følsomhetsanalyse er ifølge Finansdepartementets veiledning i programanalyse å la de usikre faktorene – én om gangen – anta noen alternative verdier, både i gunstig og ugunstig retning. Dette innebærer at en i tillegg til

³⁷ Konfidensnivået sier noe om graden av sikkerhet for at estimatet vil ligge innenfor det angitte usikkerhetsområdet.

³⁸ Medianverdien er den verdien som deler sannsynlighetsfordelingen i to like store deler.

³⁹ Ifølge Finansdepartementets veiledning i programanalyse er definisjonen av en forventet verdi et veid gjennomsnitt av de mulige utfall hvor de tilhørende sannsynligheter er brukt som vektorer.

⁴⁰ Dersom man antar at de ulike kostnadselementene er stokastisk uavhengige og at antallet er stort nok vil et samlet kostnadsestimat ha en tilhørende sannsynlighetsfordeling som er tilnærmet normalfordelt og symmetrisk, jf. sentralgrenseteorem.

hovedanslaget for den usikre faktoren utfører beregninger med ett lavere og ett høyere anslag. Disse anslagene kan representere ulike grader av optimisme og pessimisme. Det er derfor ønskelig at en søker å antyde hvilken grad av optimisme og pessimisme anslagene representerer, det vil si hvor stor sannsynlighet det er for at verdiene skal inntreffe.

Ved de nevnte formene for følsomhetsanalyser kartlegges konsekvensen av usikkerheten i enkeltanslag. Slike beregninger egner seg best hvor en antar at det er én eller få usikre faktorer, og hvor det ikke er en klar avhengighet mellom de usikre faktorene. Ofte kan det være riktig å se på konsekvensene av å endre flere faktorer samtidig. Dette vil være en bedre framgangsmåte når det er en mulighet for at to eller flere faktorer samtidig vil anta ugunstigere verdier enn forutsatt i hovedalternativet.

Når det skal besluttes om nye prosjekter eller tiltak skal settes i gang, vil det være viktig å kjenne konsekvensene av ugunstige avvik fra det mest

sannsynlige anslaget. En beregning på grunnlag av gjennomgående ugunstige eller pessimistiske forutsetninger bør derfor presenteres. Et slikt alternativ viser om tiltaket er lønnsomt selv ved mindre gunstige forutsetninger enn det som legges til grunn i hovedalternativet.

I praksis kan følsomhetsberegninger gjennomføres i flere etapper. Hvis en første enkel beregning viser at ulike forutsetninger om usikkerhet får stor betydning for den estimerte lønnsomheten, bør det foretas mer detaljerte beregninger. Følsomhetsberegningene indikerer også eventuelle kritiske faktorer som det kan være viktig å få klarlagt nærmere. En mulig videreføring av følsomhetsanalysene kan være å beregne sannsynlighetsfordelingen for nåverdien av et tiltak, dvs. finne hvilke verdier tiltaket kan ha, og sannsynligheten for at disse realiseres. For å foreta slike beregninger må en kunne anslå sannsynlighetsfordelinger for de enkelte usikre faktorene.

4 Faktagrunnlag

4.1 MYNDIGHETENES FORVALTNINGSROLLE

Olje- og energidepartementet har det overordnede forvaltningsansvaret for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel og skal påse at denne virksomheten til enhver tid skjer i tråd med Stortingets vedtak. Store utbyggingssaker eller saker av prinsipiell betydning skal behandles av Stortinget.

Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet, men i saker vedrørende arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap⁴¹ er direktoratet underlagt Kommunal- og regionaldepartementet. De viktigste oppgavene Oljedirektoratet utfører på vegne av Olje- og energidepartementet er

- å føre kontroll med at leting etter og utnyttelse av petroleumforekomster er i overensstemmelse med lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår og de retningslinjer departementet fastsetter
- å være rådgivende organ for departementet i spørsmål vedrørende leting etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster

Finansdepartementet har ansvaret for skatter og avgifter på petroleumsvirksomheten.

Staten er deltaker i de fleste av de utbyggingsprosjektene som fremmes. Statens deltakelse er enten gjennom statens direkte økonomiske engasjement eller gjennom Statoil eller begge deler. Organiseringen er slik at det er Statoil som skal ivareta statens forretningsmessige interesser.

4.1.1 Konsesjonssystemet

Petroleumsloven inneholder overordnede hjemler for konsesjonssystemet som regulerer norsk petroleumsvirksomhet. Med hjemmel i petroleumsloven er det gitt forskrifter som inneholder utdypende bestemmelser om tillatelser for leting etter, utvinning og transport av petroleum mv.

En konsesjonsrunde starter med nominering av felt og ender med tildeling av rettigheter gjennom utvinningstillatelser.

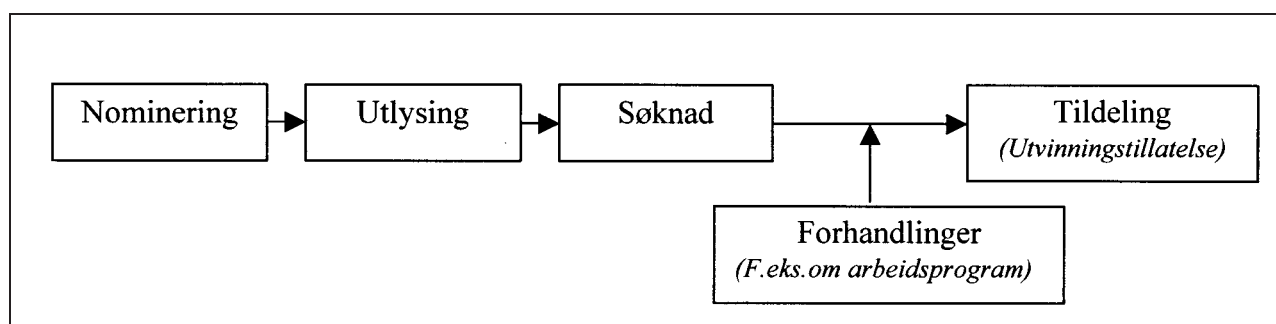
Nedenfor beskrives sentrale deler av konsesjonssystemet.

Undersøkelsestillatelse

Dersom et selskap ønsker å drive kartlegging av mulige forekomster på norsk kontinentalsokkel, må det søkes om undersøkelsestillatelse.⁴² Tillatelsen gir rett til leting etter petroleum i begrensede områder av havbunnen eller i dens undergrunn. Den gir ikke enerett til undersøkelser og heller ikke fortrinnsrett ved tildeling av utvinningstillatelse. Selskapene kan i tillegg til sine egne undersøkelser kjøpe undersøkelsesmateriale fra Oljedirektoratet. Direktoratet foretar omfattende undersøkelser på kontinentalsokkelen for å kartlegge petroleumspotensialet og vurdere nye leteområder.

Utvinningstillatelse

Dersom et selskap ønsker å sette i gang vanlig leteboring, må det søkes om utvinningstillatelse.⁴³ Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og ut-



Figur 4.1.1 Saksflyt i konsesjonssystemet

⁴¹ Unntatt i sabotasje-, krigs- og terrorberedskap hvor Oljedirektoratet er underlagt Olje- og energidepartementet.

⁴² Petroleumsloven § 2–1.

⁴³ Petroleumsloven § 3–1.

vinning av petroleum innenfor et geografisk område, og innebærer bl.a. at rettighetshaverne eier den petroleum som produseres. Utvinningstillatelsen regulerer selskapets rettigheter og plikter i forhold til staten.

Utvinningstillatelsene gis gjennom myndighetenes konsesjonsrunder. I konsesjonsrundene blir et visst antall blokker av sokkelen utlyst.⁴⁴ Før utlysningen har selskapene gitt råd om hvilke områder konsesjonsrunden skal omfatte. Aktørene søker deretter om andeler i utvinningstillatelsen.

På bakgrunn av de innkomne søknadene setter Olje- og energidepartementet som hovedregel sammen en gruppe av selskaper for hver utvinningstillatelse. Utvinningstillatelsen gis i første omgang for en initiell periode (leteperiode) som gis en varighet inntil 10 år.⁴⁵ Departementet utpeker en operatør som forestår den daglige ledelsen av den virksomheten som utføres i medhold av tillatelsen. I utvinningstillatelsen forplikter rettighetshaverne seg til å gjennomføre et arbeidsprogram som blir fastsatt av myndighetene. Myndighetenes hensikt med arbeidsprogrammet er å sikre fortsatt kartlegging av petroleumssressursene innenfor det tildelte området.

Myndighetene har i de senere årene i en viss grad åpnet for gruppesøknader. Det vil si at selskaper kan samarbeide om arealet før utlysning og levere felles søknad om utvinningstillatelse. En slik tillatelse ble første gang gitt i 1997 for et areal i Barentshavet sør. Ifølge St.meld. nr. 46 (1997–98) Olje- og gassvirksomheten, vil det i senere konsesjonsrunder gis anledning til innlevering av gruppesøknader for Nordsjøen, men ikke for Norskehavet. I St.meld. nr. 39 (1999–2000) Olje- og gassvirksomheten, åpnes det for gruppesøknader på hele kontinentalsokkelen.

Petroleumsforskriften definerer kriteriene for tildeling av utvinningstillatelse. Departementet legger vekt på søkerens tekniske kompetanse og finansielle kapasitet, og søkerens plan for leting og utvinning i det området som søkes tildelt. Dersom søkeren tidligere har vært eller er rettighetshaver, kan departementet også ta hensyn til enhver form for manglende effektivitet eller manglende ansvarlighet utvist av søkeren som rettighetshaver.

Samarbeidsavtale

Et vilkår for tildeling av utvinningstillatelse er at det inngås en samarbeidsavtale. Ved avtalen oppretter deltakerne et interessentskap der formålet er å drive petroleumsvirksomheten i henhold til utvinningstillatelsen. Samarbeidsavtalen blir utformet av myndighetene og regulerer stemmereglene og økonomiske forhold mellom selskapene i rettighetshavergruppen. Det øverste organet i interessentskapet er styringskomiteen, som ledes av operatøren. Styringsko-

miteen gir retningslinjer for og fører kontroll med operatørens virksomhet. Komiteen består av ett medlem fra hver av deltakerne, og det enkelte medlem har i utgangspunktet stemmerett⁴⁶ i forhold til andelen i interessentskapet.

Samordningsavtale

Dersom et funn strekker seg utover arealet som utvinningstillatelsen gjelder for, forplikter de respektive rettighetshavergruppene å søke å oppnå enighet om den mest rasjonelle samordning av petroleumsvirksomheten, jf. § 4–7 i petroleumsløven. Dersom enighet ikke oppnås innen rimelig tid, kan departementet bestemme hvordan slik samordnet virksomhet skal foregå, herunder fordele forekomsten. Samordningsavtalen regulerer blant annet rettighetene til forekomsten, og den skal godkjennes av Olje- og energidepartementet.

4.1.2 Myndighetenes saksbehandling av PUD

Formålet med å utarbeide PUD er å gi myndighetene tilstrekkelig grunnlagsdokumentasjon for å kunne vurdere om prosjektet kan godkjennes i henhold til petroleumsløven.

Utformingen av en PUD vil ofte være resultat av en relativt lang modningsprosess, der produksjonsprofiler, tekniske løsninger og lønnsomhet er under kontinuerlig vurdering. I denne vurderingen vil forventningene om olje- og gassprisene være sentrale, og for alle felt vil tildeling av gasskontrakter eller andre arrangementer være avgjørende for utbyggingsvedtak. Modningsprosessen skjer i løpende kontakt med myndighetene.

Myndighetenes saksbehandling tar fra to til seks måneder, bl.a. avhengig av om saken må sendes til Stortinget. Olje- og energidepartementet mottar PUD med tilhørende konsekvensutredning. Departementet videresender planen til Kommunal- og regionaldepartementet og Oljedirektoratet som vurderer henholdsvis sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold og ressursmessige forhold. Konsekvensutredningen sendes ut på ordinær høring til alle berørte parter. På grunn av inntil tre måneders høringsfrist må konsekvensutredningen i praksis sendes ut til høringsinstansene to til tre måneder før utbyggingsdelen av PUD sendes Olje- og energidepartementet.

På bakgrunn av konsekvensutredningen, utbyggingsdelen og høringsuttalelsene til disse, utarbeider departementet et forslag til stortingsproposisjon eller en kongelig resolusjon som sendes på høring til berørte departementer. Etter den departementale høringsrunden fremmes saken enten i Stortinget eller for Kongen.⁴⁷ Når et utbyggingsprosjekt godkjennes

⁴⁴ Petroleumsløven § 3–5.

⁴⁵ Petroleumsløven § 3–9.

⁴⁶ Stemmereglene blir ytterligere regulert i Samarbeidsavtalen mellom rettighetshaverne.

⁴⁷ Veiledning til PUD og PAD av 18. mai 2000, s. 8–10.

enten ved kongelig resolusjon eller ved stortingsvedtak, så er det på grunnlag av det arbeid som er utført av de forretningsmessige deltakerne.

Nedenfor beskrives Olje- og energidepartementets og Oljedirektoratets gjennomgang av PUD, eksklusive sikkerhets-, miljø- og beredskapsaspektene ved saken. Det vil si at høringen av konsekvensutredningen og den departementale høringen samt Kommunal- og regionaldepartementets saksbehandling ikke omtales.

Olje- og energidepartementets saksbehandling

I departementets saksbehandling vil spørsmål ved utbyggingen som får særlig oppmerksomhet kunne være forskjellig fra prosjekt til prosjekt fordi feltene er av ulik karakter. Noen ganger er oppmerksomheten rettet mot ilandføringsløsning, og andre ganger mot konsekvensutredningen eller andre spørsmål. Strid om teknisk løsning mellom rettighetshaverne kan medføre at departementet må megle mellom partene.⁴⁸

Ifølge departementet er det ikke deres funksjon å kvalitetsikre PUD. Selv om departementet legger fram kostnadsanslaget for Stortinget gjennom en stortingsproposisjon, er det operatøren som er ansvarlig for det. Departementet har påpekt ved flere anledninger at man ikke er garantist i forhold til operatørens anslag.⁴⁹ Det innebærer at departementet ikke utarbeider selvstendige analyser av kostnadsanslagene i utbyggingsprosjektene. Ifølge departementet vil det ha uheldige konsekvenser for utbyggingene hvis ansvaret for estimatene tillegges departementet og ikke operatøren. Dersom departementet og ikke operatøren skulle være ansvarlig for utarbeidelsen av kostnadsanslagene, ville dette, ifølge departementet, innebære en fundamental omlegging av dagens modell og ansvarsforhold.⁵⁰

Departementet påpeker at de verken har kompetanse eller ressurser til å utføre slike analyser, og dersom departementet skulle utføre slike analyser, måtte det settes av store ressurser til dette formålet.⁵¹ Ifølge Olje- og energidepartementet består deres funksjon i å forsikre seg om at planen inneholder de elementene den skal ha, og at den har innhold og omfang i samsvar med lov og forskrifter, og at utbyggingen er i samsvar med de samfunnsmessige interesser.⁵²

Departementet opplyser at myndighetene vil kunne se på de økonomiske virkningene av endrin-

ger i forutsetninger som er gjort, men kan ikke verifisere de tall som er oppgitt av operatøren. Ifølge departementet er det oljeselskapene og ingeniørselskapene som har den beste kompetansen til å vurdere kostnadene. De har også muligheten til å prosjektere det de mener er kostnadseffektivt. Ifølge departementet er det vanskelig å forestille seg at det betydelige arbeid som nedlegges i de tekniske miljøene, på en enkel måte skal kunne bli verifisert av myndighetene slik at feil som måtte være gjort ved prosjekteringen skulle bli klarlagt ut fra plan for utbygging og drift.⁵³

I enkelte tilfeller utarbeider departementet egne lønnsomhetsanalyser basert på egne forutsetninger. Dette blir gjort for å teste ut utbyggernes makroøkonomiske forutsetninger.⁵⁴

Departementet påpeker at hva som er samfunnsmessige interesser, skifter fra periode til periode, men at forhold som ofte vektlegges er

- aktivitetsnivå
- løsninger for ilandføring
- nivå på produksjon
- situasjonen for leverandørindustrien
- miljø og sikkerhet

Ifølge departementet foretas gjennomgangen av PUD først og fremst av Oljedirektoratet som besitter den tyngre petroleumsfaglige kompetansen.

Olje- og energidepartementet har påpekt overfor Riksrevisjonen at ansvaret for kostnadsoverskridelser ligger hos utbygger og ikke hos departementet.⁵⁵ Departementet forutsetter at operatørene utarbeider gode anslag.⁵⁶ Systemet skal ifølge departementet være selvregulerende ved at rettighetshavergruppen presser og kontrollerer hverandre fordi partene i rettighetshavergruppen ønsker å holde kostnadene på et lavest mulig nivå.⁵⁷

Departementet mener at PUD-systemet som beslutningsgrunnlag for utbyggingsprosjektene i hovedsak er en tilfredsstillende ordning.⁵⁸

Oljedirektoratets saksbehandling

Ifølge Oljedirektoratet er styringskomiteer og tekniske komiteer viktige kilder for informasjon om ut-

⁴⁸ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁴⁹ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁵⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁵¹ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999.

⁵² Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁵³ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

⁵⁴ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁵⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999.

⁵⁶ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 8. desember 2000.

⁵⁷ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999.

⁵⁸ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁵⁹ Oljedirektoratet er observatør i lisensenes komiteer fra det tidspunkt lisensene tildeles.

viklingen i prosjektene.⁵⁹ Områdestudien er viktig for den strategien direktoratet legger vekt på for å få til den beste samfunnsøkonomiske løsningen samt hva som skal vektlegges i PUD-vurderingen. Hensikten er bl.a. å identifisere mulige problemområder som direktoratet vil at operatøren for utvinningstillatelsen skal se nærmere på, for eksempel i hvilken grad det er mulig å knytte funnet til andre felt med eksisterende infrastruktur.⁶⁰

Av økonomiske hensyn ønsker selskapene en kortest mulig behandlingstid hos myndighetene. I de senere årene har dette ført til at Oljedirektoratet involverer seg tidligere i PUD-løpet for å kunne påvirke operatøren i forhold til valg av utbyggingsløsning. Hensikten er at de fleste problemstillingene knyttet til utviklingen av feltet skal være drøftet og avklart med Oljedirektoratet før PUD sendes inn til godkjenning. Dersom direktoratet finner grunn til å drøfte enkelte spørsmål med rettighetshaverne, avtaler direktoratet egne møter med selskapene. Hvis direktoratet i en tidlig fase identifiserer få problemstillinger knyttet til feltutbyggingen, vil direktoratet normalt engasjere seg lite i forkant av PUD-innleveringen, og bruke mindre ressurser på PUD-behandlingen.⁶¹

Oljedirektoratet vil også på et tidlig stadium i prosessen kartlegge hvilke insentivmekanismer som er gjeldende i utvinningstillatelsen, og spesielt vil direktoratet være oppmerksom på den beste løsningen samfunnsøkonomisk sett.⁶²

Forut for innsendelse av PUD vil dialogen med operatøren være rettet mot å bidra til å sikre en effektiv og forsvarlig utvinning av ressursene og dermed høyest mulig verdiskapning for samfunnet.⁶³ Dette oppnås ved at Oljedirektoratet foretar egne vurderinger av utbyggingsalternativer og kommer med innspill til operatøren. Operatørens rolle er å vise om alternativet kommer godt eller dårlig ut samfunnsøkonomisk. Oljedirektoratet understreker at ved tidspunktet for PUD-innleveringen bør de viktigste kommentarer og spørsmål fra direktoratet være behandlet, besvart og inkludert i PUD. Det framholdes videre at dersom det ennå er forhold som etter direktoratets vurdering bør inkluderes, tas dette med som vilkår for direktoratets anbefaling.⁶⁴

Oljedirektoratet opplyser at de vurderer PUD med hensyn på bl.a. utbyggingsløsninger og kostnader. I forbindelse med utbyggingsløsninger fokuseres det på følgende forhold:⁶⁵

- Begrunnelse for valg av utbyggingsløsning
- Sikre at aktuelle alternativer er gjennomgått
- Sikre en best mulig samfunnsøkonomisk løsning
- Vurdere miljøtiltak
- Sikre at fiskal måling av olje og gass i henhold til forskrifter er ivaretatt
- Sikkerhets- og arbeidsmiljøvurderinger
- Sikre forsvarlig ressursutnyttelse

Ved kostnadsvurderinger legger Oljedirektoratet vekt på følgende forhold:⁶⁶

- Sikre at operatørens kostnadsestimat er konsistent og at grunnlaget er tilstrekkelig detaljert
- Foreta egne størrelsesordensestimater
 - benytte kostestimeringsverktøy
 - sammenligne med andre relevante prosjekter
 - sammenligne nøkkeltall
- Vurdere kostnadene opp mot
 - gjennomføringstid
 - gjennomføringsmetode
 - usikkerhet
 - grad av ny teknologi/backup-løsninger

Oljedirektoratet opplyser at de ikke har som funksjon å føre kostnadskontroll i virksomheten.⁶⁷ Når det gjelder kvalitetssikring av operatørens kostnadsanslag, utarbeider ikke direktoratet egne kostnadsestimater for de enkelte elementene i prosjektene. Ifølge direktoratet gjennomgås kostnadsestimatene ved at det gjennomføres sammenligninger med andre utbygginger for å vurdere utbyggingen opp mot gjeldende industrinorm.⁶⁸

Direktoratet framholder at de for en stor del benytter erfaringsdata fra sammenlignbare prosjekter i gjennomgangen av PUD. De benytter ulike verktøy, dels egenutviklede og dels kommersielle systemer. I enkelte saker er det også utført uavhengig verifikasjon. Direktoratets gjennomgang av kostnader og investeringsanslag inkluderer også en vurdering av framlagte beregninger av usikkerhet. Direktoratet påpeker at det legges vekt på hvilken fase prosjektet befinner seg i, f.eks. om det er satt ut kontrakter og om disse har en fastpris eller er basert på regning. I hvilken grad ny teknologi benyttes i prosjektet samt i hvilken grad markedsmessige forhold kan påvirke kostnadsestimatet, blir også vurdert. Direktoratet framholder at ansvaret for å utarbeide kostnads- og investeringsanslag for utbyggingsprosjektene påligger rettighetshaverne. Direktoratet opplyser at deres oppgave er å sikre at den beste samfunnsøkonomiske løsningen er valgt og at operatøren dokumenterer

⁶⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

⁶¹ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

⁶² Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

⁶³ Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁶⁴ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 2000.

⁶⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 2000.

⁶⁶ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 2000.

⁶⁷ Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

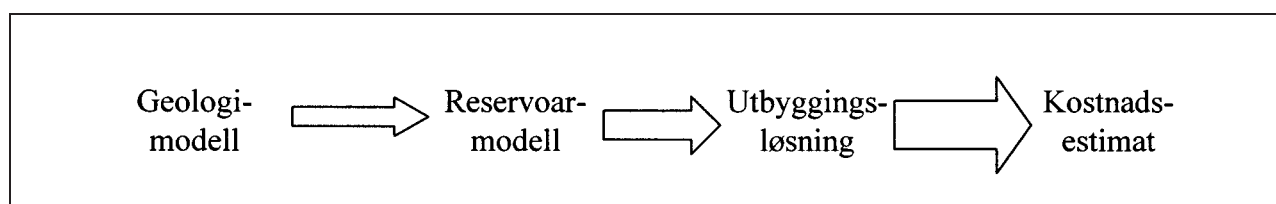
⁶⁸ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

dette. Ifølge Oljedirektoratet er deres funksjon å sikre en effektiv og forsvarlig utvinning av ressursene og dermed høyest mulig verdiskapning for samfunnet.⁶⁹

Ifølge Oljedirektoratet etablerte de tidlig på 1980-tallet en datamodell for å bedre anslaget for kostnadsomfanget av forventet framtidig utbyggingsaktivitet.⁷⁰ Direktoratet utviklet senere en databank for å kunne vurdere de kostnadsanslagene selskapene presenterte i ulike sammenhenger, bl.a. ved PUD.⁷¹

Oljedirektoratet tok sammen med Norsk Hydro, Saga og Statoil i 1988 initiativ til å utvikle det som senere ble omtalt som Standard Cost Coding System (SCCS) for å standardisere utarbeidelsen av kostnadsanslag.⁷²

Oljedirektoratet påpeker at operatørens håndtering av usikkerhet er et sentralt tema i direktoratets gjennomgang av PUD, fordi usikkerhet forplantes mellom de enkelte fagdisiplinene.⁷³ Direktoratet illustrerer kjeden av usikkerhet i en feltutbygging på følgende måte:



Figur 4.1.2 Kjeden av usikkerhet i en feltutbygging

Myndighetene stiller samme krav til dokumentasjon for utbyggingsprosjekter som er gjenstand for forenklet myndighetsbehandling som for prosjektene som legges fram for Stortinget.

Direktoratet opplyser at PUD-veilederen først og fremst er en rettesnor for operatørens utarbeidelse av PUD-dokumentet. Dersom PUD har åpenbare mangler i forhold til veilederen, vil dette påtales fra direktoratet.⁷⁴

4.1.3 Myndighetenes oppfølging av PUD

Ifølge petroleumsløven skal departementet underrettes om og godkjenne vesentlige avvik eller endring av forutsetningene for framlagt eller godkjent plan. Departementet påpekte på møte med Riksrevisjonen at oppfølgingen av prosjektene når PUD først er godkjent, har begrenset betydning for utviklingen i utbyggingsprosjektene.⁷⁵ Oppfølgingen består hovedsakelig av å be operatøren om oppdaterte kostnadsanslag slik at departementet kan informere Stortinget. Departementet opplyste at det skal mye til før en utbygging blir stanset eller at departementet krever en ny PUD. En utbygging kan bli stanset for eksempel hvis kostnadene ved å fortsette er høyere enn forventete inntekter. Det vil bli krevd ny PUD, eventuelt en oppdatert PUD, hvis prosjektets konsept endrer seg betydelig.⁷⁶ Ifølge departementet er det

operatørens ansvar å gjennomføre prosjektet. Departementet påpeker at kontroll og oppfølging av operatøren er tillagt de øvrige rettighetshaverne. Det er etablert en styringsstruktur i utvinningstillatelsene som har som siktemål å ivareta dette.⁷⁷

Direktoratet gir ved avvik og ved endringer i forutsetningene råd om hvorvidt det anses å være behov for ny eller endret plan, men det opplyses at ansvaret for å meddele om avvik fra godkjent PUD påhviler operatøren. Ifølge Oljedirektoratet skjer oppfølgingen av utbyggingsprosjektene ved planlagte tilsynsaktiviteter og gjennom samtykkeordningen innenfor sikkerhet- og arbeidsmiljøområdet. Det opplyses at tilsynsaktivitetene har vært begrenset til sikkerhet og arbeidsmiljø. Videre deltar direktoratet som observatør på møter i rettighetshavergruppen, samtidig som det avholdes møter med operatøren der status i prosjektet gjennomgås.⁷⁸

Omfanget av investeringene og driftskostnadene for de enkelte prosjektene på kontinentalsokkelen innberettes fra operatøren til Oljedirektoratet to ganger i året. Dette materialet er grunnlaget for departementets arbeid med anslag til nasjonalbudsjettet og revidert nasjonalbudsjett. Tallene gjenspeiler kostnadsendringer og forskyvninger i investeringene. Gjennom dette blir, ifølge departementet, Stortinget informert om investeringsomfanget i sektoren.⁷⁹

⁶⁹ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

⁷⁰ Modellen ble benyttet i forbindelse med de såkalte perspektivanalysene som Oljedirektoratet la fram på 1980-tallet.

⁷¹ Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁷² Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁷³ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 1999.

⁷⁴ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

⁷⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁷⁶ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

⁷⁷ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999 og 12. september 2000.

⁷⁸ Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjonen av 10. september 1999.

⁷⁹ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

4.1.4 Gassallokeringsmodellen

Gassallokering vil si tildeling av kontraktsvolum til et bestemt felt fra en gassalgskontrakt som Gassforhandlingsutvalget har inngått med gasskjøpere. Kontrakten gjelder i utgangspunktet ikke et bestemt felt, men kontrakten allokeres til ett eller flere felt i ettertid. Denne allokeringen foretas av Olje- og energidepartementet etter anbefaling fra Forsyningsutvalget.

Ifølge Olje- og energidepartementet innebærer allokeringmodellen at det vil foregå en konkurranse mellom de ulike gassprosjektene som ønskes utbygd av de ulike rettighetshaverne. Dette forholdet vil gi rettighetshaverne bak de ulike allokeringkandidatene insentiv for å arbeide med prosjektoptimaliseringer for å forbedre lønnsomheten.⁸⁰

Departementet forklarer at konkurransen mellom de ulike allokeringkandidatene vil kunne føre til at man overvurderer olje- og kondensatanslagene og undervurderer investeringene. Imidlertid skal slike insentiv motvirkes av den etablerte prosedyren i allokeringmodellen. Ordningen i modellen består i at de ulike allokeringkandidatene oversender sine feltdata til Forsyningsutvalget. Forsyningsutvalget består av alle oljeselskapene som besitter gassreserver av betydning på norsk kontinentalsokkel. På bakgrunn av de innrapporterte felldataene vurderer Forsyningsutvalget de ressurs- og investeringsanslagene som kommer fram i de ulike allokeringssøknadene, og gjør en porteføljeanalyse av de ulike allokeringkandidatene. Forsyningsutvalget oversender sin anbefaling om når de enkelte feltene bør bygges ut, til departementet. Fordi Forsyningsutvalget består av selskaper med ulike interesser knyttet til de enkelte feltene, vil det være vanskeligere for en allokeringkandidat å vinne fram i konkurransen ved eksempelvis å undervurdere prosjektkostnadene. Det forhold at Forsyningsutvalget er så bredt sammensatt, og at det er en aktiv diskusjon om forutsetninger og beregningsresultater, vil bidra til at forsøk på å overdrive lønnsomheten i enkeltprosjekter må antas å komme fram i lyset.⁸¹

Olje- og energidepartementet påpeker videre at Oljedirektoratet vurderer de ulike allokeringkandidatene parallelt med Forsyningsutvalgets analysearbeid i allokeringprosessen. Oljedirektoratets vurderinger inngår som en del av den etablerte allokeringmodellen.

Departementet er innforstått med at det i denne prosessen vil være et insentiv for rettighetshaverne

bak hver enkelt kandidat å gi en for god framstilling av sitt prosjekt, men som beskrevet ovenfor er det mekanismer som bidrar til å motvirke dette. Departementet innrømmer at dagens modell har svakheter i og med at gassallokeringsprosessen er en konkurransesituasjon der det gjelder å sikre leveranser til lavest mulig kostnader. Tidspress og en konkurransesituasjon der aktørene ønsker lave kostnader er et lite gunstig utgangspunkt for å danne et riktig grunnlag for beslutninger i en feltplanleggingsfase. Departementet framholder likevel at den foreliggende modellen for styring av gassressursene samlet sett vil være den beste.⁸²

4.2 ÅSGARD FELTUTBYGGING

4.2.1 Presentasjon av Åsgard feltutbygging

Åsgard-utbyggingen er en samordnet utbygging av de tre feltene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør på Haltenbanken ca. 50 km sør for Heidrun-feltet og ca. 200 km vest for Trøndelagskysten. Midgard tilhører utvinningstillatelsene 062 og 074 som ble tildelt i henholdsvis 1981 og 1982 med Saga Petroleum ASA som operatør. Grunnet Midgard-feltets utstrekning omfatter feltet fra 1998 også den tidligere utdelte blokk 6407/3 i utvinningstillatelse 237. Smørbukk og Smørbukk Sør tilhører utvinningstillatelsene 094 og 134 som ble tildelt i henholdsvis 1984 og 1987 med Statoil som operatør. Åsgard-feltenes utstrekning er 60 kilometer ganger 20 kilometer. Vanndybden på Åsgard varierer fra 240 til 300 meter. Utbygging av Åsgard ble vedtatt i juni 1996.⁸³

For å få til en samordnet utbygging ble det foretatt en overføring av Sagas operatørskap på Midgard til Statoil. En eierandel på 7 % i Smørbukk og Smørbukk Sør ble overført fra Statoil til Saga, og en eierandel på 5 % i utvinningstillatelsene 094 og 134 ble overført fra SDØE til Statoil. Stortinget sluttet seg til salget av SDØE-andeler ved behandlingen av St.prp. nr. 36 (1994–95) Om disponering av innretningane på Nordaust Frigg og sal av statlege eigardelar i Smørbukk og Smørbukk Sør. Rettighetshaverne skulle ha insentiver til å utvikle feltene på Haltenbanken. Myndighetene la fram et tilbud om noe lavere statlig andel i Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør enn det staten hadde rett til etter avtalene i utvinningstillatelsene.⁸⁴ Etter disse endringene er rettighetshavere og deltakerandeler i Åsgard som vist i tabell 4.2.1.

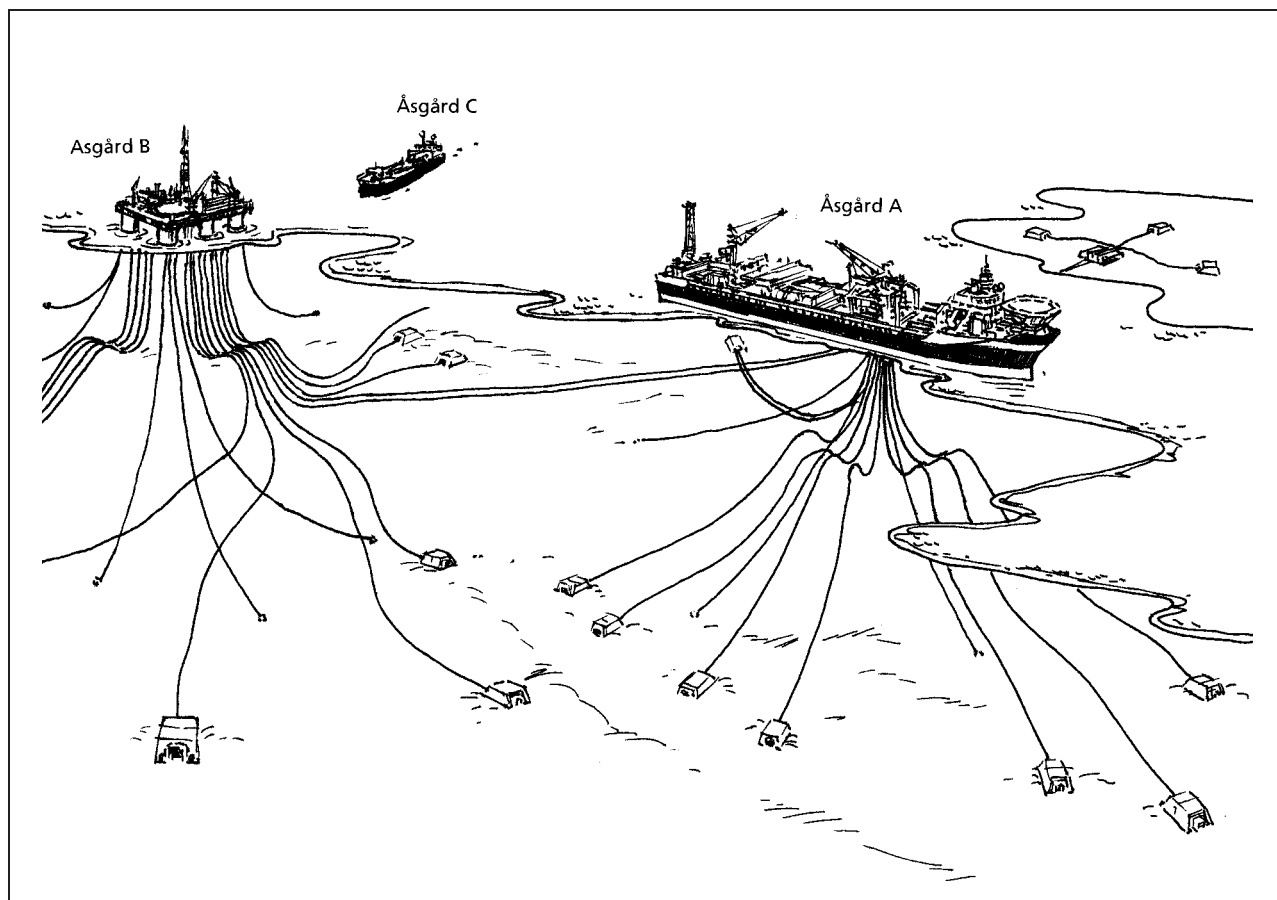
⁸⁰ Svar fra Olje- og energidepartementet 30. august 2000.

⁸¹ Svar fra Olje- og energidepartementet 30. august 2000.

⁸² Svar fra Olje- og energidepartementet 30. august 2000.

⁸³ St.prp. nr. 50 (1995–96) Olje- og gassvirksomheten, utbygging og drift av Åsgardfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet og Innst S. nr. 251 (1995–96).

⁸⁴ St.prp. nr. 25 (1994–95).



Figur 4.2.1 Skisse over utbyggingen av Åsgard feltene.

Tabell 4.2.1 Rettighetshavere og deltakerinteresser

Rettighetshavere	Deltakerinteresser
Statoil (herav SDØE 46,95 %)	60,50 %
Norsk Agip AS	7,90 %
Total Norge AS	7,65 %
Mobil Exploration Norway Inc	7,35 %
Neste Petroleum AS	7,00 %
Saga Petroleum ASA	7,00 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,60 %

Kilde: St.prp. nr. 50 (1995–96) Olje- og gassvirksomhet, utbygging og drift av Åsgardfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet.

Utvinnbare reserver i Åsgard var totalt beregnet til 123 mill. Sm³ olje/kondensat og 232 mrd. Sm³ gass.⁸³ Utbyggingen ble planlagt i to trinn med en væskefase og en gasseksportfase der produksjonsstart skulle være henholdsvis 1. oktober 1998 og 1. oktober 2000.

Åsgard ble planlagt bygget ut med totalt 60 havbunnsbrønner, Åsgard A som er produksjons- og la-

gerskip for olje, gassprosesseringsplattformen Åsgard B og Åsgard C, som er et lagerskip for kondensat. Videre prosessering av gassen skulle finne sted på ilandføringsstedet, mens oljen skulle videresendes med skytteltankere. Innretningene på Åsgard skulle tilrettelegges for å motta olje og gass fra andre felt i området og foreta prosessering av denne. I denne sammenheng peker St.prp. 50 (1995–96) på at da Stortinget godkjente utbyggingen av feltene Draugen, Norne og Njord, anmodet de rettighetshaverne om å utrede mulighetene for eksport av gassen fra disse feltene når det forelå en avtaksløsning for gassen fra Haltenbanken. Med en ilandføringsledning for gass fra Åsgard ville en slik løsning være på plass. Ifølge planene skulle gassenteret på Åsgard ha ledig kapasitet for væskeprosessering fra om lag 2005, og prosesseringskipet ha ledig prosesseringskapasitet fra rundt 2002. Det heter også at ledig gassbehandlingskapasitet ville kunne være tilgjengelig etter 2011.

Investeringsanslaget for utbyggingen av feltinstallasjonene på Åsgard var i utgangspunktet ca. 26,7 mrd. 1995-kroner, dette var et 50/50-estimat.

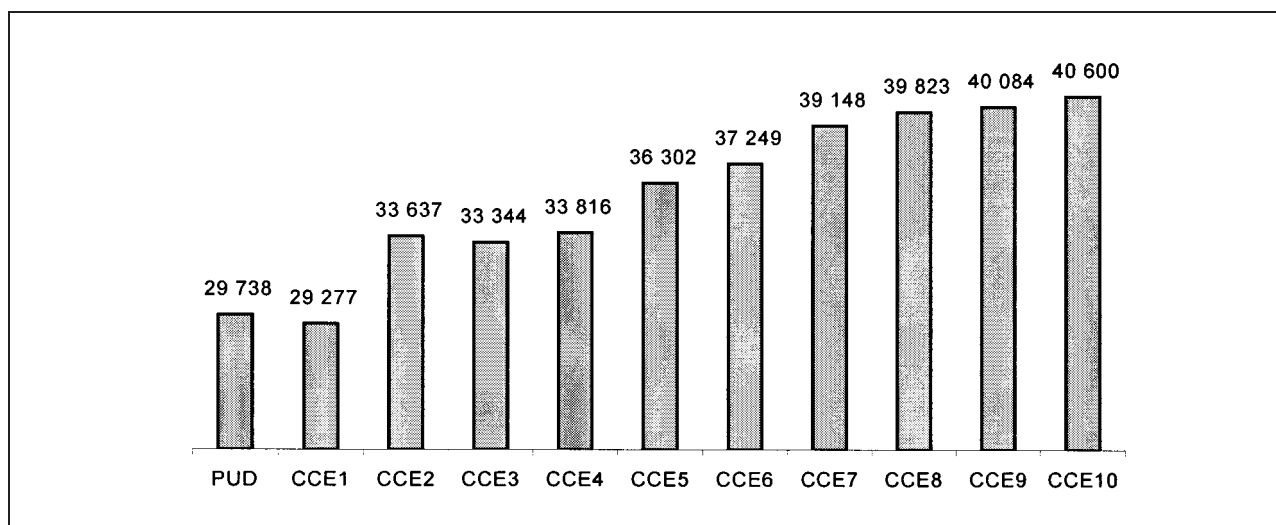
Produksjon av olje ble igangsatt mai 1999, ca. sju måneder forsinket i forhold til opprinnelig plan. Forventet oljeproduksjon i 2000 er 159 000 fat pr.

døgn.⁸⁵ Gassleveransene ble startet opp i oktober 2000 som planlagt. De siste anslagene for kostnadene på feltet er 42,9 mrd. 2000-kroner.⁸⁶

4.2.2 Kostnadsutviklingen for Åsgard feltutbygging

Figur 4.2.2 gir en oversikt over kostnadsutviklingen for Åsgard feltutbygging.⁸⁷

Fra PUD-anslaget til det siste kontrollestimatet CCE10⁸⁸ er prosentvis overskridelse for de totale investeringene i Åsgard-prosjektet 37 % målt i løpende kroner. Tabell 4.2.2 viser en prosentvis overskridelse fra CCE1 til CCE10 på 39 % målt i løpende kroner.



Figur 4.2.2 Åsgard-prosjektets kostnadsutvikling i millioner løpende kroner

nisk detaljering medførte at endringer i prosjektet

Tabell 4.2.2 Kostnadsutviklingen for Åsgard feltutbygging fordelt på kostnadsområder (millioner løpende kroner)

Hovedelementene	PUD Des. 95	CCE1 Mars 96	CCE10 Sept. 00	Prosentvis endring fra CCE1 ¹ til CCE10
Prosjektledelse	–	–	625	392
Åsgard A	5 563	4 945	7 435	50
Åsgard B	9 849	8 339	12 445	49
Åsgard C	–	854	368	–57
Stigerør ³	–	1 098	1 874	71
Undervanns produksjonssystem	792	6 507	7 091	9
Boring/komplettering	7 534	7 534	10 762	43
Sum	29 738	29 277	40 600	39

¹ Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE7, Oljedirektoratet 1999, OD-99-38 oppgis at basisestimatet for PUD og CCE1 er like, og at forskjellen mellom CCE1 og PUD skyldes endret kostnadsfasing.

² Prosentvis økning i forhold til CCE2.

³ Estimert kostnad for stigerør til Åsgard A og B er inkludert i kostnadsanslag for Åsgard A og B.

Prosjektledelse

Kostnadsøkningen knyttet til prosjektledelse skyldes, ifølge Statoil, hovedsakelig liten grad av teknisk detaljering før inngåelse av kontrakter, økning i arbeidsomfanget og sene endringer. Liten grad av tek-

ble vanskelig å håndtere. Endringene i prosjektet og spesielt endringer som kom sent i prosjektet medførte økning i arbeidsomfang. Det oppstod store mengder parallelle aktiviteter som krevde økt koordine-

⁸⁵ Olje- og energidepartements faktahefte 2000 om norsk petroleumsvirksomhet.

⁸⁶ St.prp. nr. 53 (1999–2000), kap. 5.

⁸⁷ Opplysningene er hentet fra Oljedirektoratets gjennomgang av Åsgard, halvårsrapportene for prosjektet og møte mellom Statoil og Riksrevisjonen 13. september 2000.

⁸⁸ CCE er en forkortelse for Current Control Estimate. CCE er et kontrollestimat som oppdateres hvert halvår.

ring og feilretting. Videre var det stort behov for nytt og komplisert utstyr på Åsgard. Leveransene av dette utstyret medførte en tettere oppfølging fra prosjektledelsen, noe som medførte økt forbruk av tid i forhold til det som var planlagt.

Åsgard A

Kontrakt for bygging av Åsgard A ble inngått samme dag som PUD ble levert.⁸⁹ Kontrakten for bygging av skroget ble tildelt Aker Maritime som igjen tildelte Hitachi Zosen en kontrakt for bygging og utrustning av skroget. Ifølge Statoil var Hitachi Zosen kvalifisert til å påta seg oppgaven med å bygge Åsgard A. Statoil påpekte imidlertid at kontrakten mellom Statoil og Aker Maritime innebar at det var Aker som skulle utøve byggherre-rollen overfor Hitachi Zosen. Ifølge Statoil ble kontrakten med Aker tildelt ut fra selskapets kompetanse og erfaringer fra tidligere prosjekter.⁹⁰

Åsgard A-konseptet ble utviklet av Aker, men detaljprosjekteringen ble utført av Hitachi Zosen. Konseptet forutsatte at store deler av støtte- og hjelpesystemene relatert til dekkсанlegget ble plassert i skroget. Verftet hadde liten erfaring med slik integrasjon. Ifølge Statoil håndterte ikke Hitachi dette på en tilfredsstillende måte. Statoil besluttet derfor å flytte arbeidet med ferdigstillelse av skroget for Åsgard A til Aker Stord. Dette medførte økte kostnader på ca. 1 mrd. kroner. Statoil fikk ikke redusert den opprinnelige kontraktsprisen. I PUD ble det framhevet at hovedutfordringen var å etablere en kontraktsinndeling som ivaretok de overordnede mål og strategier på en måte som fordelte risiko på en optimal måte for alle deltakerne.⁹¹

Statoil hadde ingen egen prosjektleder i Japan som fulgte opp leverandøren. Ifølge Statoil var det ikke naturlig at Statoil skulle ha en egen prosjektleder i Japan som fulgte opp Hitachi. Statoil påpekte at ett av hovedmomentene i kontraktstrategien var aktiv bruk av leverandørenes kompetanse og å forenkle «stivbeinte» arbeidsprosesser mellom oppdragsgiver og leverandør gjennom å delegere mest mulig av styringsoppgavene til Aker Maritime.⁹² Kontraktstrategien var også en følge av NORSOK, der overføring av ansvar til leverandøren i form av totalkontrakter var et av virkemidlene.

I PUD ble noen generelle nøkkelpunkter i forhold til anskaffelser trukket fram som viktig. Et av nøkkelpunktene var at inngåelse av kontrakter og forpliktelser måtte skje på et teknisk grovt definisjonsgrunnlag.⁹³

Ifølge Statoil ble kontrakten tildelt for tidlig ettersom forutsetningene ikke var på plass, samtidig som strategien for valg av skrogkontrakt ikke var tilfredsstillende.

Vekten på dekkсанlegget økte i forhold til anslaget i PUD. Dette skyldes ifølge Statoil hovedsakelig et mangelfullt teknisk grunnlag i den tidlige planleggingsfasen, der særlig røromfang, men også annen bulk ble sterkt underestimert. Dette har resultert i økte kostnader for både dekkсанlegg og skrog.

Åsgard B

Totalkontrakt for bygging og sammenstilling av Åsgard B ble gitt til Kværner.⁹⁴ I ettertid har det ifølge Statoil vist seg at Kværner manglet erfaring med så store kontrakter, og ikke maktet å håndtere størrelsen på en tilfredsstillende måte.

Dekksanlegget ble tyngre og dyrere enn antatt pga. manglende teknisk detaljeringsgrad i designgrunnlaget og ugunstige forhold ved gassen i feltet (høyt trykk og temperatur). Økning av vekten på dekkсанlegget medførte også endringer i dekkskonstruksjonen som bidro til ytterligere kostnadsøkninger.

Ifølge Statoil var konsekvensene av kravet om 50 års levetid undervurdert og bidro således til økte kostnader gjennom følgende:

- større behov for utmatningsanalyser
- behov for designendringer
- behov for sliping av sveiser i kritiske områder

I ettertid har Statoil påpekt at det er viktig å vite mer om dekksvektene før kontrakt inngås enn det som var tilfelle med Åsgard B.⁹⁵

Åsgard C

PUD-estimatet baserte seg på å eie lagerskipet (Åsgard C). Lagervolum ble først redusert fra 110 000 til 87 000 m³ fra våren 1996 til høsten 1996 for så å øke fra 87 000 til 155 000 m³ fra høsten 1996 til våren 1997. Dette medførte ekstra kostnader i størrelsesorden 300 mill. kroner. Beslutningen om å leie lagerskip istedenfor å eie ble innarbeidet våren 1998. Det ga en redusert investering på 668 mill. kroner.

Stigerør⁹⁶

Prosentvis overskridelse fra PUD-anslaget til det siste kontrollestimatet (CCE10) er 71 % målt i løpende kroner.⁹⁷ Den største delen av økningen skyldes de-

⁸⁹ Åsgard A er et FPSO-skip (Floating Production, Storage and Offloading). Det er en flytende produksjonsinnretning på skipsskrog.

⁹⁰ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 20. oktober 2000.

⁹¹ Plan for utbygging og drift. Åsgard.

⁹² Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 20. oktober 2000.

⁹³ Plan for utbygging og drift. Åsgard, kap. 10.

⁹⁴ Skroget til Åsgard B ble bygget hos Daewoo i Korea.

⁹⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

⁹⁶ Rør fra havbunnen opp til plattformen.

⁹⁷ Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE7. Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE8. Oljedirektoratet 1999. OD-99–38. Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE8. Oljedirektoratet 1999. OD-99–43. Riksrevisjonens møte med Statoil 13. september 2000.

signendringer på Åsgard B som resulterte i økte stigerørsløsløpninger.⁹⁸ Dessuten ble fabrikkasjonen av stigerørene til Åsgard A og B og installasjon av stigerørene på Åsgard A dyrere enn opprinnelig planlagt.⁹⁹ I tillegg skyldes økningen konseptuelle endringer og økt behov for ledelse og designstudier. Statoil oppgir at vekten, volumet og kompleksiteten til de ukvalifiserte stigerørene var underestimert.¹⁰⁰

Undervannsproduksjonssystem

Kostnadsøkningen knyttet til undervannsproduksjonssystemet ble på 9 %. Den største kostnadsøkningen har vært på installasjon av undervannsanlegg, konseptuelle endringer og vekst i tildelte kontrakter.¹⁰¹ PUD-estimatene var basert på inngåtte rammeavtaler med leverandør, og Oljedirektoratet vurderte dem derfor for å være oppnåelige.

Boring og komplettering

Undergrunnen på Smørbukk-feltet er svært kompleks, og informasjonen om feltet var begrenset. Statoil ønsket derfor at det i løpet av 1994 ble boret en ny letebrønn for å redusere usikkerheten på Smørbukk. Det var, ifølge Statoil, vanskelig å få aksept i utvinningstillatelsen for dette. Brønnen ble likevel boret i 1995, men diskusjonen medførte, ifølge Statoil, tap av tid i et allerede tidspresset prosjekt. Det ville vært mulig å innhente mer informasjon gjennom leteboring, men utvinningstillatelsen valgte å starte med produksjonsboring og innhente ytterligere informasjon på den måten.

På Smørbukk Sør ble det utført nye reservoarstudier som førte til en endring av utvinningsstrategien, noe som igjen resulterte i mer kompliserte brønner. Feltet var planlagt utbygd med 2-dimensjonale

brønnbaner, mens feltet nå er utbygd med nesten bare 3-dimensjonale brønner. Denne endringen i brønnekonseptet resulterte i økt tidsforbruk, noe som igjen gir økte kostnader. Ifølge Statoil økte også reserveanslaget i et slikt omfang at prosjektøkonomien ble vesentlig forbedret.

Det ble forutsatt i PUD at brønnekomplesering og brønnvedlikehold skulle utføres av et fartøy som var under utvikling; SWATH¹⁰², jf. kapittel 4.2.3 for mer informasjon. SWATH konseptet lot seg ikke realisere innenfor tidsrammen til prosjektet, og konseptet ble forkastet av Statoil. Dette betydde en radikal endring i det totale borekonseptet, som nå måtte baseres utelukkende på borerigger, hvorav 2 rigger måtte igjennom en større ombygging for å kunne utføre komplettering av brønner. Endringen i borekonseptet skjedde på et tidspunkt hvor riggmarkedet var stramt og leieprisene høye. Selv om Statoil hadde sikret seg deler av den nødvendige riggekapasiteten til Åsgard gjennom en langtidskontrakt med Transocean, måtte 2 nye rigger leies inn til markedspris. Totalt sett resulterte dette i en kraftig økning i kostnadene i forhold til estimatene. Den totale konsekvensen av at SWATH ble forkastet er av Statoil anslått til i størrelsesorden 1,5 – 2 mrd. kroner.

Værforhold var også viktig som kostnadsdriver relatert til økte bore- og kompletteringskostnader. Data for de to siste årene viser at været har vært mer røft disse årene enn hva de statistiske dataene indikerte.

Olje- og energidepartementets rapportering om kostnadsutviklingen¹⁰³

Tabell 4.2.3 gir en samlet oversikt over kostnadsanslagene for Åsgard-feltet som ble lagt fram for Stortinget.

Tabell 4.2.3 Olje- og energidepartementets rapportering av kostnadsutviklingen på Åsgard-feltet

	PUD (mrd. kroner)		Kostnadsutviklingen (mrd. kroner)			
	St.prp. nr. 50 (1995–96)	St.prp. nr. 15 (1996–97)	St.prp. nr. 8 (1998–99)	St.meld. nr. 37 (1998–99)	St.prp. nr. 1 (1999–2000)	St.prp. nr. 53 (1999–2000)
Sum Åsgard-feltet	26,7	30,8	37,0	40,5	41,4	42,9
I faste 2000-kroner	29,8	34,3	38,8	41,5	42,4	42,9

⁹⁸ Endringen utgjør 35 % av den totale økningen av investeringsanslaget.

⁹⁹ Økningen relatert til fabrikkasjon og installasjon utgjør henholdsvis 20 % og 30 % av den totale økningen av investeringsanslaget.

¹⁰⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

¹⁰¹ Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE7. Oljedirektoratet, 1999. Oljedirektoratets gjennomgang status og kostnadsutvikling PUD – CCE8. Oljedirektoratet, 1999. Møte mellom Riksrevisjonens og Statoil 13. september 2000.

Høsten 1996 rapporterte Olje- og energidepartementet et nytt investeringsoverslag for Åsgard-feltet.¹⁰⁴ Ifølge departementet var hovedårsakene til kostnadsøkningen underestimering av kostnadene,

¹⁰² SWATH står for Small Waterplane Area Twin Hull. SWATH er et lett katamaranfartøy som skulle fungere som vedlikehold- og kompletteringsfartøy.

¹⁰³ Alle beløp er basert på løpende kroneverdi.

¹⁰⁴ St.prp. nr. 15 (1996–97) Om endringer av løyvinger på statsbudsjettet for 1996 og andre saker under Nærings- og energidepartementet.

ny informasjon om reservoaret og økning av gassinjeksjonskapasiteten som krevde endringer i utbyggingsløsningen. Departementet framholdt at utviklingen i kostnadsestimatet skulle overvåkes, og at Oljedirektoratet skulle få i oppdrag å følge utviklingen nøye i tiden framover.

Høsten 1998 rapporterte Olje- og energidepartementet om nye kostnadsøkninger.¹⁰⁵ Disse økningene ble forklart med bl.a. overføring av arbeid fra Hitachi Zosen i Japan til Aker Stord for å ferdigstille produksjonsskipet for olje. Borekostnadene økte som en følge av at boring og komplettering av brønnene viste seg å bli mer krevende enn tidligere forutsatt. I tillegg økte investeringsanslaget for undervannsinstallasjonene og produksjonsplattformen for gass på grunn av økt kompleksitet.

Våren 1999 la Olje- og energidepartementet fram St.meld. nr. 37 (1998–99)¹⁰⁶, der nye kostnadsøkninger¹⁰⁷ ble forklart med at arbeidet med å ferdigstille Åsgard A tok lengre tid og var mer omfattende enn forutsatt. I tillegg ble økningen på Åsgard B forklart med overføring av arbeid til Kværner Rosenborg som følge av forsinkelser fra underleverandørene.

Høsten 1999 rapporterte Olje- og energidepartementet om nye kostnadsøkninger.¹⁰⁸ Økningen i kostnadsanslaget ble knyttet til reforhandlinger av avtalen for bygging av dekket på Åsgard B. Økningen i kostnadsestimatet for boring og komplettering av brønner ble forklart med behovet for revidert seismikk som ikke var planlagt tidligere, økte kompletteringskostnader på Midtgard-feltet samt kostnadsfordeling ved bruk av boreriggen Scarebeo 6.

Våren 2000 rapporterte departementet om nye kostnadsøkninger.¹⁰⁹ Ifølge proposisjonen skyldtes kostnadsøkningen i hovedsak behovet for flere arbeidstimer i forbindelse med ferdigstillingen av Åsgard B.

Høsten 2000 rapporterte departementet om nye kostnadsøkninger for hele Åsgard-kjeden. I proposisjonen¹¹⁰ opplyses det om at kostnadsøkningen for Åsgard-feltet var på 530 mill. 2000-kroner.

¹⁰⁵ St.prp. nr. 8 (1998–99) Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vevstprosess, kostnadsutviklingen for Åsgard m.v. og diverse disponeringssaker.

¹⁰⁶ Tillegg til St.meld. nr. 46 (1997–98) om Olje- og gassvirksomheten; oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgetsrapport og kostnadsoverskridelsene i Åsgard-kjeden.

¹⁰⁷ Kostnadsøkningene det her refereres til er det siste oppdaterte kostnadsestimatet fra operatøren. Dette framkom i brev fra Statoil til Olje- og energidepartementet datert 19. mars 1999.

¹⁰⁸ St.prp. nr. 1 (1999–2000) for Olje- og energidepartementet.

¹⁰⁹ St.prp. nr. 53 (1999–2000) Utbygging av Kvitebjørn og Grane, disponering av installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg samt status for kostnadsutviklingen for Åsgard-kjeden.

¹¹⁰ St.prp. nr. 19 (2000–2001) Om endringar av løyvingar på statsbudsjettet for 2000 m.m. under Olje- og energidepartementet.

Departementet opplyser at det i tillegg har rapportert om kostnadsøkninger for Kårstøanleggene og for Åsgard-kjeden i St.prp. nr. 1 (1997–98), St.prp. nr. 1 (1997–98) Tillegg nr. 3 (1997–1998) Endring av St.prp. nr. 1 om statsbudsjettet medregnet folketrygden 1998, St.prp. nr. 65 (1997–98) Omprioriteringer og tilleggsbevilgninger på statsbudsjettet og St.prp. nr. 18 (1999–2000).

4.2.3 Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Åsgard feltutbygging

Plan for utbygging og drift (PUD) for Åsgard ble oversendt til Olje- og energidepartementet den 15. desember 1995.

Usikkerhet knyttet til petroleumsressursene

Åsgard er et komplisert felt fordi det består av olje-, gass- og kondensatproduksjon fra tre forekomster med svært ulike reservoaregenskaper. I tillegg er trykket og temperaturen høy i reservoarene.¹¹¹

Estimatet for potensielle inntekter fra utvinning av petroleum beregnes ut fra feltets produksjonsprofiler. Produksjonsprofiler er basert på volumanslag for utvinnbare reserver.¹¹² Utvinnbare reserver estimeres med utgangspunkt i modell for tilstedeværende ressurser og den valgte utvinningsstrategi. Utvinningsstrategi inkluderer drivmekanismer, brønnantall, brønnplassering og brønnutforming.

Det var stor usikkerhet knyttet til estimat for tilstedeværende ressurser på Smørbukk. Det var moderat usikkerhet knyttet til estimat for tilstedeværende ressurser på Smørbukk Sør-feltet. Estimatet for tilstedeværende ressurser på Midgard hadde derimot relativt liten usikkerhet.¹¹³

Som en følge av rettighetshavernes beslutning om å delta i gassallokeringsrunden 1995 måtte resultatet fra reservoaranalysen foreligge høsten 1995. Det innebar at operatøren fikk begrenset tid til å framskaffe data, bygge reservoarmodeller og gjennomføre reservoaranalyser.

Statoil ønsket i midten av 1994 å bore en ny letebrønn for å redusere usikkerheten på Smørbukk. Det var imidlertid vanskelig å få aksept i utvinningstillatelsen for dette. Ifølge Statoil ønsket partnerne å bruke dette som et pressmiddel mot myndighetene for å stoppe bruken av glideskala¹¹⁴. Brønnen ble likevel boret i 1995, men diskusjonen medførte tap av tid i en allerede tidspresset prosjekt. På Smørbukk Sør ble det utført nye studier som førte til en endring av utvinningsstrategien som resulterte i mer kompliserte brønner.¹¹⁵

¹¹¹ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

¹¹² Avledet av volumestimat for teknisk utvinnbare ressurser og krav til økonomisk avkastning.

¹¹³ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, september 1996.

¹¹⁴ Glideskalaen innebar at myndighetene hadde opsjon på å endre sin eierandel i lisensen.

¹¹⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

Tabell 4.2.4 Volumestimat for utvinnbare reserver av olje

Felt	Utvinnbar olje i millioner Sm ³		
	10/90 () ¹	50/50	90/10 () ²
Smørbukk	47 (-43 %)	82	122 (+49 %)
Smørbukk Sør	14 (-42 %)	24	36 (+50 %)
Midgard	13 (-24 %)	17	20 (+18 %)
Åsgard Totalt	86 (-30 %)	123	170 (+38 %)

¹ % reduksjon i forhold til 50/50

² % økning i forhold til 50/50

Tabell 4.2.5 Volumestimat for utvinnbare reserver av gass

Felt	Utvinnbar gass i milliarder Sm ³		
	10/90 () ¹	50/50	90/10 () ²
Smørbukk	55 (-44 %)	98	146 (+49 %)
Smørbukk Sør	15 (-29 %)	21	27 (+29 %)
Midgard	81 (-28 %)	113	130 (+15 %)
Åsgard Totalt	172 (-26 %)	232	282 (+22 %)

¹ % reduksjon i forhold til 50/50

² % økning i forhold til 50/50

Det angis tre estimater for utvinnbare reserver av olje og gass. Disse er gitt ved estimater med 10/90-, 50/50- og 90/10-konfidensnivå. Estimaten som ble presentert i PUD, er gjengitt i tabell 4.2.4 og 4.2.5.

Smørbukk-feltet har en stor del av de utvinnbare reservene på Åsgard. Estimaten for utvinnbare reserver av olje og gass på Smørbukk utgjør henholdsvis 67 % og 42 % av totalt estimat for utvinnbare reserver på Åsgard.¹¹⁶ Det framgår av tabell 4.2.5 at 10/90- og 90/10-estimaten for utvinnbare reserver på Smørbukk ligger henholdsvis 44 % under og 49 % over 50/50-estimatet. Usikkerheten for Åsgard-utbyggingen domineres av usikkerheten på Smørbukk-feltet.¹¹⁷

Utvinningsstrategien for Åsgard-feltet la opp til en utbyggingsplan med i alt 60 brønner, hvorav Smørbukk ble planlagt utviklet med 38 brønner¹¹⁸, Smørbukk Sør med 10 brønner¹¹⁹, og Midgard med 12 brønner.¹²⁰ Optimaliseringsstudier på brønnantall,

brønnbaner og kompletteringsstrategi skulle gjennomføres fram mot borestart. Planene og strategiene skulle være fleksible, og erfaringer fra nye brønner skulle benyttes til optimalisering av boreprogrammet og brønnplassering.

Det ble i PUD antatt at både trykkavlastning og gassinjeksjon¹²¹ skulle brukes som drivmekanismer på Smørbukk og Smørbukk Sør. Statoil har oppgitt at det var mulig å skifte drivmekanisme fra gassinjeksjon til trykkavlastning og omvendt uten store konsekvenser for prosjektets lønnsomhet.¹²² Trykkavlastning ble presentert som eneste aktuelle drivmekanisme for Midgard.

I PUD ble det lagt opp til å øke produktiviteten og bedre utvinningen ved å stimulere mange av brønnene på Smørbukk ved hjelp av hydraulisk oppsprekking.¹²³ Det ble ikke beskrevet alternative metoder for stimulering av brønnene i PUD.¹²⁴ Ifølge Oljedirektoratet var hydraulisk oppsprekking av brønner en omfattende og tidkrevende operasjon, og sannsynligheten for 100 % suksess i alle brønnene var liten. Dersom dette ikke lyktes, ville resultatet være redusert eller utsatt produksjon.¹²⁵

I PUD ble det utført sensitivitetsanalyser for alle

¹¹⁶ De siste offisielle tallene fra Statoil, 1. november 1999, viser en betydelig reduksjon i tilstedeværende ressurser i den sørlige delen av Smørbukk i forhold til PUD anslaget (50/50-estimat olje, PUD = 228, 50/50-estimat olje, høst 1999 = 133 millioner Sm³ og 50/50-estimat gass, PUD = 169, og 50/50-estimat gass, høst 1999 = 150 milliarder Sm³). For Smørbukk Sør derimot er det derimot en økning i estimatet for tilstedeværende oljeressurser. For Midgard er det ubetydelige endringer.

¹¹⁷ Vedlegg til PUD «II Reservoir and Production Engineerin»

¹¹⁸ 22 brønner for produksjon av petroleum og 16 brønner for injeksjon av gass.

¹¹⁹ 7 brønner for produksjon av petroleum og 3 for injeksjon av gass.

¹²⁰ Statoil har ved CCE9 (mars 2000) planlagt 51 brønner, hvorav Smørbukk 31, Smørbukk Sør 10 og Midgard 10.

¹²¹ Metoder for å oppnå planlagt produktivitet.

¹²² Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 11. august 2000.

¹²³ Hydraulisk oppsprekking av brønner gjennomføres ved at væske pumpes inn i reservoaret under høyt trykk slik at berget sprekker opp, sprekkenes fylles med grus slik at de forblir åpne.

¹²⁴ Hydraulisk oppsprekking av brønnene ble revurdert og praktisk talt stoppet fordi operasjonene ble svært kostbare. Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 8. september 2000.

¹²⁵ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, september 1996.

de tre feltene for å identifisere hvilke av reservoarparameterne¹²⁶ som har størst innflytelse på estimatene for utvinnbare reserver og produksjonsprofilene. De mest kritiske reservoarusikkerhetene for Smørbukk og Smørbukk Sør var volumet av tilstedeværende ressurser. Dette var også kritisk for Midgard, og i tillegg hadde den valgte drivmekanismen sentral innflytelse på estimatene for utvinnbare reserver.

Ifølge Statoil var forståelsen av reservoaret noe begrenset ved innlevering av PUD. Det ble påpekt at tiltak for å øke forståelsen av reservoaret var kostbart og at dette måtte sees i forhold til nytteverdien av mer informasjon. Den begrensede informasjonen om reservoaret medførte at utfordringer til en viss grad måtte løses i gjennomføringsfasen.¹²⁷

Valg av utbyggingsløsning

Alternative konsepter ble ikke vurdert eller rangert i PUD. Det forelå kun en historisk beskrivelse av de ulike løsningene som ble vurdert av operatøren.¹²⁸

Statoil opplyste at det i Åsgard-prosjektet ble etablert en rekke ulike utbyggingskonsepter gjennom omfattende involvering av partnere og leverandører.¹²⁹ Ifølge Statoil ble det gjennomført en vurdering av de ulike konseptene, og fem konsepter ble anbefalt for videreføring. Statoil anbefalte ut fra en helhetsvurdering ett konsept som ble presentert partnerne og gjennomgått i detalj. Statoil påpekte at de brukte omfattende ekspertise fra leverandørindustrien. For eksempel når det gjaldt betongunderstell, ble det framforhandlet ferdige kontrakter for å få et mest mulig riktig kostnadsbilde.

I styringskomitemøtet 14. desember 1995 presenterte Norsk Hydro et helt nytt alternativt konsept med to halvt nedsenkbare flytende plattformer. PUD ble levert dagen etter (15. desember) uten at dette alternativet ble omtalt. Forslaget ble senere forkastet av styringskomiteen i utvinningstillatelsen.

Tradisjonelt har komplettering av havbunnsbrønner (produksjon- og injeksjonsbrønner) blitt utført med modifiserte borerigger (borerigger som både kan bore og komplettere brønner). I PUD ble det forutsatt at komplettering og brønnvedlikehold av brønner på Åsgard skulle utføres av en ny type fartøy som var under utvikling (SWATH).¹³⁰ SWATH representerte på dette tidspunktet en stor besparelse både på investeringssiden og i driftsfasen. Alternativet til SWATH var økt bruk av konvensjonelle rigger, men dette ble ikke presentert i PUD. Det ble

heller ikke foretatt usikkerhetsanalyser for å vurdere konsekvensene dersom denne teknologiutviklingen ikke lyktes. Ifølge Oljedirektoratet innebar konseptet en introduksjon av ny teknologi som Statoil hadde begrenset eller ingen erfaring med.

Selskapet Kverndokk og Eldøy AS hadde oppdraget med å utvikle konseptet.¹³¹ Etter en ide fra Kverndokk og Eldøy AS satset Statoil sammen med andre selskaper 6 mill. kroner på å utvikle konseptet sommeren 1995. I oktober 1995 leverte Kverndokk en rapport til Statoil der de antok at prosjektet lot seg gjennomføre. Samtidig ble Det Norske Veritas AS engasjert av Kverndokk og Eldøy AS for å utføre initiell dimensjonering, hydrodynamiske analyser og styrkekontroll. Resultatene viste etter kort tid at SWATH bl.a. ikke tilfredsstilte styrkekravene. Basert på resultatene i første halvdel av januar 1996 anbefalte Det Norske Veritas AS at man ikke gikk videre med den daværende løsningen. Det ble foreslått modifiseringer av konseptet med hull i sideskrogene.¹³² Ifølge Statoil var det mulig å løse problemene relatert til skrogstyrke, men forslagene som ble lagt fram, tilfredsstilte ikke kravene til funksjonalitet for SWATH.¹³³ I juni 1996 ble prosjektet stoppet av Statoil. En sluttrapport ble levert i månedsskiftet august/september 1996.

Usikkerhet i planleggingsgrunnlaget for de tekniske utbyggingsløsninger

Ifølge PUD var grunnlaget for utformingen og dimensjoneringen av feltinstallasjonene gitt ved

- påvist mengde tilstedeværende ressurser
- antatt utvinnbare reserver og utvinningsstrategi
- vanddypet og rådende vær- og grunnforhold

Det fremgår ikke av PUD hvordan det har blitt tatt hensyn til påvist mengde tilstedeværende ressurser i utformingen og dimensjoneringen av feltinstallasjonene. Det forelå begrenset informasjon om forventede produksjonsrater, brønnstrømmens trykk, temperatur og sammensetning, krav til dekkarrangement, konstruksjonens bæreevne og overførings-systemer for petroleum fra brønn til installasjon.

Det ble kompensert for usikkerheten som den begrensede informasjonen medførte ved å bygge inn fleksibilitet i utbyggingsløsningene. Sannsynligheten for store designendringer ble således søkt redusert ved å legge inn fleksibilitet i form av reservekapasitet i forhold til det estimerte behovet.

Åsgard A var i utgangspunktet en oppgradering av det eksisterende og allerede godkjente Norne designet. Åsgard A ble dimensjonert for en vekt på

¹²⁶ Variable som beskriver beskaffenheten og produktiviteten til reservoaret.

¹²⁷ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

¹²⁸ PUD kapittel 5.0.

¹²⁹ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 11. august 2000.

¹³⁰ SWATH står for Small Waterplane Area Twin Hull. SWATH er et lett katamaranfartøy som skulle fungere som komplette-ringsfartøy.

¹³¹ Møte mellom Riksrevisjonen og Statoil 13. september 2000.

¹³² Global styrkeanalyse av SWATH uten hull. Det Norske Veritas (Report No. 96-0128), februar 1996.

¹³³ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

dekksanlegg lik 13 500 tonn. Den estimerte vekten til det planlagte produksjonsanlegget var på 10 500 tonn, dvs. at reservekapasiteten var på 3 000 tonn. I tillegg ble det planlagt noe ledig dekkareal på Åsgard A. Det fremgår ikke av PUD hvordan de planlagte dekkvekt- og arealløstallene ble beregnet. I ettertid har dekkvekten økt og ifølge Oljedirektoratet skyldes dette i hovedsak et mangelfullt teknisk grunnlag i den tidlige planleggingsfasen.¹³³

Åsgard B ble planlagt med en dekkvekt på 24 000 tonn og en bæreevne på 66 000 tonn. Det ble i PUD oppgitt at Åsgard B skulle ha en vektreserve på 3 800 tonn.¹³⁴ Det fremgår ikke av PUD hvordan de planlagte dekkvektallene ble beregnet. Åsgard B var basert på designet av Njord-plattformen.¹³⁵ Det går fram av PUD at Åsgard B var dimensjonert for 50 års levetid.¹³⁶ I ettertid opplyser Statoil at det ikke ble utført egne utmattingsberegninger for Åsgard B. Antatt levetid til Åsgard B ble basert på utmattingsberegninger utført for Njord-plattformen. Den hadde en vesentlig kortere levetid enn det som var planlagt for Åsgard B, og var utsatt for andre miljøkrefter. Njord-konseptet ble imidlertid forkastet etter innlevering av PUD, og det endelige konseptet ble et Kværner/GVA-design.¹³⁷

I PUD ble prosessanleggene¹³⁸ på Åsgard A og B designet slik at de kunne tilpasses eventuelle endrede driftsforhold.¹³⁹ Endrede driftsforhold knytter seg til volum av vann, olje, kondensat og gass. Videre vil brønnstrømmens trykk, temperatur og sammensetning påvirke driftsforholdene. Det ble oppgitt en rekke tiltak som skulle opprettholde fleksibiliteten med hensyn til endrede driftsforhold. Det framgår ikke hvor store endringer det ble tatt høyde for at prosessanleggene skulle kunne håndtere. For eksempel måtte mengden av hydrogensulfid i gass fra Åsgard reduseres til et spesifikt nivå før videre transport til Kollsnes, og usikkerhet knyttet til hydrogensulfidanslagene ble oppgitt til å være +/- 40 %.¹⁴⁰ Det går ikke klart fram hvordan det ble tatt høyde for usikkerhetsspennet ved planleggingen av prosessanlegget på Åsgard B.

¹³³ 3 000 tonn er beregnet for å ivareta usikkerhetspåslag ved endringer i design.

¹³⁴ Videreutviklet Aker P-45 Njord-design. Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 23. august 2000.

¹³⁵ Vedlegg til PUD «III Field Installation».

¹³⁶ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 23. august 2000.

¹³⁷ Anlegg for separasjon og behandling av vann, olje, kondensat og gass.

¹³⁸ Kapasiteter for håndtering av olje og gass på Åsgard A er per i dag i hovedsak som planlagt i PUD. Gassinjeksjonskapasitet på Åsgard A er økt fra 17 til 21 millioner Sm³/døgn. Følgende kapasiteter på Åsgard B endret i forhold til PUD: Oljeseparasjonskapasitet er økt fra 4 000 til 6 500 Sm³/døgn, vannbehandlingskapasitet redusert fra 6 000 til 4 500 Sm³/døgn, kondensatprosesseringskapasitet er økt fra 11 000 til 15 000 Sm³/døgn og gassinjeksjonskapasitet er økt fra 7,5 til 10,6 millioner Sm³/døgn. Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 27. september 2000.

¹⁴⁰ Vedlegg til PUD «III Field Installations» kapittel 5.3.7.1.

Undervannsanlegget ble planlagt med 16 brønnrammer. Hver av brønnrammene ble prosjektert med to rørledninger for transport av brønnstrøm til produksjonsinnretningene via fleksible stigerør. Undervannsanleggets utvidelsesmuligheter er presentert i PUD.

I PUD ble det oppgitt at det ville være behov for fleksible stigerør. Høyt trykk i gassinjeksjonsbrønnene og høy temperatur i produksjonsbrønnene på Smørbukk og Smørbukk Sør, gjorde at stigerørene ville bli operert utenfor bruksområdet det forelå erfaring med. Det forutsettes i PUD at det er mulig å kvalifisere disse stigerørene for et utvidet bruksområde. For Midgard ble det forutsatt at stigerørene ble kvalifisert for lavere temperaturer enn det forelå erfaring med. Det ble ikke foretatt usikkerhetsvurderinger i PUD med hensyn til konsekvensene dersom denne teknologiutviklingen ikke lyktes.

Åsgard-utbyggingen var i stor grad avhengig av ukvalifisert teknologi; fleksible stigerør, utstyr for vedlikehold av gasseksportledningen, trykkkontrollsystem for installasjon på havbunnen og SWATH.¹⁴¹ Oljedirektoratet forutsatte at Statoil utviklet et kvalifiseringsprogram. SWATH var ikke inkludert i dette kvalifiseringsprogrammet. Statoil har underveis rapportert status for programmet til Oljedirektoratet. Statoil har opplyst at kvalifiseringen var vellykket.¹⁴²

Områdeanalyse og samordning

Ifølge PUD var fleksibilitet i utbyggingsløsningen sentralt i utformingen av Åsgard. Foruten å kunne håndtere egen reservoarussikkerhet, ville Åsgard ha mulighet til å fungere som et feltcenter for Haltenbanken.

Åsgard A skulle ha mulighet for tilknytninger og tredjepartsprosessering¹⁴³ når skipet fikk ledig væskebehandlingskapasitet.¹⁴⁴ Det ble ikke satt av vektreserve på Åsgard A til installasjon av ekstra utstyr ved eventuell tilknytning til andre felt i området.

Ifølge PUD ville Åsgard B være i stand til å tåle endringer i dekkvekt, samt ha muligheter for tilknytninger og tredjepartsprosessering når plattformen fikk ledig væske- og gassbehandlingskapasitet. Ved prosjektering av Åsgard B ble det satt av vektreserve på 3 800 tonn til installasjon av ekstra utstyr ved eventuell tilknytning til andre felt i området.¹⁴⁵

Ifølge Statoil pågikk i august 2000 en vurdering med hensyn til mulig tilknytning av Haltenbanken

¹⁴¹ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, september 1996.

¹⁴² Møte mellom Statoil og Riksrevisjonen 13. september 2000.

¹⁴³ Dvs. andre funn i området.

¹⁴⁴ Kapasitet for behandling av total mengde væske; vann, olje og kondensat.

¹⁴⁵ I svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 27. september 2000 opplyses det om at planlagt reservekapasitet var på 3 800 tonn, mens endelig ledig kapasitet er 1 550 tonn.

sør (feltene Kristin, Erlend, Ragnfrid) og Mikkel til Åsgard.¹⁴⁶

Kostnadsanslagene

Tabell 4.2.6 viser hvordan investeringene på Åsgardfeltet fordeler seg på installasjonene. Alle tall i dette kapitlet er oppgitt i 1995-kroner hvis annet ikke er oppgitt.

Tabell 4.2.6 Oversikt over totalinvesteringer i millioner kroner

Hovedelementer	Beløp
Gassenter inkl. lagerskip og lastebøye ..	8 780
Produksjonsskip	5 240
Undervannsanlegg	5 960
Boring	6 700
Totale feltinvesteringer, fase I	26 680
40'' eksportrør til Kollsnes inkl. landfall	5 760
Oppgradering av terminal på Kollsnes ..	990
Samlede investeringer, fase I	33 430
Feltrør og kabler ifm. fjerning av produksjonsskip, fase II	450
Samlede investeringer, fase I + II	33 880

Kilde: PUD-rapporten, tabell 12.6.1.1.

Det går fram av tabell 4.2.6 at Åsgard A ble beregnet til å koste 5 240 mill. kroner, og at kostnadsanslaget for Åsgard B og Åsgard C samlet var på 8 780 mill. kroner.

Nærmere om kostnadsanslagene for feltinvesteringene

De samlede investeringene for installasjonene, dvs. Åsgard A, B og C og havbunnsystemene ble beregnet til 20 mrd. kroner. Kostnadene for boring og komplettering av brønnene ble beregnet til 6,7 mrd. kroner. Dette gir et samlet investeringsanslag på 26,7 mrd. kroner i fase I.

Kostnadsestimatet ble oppgitt å være et 50/50-estimat med en usikkerhet på $\pm 20\%$ ved et konfidensnivå på 80 %. Det ble oppgitt at estimatet har lik sannsynlighet for under- og overskridelser og representerer en forventet kostnad på prosjektet.¹⁴⁷ Det ble ikke presentert kvantifiserte usikkerhetsposter i PUD-rapporten.

For installasjonene på feltet ble det oppgitt at kostnadene var basert på forventet kostnadsnivå i 1996/97. Det ble presentert enhetsrater for kostnad pr. tonn ferdig installert på feltet for Åsgard B og Åsgard C.¹⁴⁸ Det ble ikke oppgitt enhetsrater for Åsgard A eller for undervannsinstallasjonene. Det går ikke fram av PUD-rapporten eller PUD-vedleggene hvordan disse enhetsratene ble beregnet. Enhetsratene ble oppgitt å være uten tillegg for usikkerhet.

Det ble oppgitt i PUD-vedlegget at kostnadsanslagene for installasjonene representerer ambisiøse kostnads mål som skulle nås ved hjelp av nye prinsipper for prosjektgjennomføring.¹⁴⁹ I grunnlagsdokumentet for kostnadsanslagene i PUD, «Cost Estimating Methodology and Schedule Methodology, rev. 1 Basis for PDO», fra september 1995, går det fram at prinsippene blant annet ble etablert av NOR-SOK og BRU.¹⁵⁰

Det ble oppgitt i PUD at prinsippene reflekterte

- benyttelse av integrerte team der operatør og leverandører deltar
- benyttelse av standard utstyr og systempakker
- redusert tid for prosjektgjennomføring
- risikodeling i kontraktene

I et møte i feltutviklingskomiteen 11. mai 1995 ble enhetsratene for Åsgard-prosjektet drøftet. Statoil oppga at de hadde beregnet erfaringstall og historiske data for egne prosjekter til og med Sleipnerutbyggingen. I tillegg ble kostnadsanslagene for Norge, Snorre og Njord lagt til grunn. Basert på disse erfaringstallene ble det antatt at de nye prinsippene for gjennomføring skulle gi reduksjoner i enhetsratene i Åsgard-prosjektet som vist i tabell 4.2.7.

Tabell 4.2.7 Prosentvis reduksjon i enhetsratene

Hovedelementer	Prosentvis endring
Ledelse	-40 %
Engineering	-33 %
Utstyr	-5 %
Konstruksjon	-5 %
Undervannssystem	-20 %

Kilde: Handout, Møte i feltutviklingskomiteen nr. 5, 11. mai 1995.

I mai 1995 var kostnadsanslaget for feltinstallasjonene på Åsgard 22 923 mill. kroner, jf. figur 4.2.3.

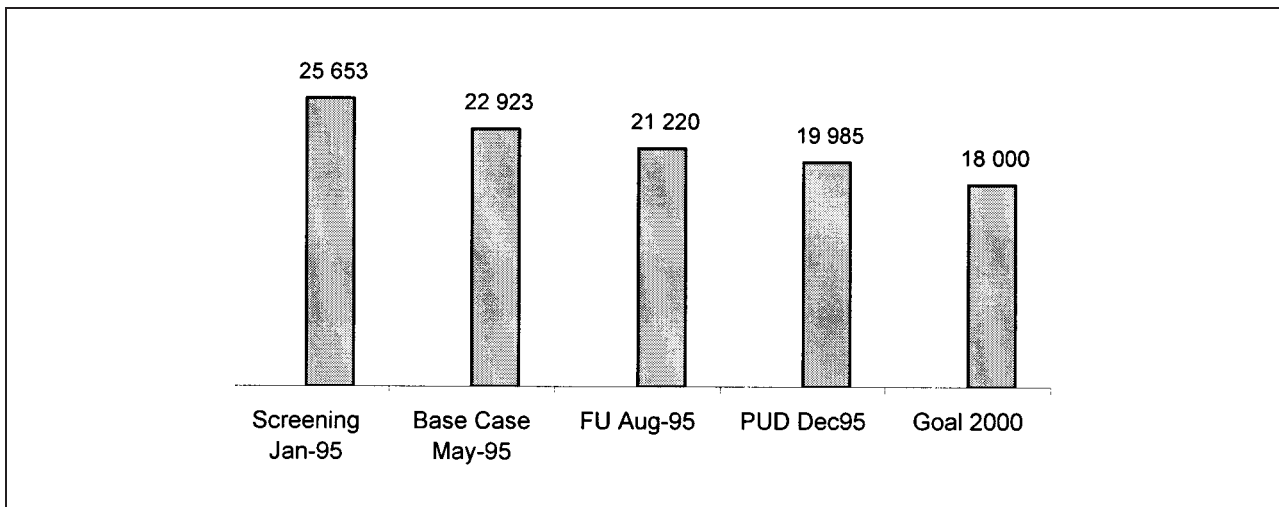
¹⁴⁶ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 11. august 2000.

¹⁴⁷ PUD-rapporten, s. 39.

¹⁴⁸ Vedlegg 3 Field Installations, s. 297.

¹⁴⁹ Vedlegg 3 Field Installations, s. 296.

¹⁵⁰ BRU (Billigere Raskere Utbyggingsprosjekter) var et internt prosjekt i Statoil som ble gjennomført i 1994.



Figur 4.2.3 Utviklingen i kostnadsanslagene for Åsgård-feltet i 1995

Kilde: Statoil, Project Cost Estimate and Schedules, February 1996.

I grunnlagsdokumentet fra september 1995 ble det ikke gitt en helhetlig framstilling av hvordan man kom fram til kostnadsanslagene for Åsgård-prosjektet, som da varierte mellom 20 571 mill. kroner og 22 115 mill. kroner. Riksrevisjonen har bedt Statoil om underlagsmateriale for 50/50-estimatet som ble oppgitt i PUD-rapporten. Statoil viser i brev av 11. august 2000 til et dokument fra 1. februar 1996, «Project Cost Estimates and Schedules», der basisestimatet var på 18 253 mill. kroner. Dokumentet er datert omtrent halvannen måned etter at PUD ble levert til myndighetene for godkjenning.

Basisestimatet tok utgangspunkt i de antatte enhetskostnadene pr. tonn for kostnadsområdene multiplisert opp med de antatte vektanslagene. En usikkerhetsanalyse ble gjennomført med lave, middels og høye verdier, dvs. trepunktsanslag. Analysen ga et 50/50-estimat og differansen mellom 50/50-estimatet og basisestimatet ble definert som usikkerhetspost. En usikkerhetspost på 1 732 mill. kroner ble derfor lagt til. Dette ga samlede feltkostnader på 19 985 mill. kroner. Usikkerhetsposten utgjorde et tillegg på 9,5 % av basisestimatet og inkluderte ifølge Statoil uforutsette kostnader og estimatusikkerhet.

Statoil har oppgitt at en «... stor andel av påslaget skyldes den nye gjennomføringsmodellen med større grad av parallelle aktiviteter hvor utestående momenter ble overført fra planleggingsfasen før PUD og over i gjennomføringsfasen. Sentrale usikkerheter var gassallokeringsalternativene, en mindre grad av teknisk detaljering, stor andel ny teknologi, sene endringer innenfor reservoargrunnlaget/dreneringsstrategien, ambisiøse kostnadsestimater med uklarheter i forutsetningene og kortere gjennomføringstider».¹⁵¹

Det presenteres ikke eksplisitte 10/90- og 90/10-estimer i PUD-rapporten, verken for det totale kostnadsanslaget eller de underliggende kostnadsområder. Statoil viser til at disse estimatene ble beregnet og presentert i «Project Cost Estimates and Schedules» fra februar 1996.

I kapittel 4 i nevnte dokument fra februar 1996 ble følgende 10/90- og 90/10-estimer oppgitt for feltkostnadene:

Estimat	Beløp i mrd. kroner
10/90-estimat	18,89
50/50-estimat	19,31
90/10-estimat	19,70

Kilde: Statoil, Project Cost Estimate and Schedules, February 1996.

Det vil si at Statoils usikkerhetsberegning viser at de var 90 % sikre på at feltinvesteringene ikke ble mer enn 2 % høyere enn 50/50-estimatet.

Statoil oppgir i svarbrevet fra 23. august 2000 at «den tekniske usikkerheten, konfidensnivå og beregningene av 10/90- og 90/10-estimer til kostnads-estimatet ble kommunisert formelt til eiere/myndighetene i november 1995 og uformelt i arbeidsmøter etter behov».

Riksrevisjonen har bedt om å få tilsendt den formelle kommunikasjonen til eiere og myndigheter fra november 1995. Statoil opplyser at «... vi ikke kan se at beregningene av 10/90- og 90/10-estimer konkret ble kommunisert formelt til eiere og myndigheter i november 1995».¹⁵²

Slike beregninger ble etterspurt under møtet i feltutviklingskomiteen 14. november 1995 hvor et utkast til PUD ble presentert for partnerne. Temaet

¹⁵¹ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

¹⁵² Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

for møtet var å gå igjennom de økonomiske beregningene i PUD-utkastet. Det går fram av møtereferatet at TOTAL etterspurte 10/90- og 90/10-estimerer for kostnadsanslaget i prosjektet. Ifølge møtereferatet oppga Statoil at dette ikke var blitt beregnet.

I PUD-rapporten ble det imidlertid oppgitt at det samme kostnadsestimatet for investeringene har et konfidensnivå på 80 % med et usikkerhetsområde på ± 20 %. Yttergrensene i dette intervallet kan tolkes som 10/90- og 90/10-estimerer. Statoil kan ikke vise til noen beregninger som gir sammenhengen mellom usikkerhetsområdet for kostnadsestimatet på ± 20 % som ble oppgitt i PUD-rapporten, og usikkerhetsområdet som ble beregnet i dokumentet fra februar 1996.

Statoil oppgir i ettertid at «inngangsverdiene i usikkerhetsanalysene [ble] vurdert som optimistiske og med altfor smale fordelinger. I ettertid kan man faglig spørre seg om de mange antagelsene/forutsetningene i beslutningsgrunnlaget tilfredsstilte usikkerhetskravet på ± 20 % med konfidensnivå på 80 %». ¹⁵³

Nærmere om bore- og kompletteringskostnadene

Når det gjelder bore- og kompletteringskostnader ble det oppgitt i PUD at tidsbruken og kostnadsestimatene var basert på erfaringer og inngåtte kontrakter med rate for to borerigger. Det ble oppgitt at riggratene i kontrakten var på 85 000 USD/dag for boreoperasjonene. Siden ratene var basert på inngåtte kontrakter, ble det ikke tillagt usikkerhet knyttet til dagsratene for riggene.

Det ble videre forutsatt i PUD-rapporten at kompletteringen skulle foregå med et lett katamaranfartøy som skulle fungere som kompletteringsrigg, dvs. SWATH-konseptet. Det estimeres en riggrate for leie av SWATH på 65 000 USD per dag, og det tillegges en liten usikkerhetspost i kostnadsanslaget for kompletteringen.

Det ble ikke omtalt noen usikkerhet i forbindelse

med utviklingen av SWATH-konseptet. Det ble oppgitt at usikkerhet med hensyn til boretid var inkludert i estimatene. Det vises til Monte Carlo simuleringer som ble oppgitt å gi 50/50-estimat for bore- og kompletteringskostnadene.

Ifølge Statoil var grunnlaget for tidsestimaten for boring og komplettering basert på enkle brønnbaner, selskapets erfaring fra boring i området samt komplettering av tilsvarende havbunnsbrønner. Statoil hevder videre at grunnet begrenset kunnskap om boring og komplettering av havbunnsbrønner på Haltenbanken ble estimatene basert på selskapets øvrige erfaring. ¹⁵⁴

Riksrevisjonen har etterspurt nærmere informasjon om borekontraktene som omtales i PUD-rapporten. Ifølge Statoil ble det inngått en langtidskontrakt for Åsgård-feltet med Transocean i 1995 om 10-års leie av to rigger til fast leiepris. Denne leieprisen var utgangspunktet for PUD-estimatene. De innleide riggene måtte imidlertid bygges om for betydelige beløp fordi man ble nødt til å endre det opprinnelige borekonseptet som var basert på enkle brønnbaner. Ombyggingen var nødvendig for at riggene skulle kunne komplettere brønnene. I tillegg ble det store konseptuelt endringer i brønnbanene, noe som medførte en vesentlig lenger gjennomføringstid. ¹⁵⁵

I møtet med Riksrevisjonen 13. september oppga Statoil at en viktig årsak til at langtidskontraktene ble inngått med Transocean, var at Statoil forutså det stramme riggmarkedet.

Lønnsomhetsberegninger

Lønnsomhetsberegninger før og etter skatt ble gjennomført, og i PUD-rapporten ble forutsetningene spesifisert. Det ble blant annet oppgitt at beregningene bygget på analyser av en samlet utbygging av Åsgard inkludert investerings- og driftskostnader for eksportrør og nødvendig oppgradering Kollsnes. Alle beløp ble oppgitt i mill. 1995-kroner, og nåverdi-beregningene har 1995 som diskonteringsår.

Tabell 4.2.8 Resultatene fra lønnsomhetsberegningene (basispris i mill. kroner) ¹⁵⁶

Mill. 95 NOK	Nåverdi før skatt	Nåverdi etter skatt	
Kalkulasjonsrente	7 %	8 %	10 %
Basispris scenariet	33 140	5 768	3 291

Balanseprisen før skatt ble oppgitt til å være 60 kroner pr. fat til en kalkulasjonsrente på 7 %. Internrenten ble oppgitt til å være 22,0 % før skatt og 13,8 % etter skatt. Det ble gjennomført en sensitivitetsanalyse av prosjektøkonomien. I analysen ble en og en faktor endret og effekten på prosjektets nåverdi un-

dersøkt. Følgende faktorer ble endret (basisforutsetningene er oppgitt i parentes):

¹⁵⁴ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 23. august 2000.

¹⁵⁵ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 23. august 2000 og 21. november 2000.

¹⁵⁶ Tallene er hentet fra PUD-rapporten, tabell 12.7.1.1, gitt konsolidert skatteposisjon.

¹⁵³ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

- gasskundene nominerer 100 % (90 %)
- 12 \$ oljepris (16 \$ oljepris)
- lave reserver, 10 % sannsynlighet for lavere reserver
- høye reserver, 90 % sannsynlighet for lavere reserver
- 20 % økte investeringer
- 20 % økte driftskostnader
- 1 øre/sm³ høyere gasstariff
- 1/2 års forsinket oppstart av væskeproduksjonen
- eventuell gasslagerkostnad: 25 mill. kroner pr. år

Analysen viste at nåverdien i prosjektet først og fremst var følsom overfor endringer i pris, reserver og eksportratene av gass. Det ble oppgitt at endringer i investeringskostnadene hadde en vesentlig betydning for prosjektets økonomi, mens endringer i driftskostnadene ga mindre utslag på nåverdien.¹⁵⁷

Det ble også utarbeidet oppside- og nedside-scenarier. I slike scenarier undersøkes det hvordan nåverdien etter skatt påvirkes av at flere faktorer endres samtidig i gunstig eller ugunstig retning. Videre omtalte Statoil prosjektforbedringer som kunne gi økte inntekter eller reduserte kostnader. Disse prosjektforbedringene ble ikke kvantifisert.

Følgende faktorer ble endret samtidig:

Tabell 4.2.9 Følsomhetsanalyser for Åsgard

	Væske- reserver	Gass- reserver	Felt- investeringer	Årlige drifts- kostnader	Brent blend	Gasspris 40MJ/Sm ³	Nominering av kontrakts- volum
	Mill.Sm ³	Mrd.Sm ³	Mrd. 95-NOK	Mrd. 95-NOK	USD/fat	Øre/Sm ³	
Basis-scenarie ...	123	232	27,1	1,6	16	63	90 %
Nedside-scenarie	86	172	+ 20 %	+ 20 %	12	52	90 %
Oppside-scenarie	170	282	- 20 %	- 20 %	16	63	100 %

Ifølge Statoil reflekterte disse prosentvise endringene i inntekts- og kostnadsvariablene i stor grad den tekniske usikkerheten i prosjektet siden den tekniske andelen alltid vil være høy i forhold til den markedsmessige. Statoil oppgir videre at i Åsgard-prosjektet var den spesielt høy ettersom en stor andel ny teknologi ble implementert.¹⁵⁸

Av figur 12.9.1 i PUD som viser resultatene fra følsomhetsanalysene, går det fram at nåverdien for basisalternativet ble null ved 15 %. Dette betyr at internrenten¹⁵⁹ ble 15 %. Samtidig går det fram av tabell 12.7.1.1 i PUD-rapporten at internrenten for basisalternativet ble beregnet til 13,8 %.

Dette forholdet ble tatt opp i møtet mellom Statoil og Riksrevisjonen den 13. september 2000, og i telefaks den 15. september 2000 gir Statoil følgende svar: «Vi har jobbet med å gjenfinne dokumentasjonen for disse oversiktene, men det har ikke lyktes oss å framskaffe underlaget for ovenfornevnte figur, og vi kan derfor ikke gi et eksakt svar på sammenhengen mellom nevnte tabell og figur. Det er imidlertid vår vurdering at avviket trolig skyldes at forutsetningene for «base case» i figuren er basert på en noe tidligere versjon enn det endelige PUD-caset, og

at dette ble valgt for å ha et konsistent sammenligningsgrunnlag mot de definerte oppside- og nedside-scenariene som er vist i figuren».

4.2.4 Myndighetenes behandling av PUD for Åsgard

Myndighetenes innflytelse over prosjektene var størst i fasen før PUD-godkjenning.¹⁶⁰ I denne fasen var det jevnlig kontakt mellom myndighetene og operatørene. For Åsgard vil det si at myndighetenes muligheter for påvirkning var størst i perioden fra 1995 til juni 1996, da PUD ble levert til Stortinget i form av St.prp. nr. 50 (1995–96).¹⁶¹ Denne delen av undersøkelsen vil derfor basere seg på perioden 1995 til juni 1996. Analysen vil fokusere på myndighetenes håndtering av den tekniske og økonomiske usikkerheten i prosjektet.

En viktig milepæl i saksbehandlingen er Oljedirektoratets egne vurderinger av PUD. Vurderingene ble utgitt som rapport¹⁶² i januar 1996. Rapporten gir et innblikk i hva Oljedirektoratet vektla i sin saksbehandling for Åsgard.

I Åsgardutbyggingen var Olje- og energidepartementet opptatt av ilandføringsløsningen og gassallo-

¹⁵⁷ PUD-rapporten, s. 60.

¹⁵⁸ Svar fra Statoil til Riksrevisjonen av 11. august 2000.

¹⁵⁹ I figur 12.9.1. benyttes imidlertid begrepet realrente. Statoil oppgir i svar av 15. september 2000 at de med begrepet realrente mener internrente for dette prosjektet, og gitt at de samme PUD-forutsetningene hadde blitt lagt til grunn for base case i figur 12.9.1 ville dette gitt samme realrente som internrente.

¹⁶⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999. Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 2000.

¹⁶¹ Olje- og gassvirksomhet, utbygging og drift av Åsgardfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet.

¹⁶² Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

keringen.¹⁶³ I saksbehandlingen av Åsgard-utbyggingen støttet departementet seg til Oljedirektoratets vurderinger.

Oljedirektoratets saksbehandling var fokusert på ressursforvaltning både i forhold til det enkelte prosjekt og i forhold til andre felt. Problemstillinger rundt reservoarusikkerhet, reservoarstyring (boring), tekniske løsninger, gassallokering og gassinjeksjon ble drøftet jevnlig. Oljedirektoratet var opptatt av Åsgard-prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet, og prosjektets nåverdi. Direktoratet fokuserte ellers på usikkerhet knyttet til geologi og de tekniske løsningene, men var mindre opptatt av hvordan denne usikkerheten påvirket kostnadsestimatet. Oljedirektoratet stiller i forbindelse med PUD behandling ikke spørsmål til hvordan usikkerhet kommuniseres mellom de ulike fagdisiplinene internt i selskapene.

Oljedirektoratets vurdering av usikkerhet i reservoaret

Oljedirektoratet engasjerte Novatech¹⁶⁴ for å se på noen av de utbyggingstekniske problemstillingene. Det fremgår av Novatechs rapport at Smørbukk-feltet er svært komplisert ettersom det produseres gass, kondensat og lett olje fra en rekke soner, og at kommunikasjonsforhold i feltet ikke er godt avklart. Anslaget over utvinnbare reserver er derfor å anse som «svært usikkert». Novatech stiller spørsmål ved hvorvidt den foreslåtte utbyggingsløsning gir tilfredsstillende robusthet i tilfelle utvunnet mengde petroleum fra Smørbukk blir mindre enn planlagt, eller at kostnadene forbundet med utvinning blir høyere.

I Oljedirektoratets vurdering januar 1996 beskrives de geologiske modellene som usikre.¹⁶⁵ Det er særlig Smørbukk-feltet det er beheftet betydelig reservoarusikkerhet ved. Ifølge Oljedirektoratet vil datainnsamlingsstrategien være avgjørende for å redusere de reservoarmessige usikkerhetene. I vurderingen fremsettes det krav om at operatøren iverksetter tiltak for å sikre at de nødvendige data blir innhentet i god tid før produksjonsstart. Kravene fra Oljedirektoratet blir presisert i brev fra Oljedirektoratet til Statoil 24. januar 1996.¹⁶⁶ Blant annet presiseres følgende:

- Operatøren skal i 1996 bore tre til fire nye brønner på Smørbukk for å redusere reservoarusikkerheten. Dersom denne innsamlingen av dynamiske data ikke går som forventet, skal operatøren

ren samle inn de nødvendige data i de påfølgende forborede brønnene.

- På bakgrunn av stor usikkerhet mht. lokalisering av forkastninger og kommunikasjonsgrad mellom de enkelte segmentene i Smørbukk Sør vurderer Oljedirektoratet antall forborede brønner til å være høyt. Forboring uten innsamling av dynamiske reservoardata kan resultere i at gassinjektorer og produsenter plasseres i forkastningssegmenter som ikke er i trykkommunikasjon. Operatøren skal derfor innen 1. april 1996 legge fram en vurdering av hvorvidt en utvidet formasjonstest på Smørbukk Sør vil kunne redusere denne usikkerheten før forboring igangsettes.

I svar fra operatøren bekreftes det at studier og tiltak vil bli utført i henhold til de gitte tidsfrister.¹⁶⁷ Den 28. mars 1996 ble det avholdt møte mellom Oljedirektoratet, Statoil og Saga. Usikkerhet knyttet til Smørbukk Sør-reservoaret ble drøftet på møtet.

Ifølge Oljedirektoratet var usikkerheten knyttet til reservoaret akseptabel, fordi de tre funnene kunne fungere som svingprodusenter for hverandre.

Oljedirektoratets vurdering av usikkerhet i den tekniske løsningen

Utbyggingsprosjektet basert på havbunnsløsninger var, ifølge Novatech, uheldig. Det var bl.a. knyttet svakheter til reservoarstyringen av havbunnsbrønner. Brønnvedlikehold måtte utføres av flyttbar innretning, og eventuelle tilleggsbrønner måtte bores fra flyttbar innretning og havbunnskompleteres.

Novatech identifiserte noen utbyggingstekniske problemområder ved det foreslåtte utbyggingskonseptet. Det foreliggende PUD-konseptet inneholdt en rekke teknologiske grenseflyttinger. Fleksible stigerør for gassinjeksjon, produksjon, gasseksport og gassimport krevde teknologiutvikling. Samtlige av disse stigerørene var forutsatt dimensjonert på kanten av teknologi som var tilgjengelig. I Oljedirektoratets vurdering av teknologien i prosjektet ble operatørens forutsetninger om teknologiutvikling trukket fram.¹⁶⁸ Både fleksible stigerør for produksjon og injeksjon måtte kvalifiseres for de høye trykk og temperaturer som kjenntegnet Åsgard. Blant teknologi som var uprøvd, var installasjon av trykkkontrollsystemet HIPPS på havbunnen og utviklingen av kompletterings- og vedlikeholdsfatøyet SWATH. Ifølge Oljedirektoratet ble det av operatøren utarbeidet «back-up»-løsninger, men usikkerheten i disse løsningene ble ikke kvantifisert.¹⁶⁹

¹⁶³ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 12. september 2000.

¹⁶⁴ Vurdering av feltutviklingsplan for Åsgard 21. desember 1995.

¹⁶⁵ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

¹⁶⁶ Brev fra Oljedirektoratet til Statoil av 24. januar 1996.

¹⁶⁷ I brev av fra Statoil til Oljedirektoratet av 26. januar 1996.

¹⁶⁸ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

¹⁶⁹ Møte mellom Riksrevisjonens og Oljedirektoratet 13. september 2000.

I rapporten fra Novatech gis det følgende avsluttende kommentarer:

- Det foreliggende PUD-konsept har reservoarstyringsmessige svakheter fordi alle brønner er havbunnsbasert.
- Operatøren påpeker: «... subsea well development will give less possibilities of optimizing production and recovery». Det fremkommer ingen steder hvor mye dette er vektlagt i den videre evalueringen.
- Alternative konsepter med vesentlig bedre reservoarstyringsmuligheter (monotårn kombinert med halvt nedsenkbar plattform og strekkstagsplattform [kanskje også to halvt nedsenkbare plattformer]) er ikke vurdert med tilsvarende grundighet som PUD-konseptet.

Oljedirektoratet oppsummerer sentrale punkter som må tas hensyn til i vurderingen av Åsgard utbyggingen.¹⁷⁰ Disse punktene er:

- Det er behov for langtidstester fra Smørbukkfunnet, og det er uheldig at denne informasjonen først er tilgjengelig etter at et konseptvalg er foretatt.
- Grad av forboring må begrenses mest mulig og legges opp slik at informasjonen kan benyttes til å unngå feilplasserte brønner, samt i størst mulig grad til å optimalisere konseptet.
- Det bør benyttes flest mulig plattformbrønner for derved å få det beste utgangspunktet for en optimal reservoarstyring.
- Utbyggingsløsningen som velges må være den som er best skikket til å ivareta den store reservoarussikkerheten på Smørbukk.

Oljedirektoratet vurderte den ledige vektkapasiteten på gassenteret, som var avsatt for tredjeparts tilknytning, som for liten.¹⁷¹ Oljedirektoratet ba derfor operatøren om å foreta en vurdering av potensialet for innfasing av tredjeparts funn og felt og hvordan dette ivaretas i forhold til vekt- og arealkapasiteter på gassenteret.¹⁷² Operatøren svarte at studier og tiltak vil bli utført i henhold til gitte tidsfrister.¹⁷³ I brev 29. mars 1996 konkluderer operatøren med at konseptet slik det er beskrevet i PUD, er tilstrekkelig mht. potensialet for tredjeparts tilknytninger.

Ut fra hensynet til reservoarstyring og ressursutnyttelse isolert sett var det Oljedirektoratets oppfatning at en utbyggingsløsning basert på plattform-

brønner var en bedre løsning enn den foreslåtte løsningen som var basert på havbunnskompletterte brønner.¹⁷⁴ Ifølge Oljedirektoratet ble derfor operatøren bedt om å vurdere ulike løsninger med plattformbrønner. Basert på disse gjennomgangene anbefalte Oljedirektoratet at PUD for Åsgard ble godkjent under forutsetning av enkelte vilkår.

Oljedirektoratet vurderte en betongplattform (GBS) som den beste løsningen. Ifølge direktoratet ble derfor operatøren bedt om å begrunne valg av utbyggingsløsning bedre. Den foreslåtte løsningen var basert på høy grad av teknologiutvikling, men direktoratets vurdering var at gjennomføringen av et slikt prosjektet ville gi et teknologisk løft som industrien trengte.¹⁷⁵

Myndighetenes vilkår om gassinjeksjon og redusert gassallokering

I Oljedirektoratets anbefaling til godkjenning av Åsgard ble det knyttet visse vilkår.¹⁷⁶ Det ble bl.a. stilt vilkår om at operatøren måtte legge til rette for å øke gassinjeksjonskapasiteten i forhold til det som var beskrevet i PUD. Kapasiteten måtte økes for å sikre økt utvinning av olje/NGL. Den totale injeksjonskapasiteten på Åsgard skulle bli på et nivå med gass-eksportkapasiteten. Samtidig skulle leveringsforpliktelsene fra Åsgard begrenses til 8,9 mrd. Sm³/år de første årene i forhold til de 10,8 mrd. Sm³/år som er basis i PUD. På møte mellom Oljedirektoratet, Statoil og Saga 28. mars 1996 ble økningen av gassinjeksjonen på Smørbukk tatt opp. Basert på de nye leveringsforpliktelsene konkluderte operatøren med at installasjon av mer injeksjonskapasitet ikke var å anbefale.

Vilkåret om å begrense leveringsforpliktelsene av gass førte til en debatt mellom myndighetene og operatør. Redusert gassallokering ble vurdert av myndighetene ut fra behovet for økt væskeutvinning gjennom gassinjeksjon. Myndighetene uttrykte skepsis til å realisere potensialet for en lønnsom væskeutvinning dersom feltet samtidig skal oppfylle et høyt leveransenivå for gass. Det ble også begrunnet ut fra «en svært begrenset informasjon om reservoaret».¹⁷⁷

Operatøren var av en annen oppfatning.¹⁷⁸ Ut fra operatørens synspunkt kunne høye gassseksportater leveres uten at dette gikk på bekostning av optimal væskeproduksjon fra Smørbukk. Operatøren trakk fram fleksibiliteten som lå i de tre forekomstene, Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard. I brev til departementet understrekes viktigheten av gassalloke-

¹⁷⁰ Åsgard. PUD og gassallokering. Sentrale notat og brev. Ref.: 95/2765–75.

¹⁷¹ Oljedirektoratet. Plan for utbygging og drift av Åsgard. Januar 1996.

¹⁷² Brev fra Oljedirektoratet til Statoil av 24. januar 1996.

¹⁷³ Brev fra Statoil til Oljedirektoratet av 26. januar 1996.

¹⁷⁴ Svar fra Oljedirektoratet til Riksrevisjon av 30. august 2000.

¹⁷⁵ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

¹⁷⁶ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

¹⁷⁷ Brev fra Oljedirektoratet til Statoil av 26. mars 1996.

¹⁷⁸ Brev fra Statoil til Oljedirektoratet av 7. mars 1996.

ring på det nivå som operatøren anbefaler.¹⁷⁹ Følgende forhold ble beskrevet:

«Det kgl. Nærings- og energidepartementets forutsetninger med hensyn til tildeling av leveranseansvar for Åsgard, som er presentert i Deres brev av 5. mars d.å., bryter med forutsetningene for rettighetshavernes tiltredelse til Åsgard PUD. Det reduserte inntektsgrunnlaget for Åsgard medfører at prosjektets lønnsomhet og robusthet svekkes betydelig. Vi vil derfor nå gjennomgå de tekniske løsningene for feltanlegg og transportsystem med sikte på å fjerne planlagt overkapasitet for å tilpasse prosjektet de endrede forutsetningene. En slik tilpasning vil medføre at Åsgard-anleggene vil få redusert sin mulighet til å tilby tjenester på andre felter på Haltenbanken».

I brev fra Olje- og energidepartementet 26. april 1996 til Statoil blir tidligere argumenter gjentatt. Departementet oppgir sikring av potensialet for økt væskeutvinning som en begrunnelse for en redusert tildeling av leveranseforpliktelser for Åsgard. Departementet vil likevel vurdere en økt leveranseforpliktelse for Åsgard gitt at gassinjeksjonen fungerer dårligere enn forutsatt, og at Smørbukk eller Smørbukk Sør må dreneres ved trykkavlastning.

Departementet slutter seg til anbefalingene fra Oljedirektoratet om økt gassinjeksjon og reduserte gassleveranseforpliktelser for Åsgard. Økt gassinjeksjon gir økt oljeutvinning fra feltet og vil, ved 7 % avkastning før skatt, være i størrelsesorden 1,3 mrd. 1995-kroner i nåverdi. Departementet støttet Oljedirektoratets forslag om reduksjon av gassalgforpliktelsene. Dette ble begrunnet ut fra hensynet til ressursforvaltning og ut fra den begrensede reservoarinformasjonen.¹⁸⁰

Myndighetenes vurdering av de økonomiske beregningene

Departementets lønnsomhetsberegninger i St.prp. nr 50 (1995–96)¹⁸¹ tok utgangspunkt i rettighetshavernes forutsetninger om oljeproduksjon, kostnads- og investeringsprofiler. I henhold til beregninger har Åsgard en prosjektøkonomisk nåverdi på om lag 35,5 mrd. kroner¹⁸², og en internrente på 22 %. Balanseprisen på væsken er beregnet til 76 kr/fat. I beregningene er det lagt til grunn et avkastningskrav på 7 % før skatt. I Oljedirektoratets vurdering blir utbyggingen beskrevet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt basert på de forutsetningene som

ligger til grunn i PUD.¹⁸³ Oljedirektoratet fokuserer i sine analyser på samfunnsøkonomi, og vurderte følgelig prosjektets nåverdi, balansepris og sensitiviteter før skatt. Oljedirektoratet avdekket derfor ikke inkonsistens i operatørens lønnsomhetsanalyser.¹⁸⁴

I den delen av proposisjonen som omhandler regdegjørelsen av operatørens planer, heter det: «Operatøren har foretatt lønnsomhetsanalyser med andre forutsetninger for olje- og gasspriser, reserver, fremdrift, investeringer, driftskostnader m.m. I henhold til disse beregningene er lønnsomheten i Åsgardprosjektet først og fremst følsom overfor endringer i olje- og gasspriser, samt reserver».

I den delen av proposisjonen som omhandler departementets vurderinger, gjenga departementet Oljedirektoratets vurderinger av hvordan endringer i de økonomiske forutsetningene ville gi seg utslag på Åsgard-feltets prosjektøkonomi. Her heter det: «Det er også foretatt økonomiske følsomhetsanalyser. Resultatet av beregningene viser at Åsgardprosjektets økonomi er mest følsom overfor endringer i olje- og gasspris og noe mindre overfor lave ressursestimater. For øvrig viser analysene at prosjektet er robust overfor endringer i investeringer og driftskostnader».

I PUD heter det: «Sensitivitetsoversikten viser at Åsgardprosjektet først og fremst er følsomt overfor endringer i pris, reserver og eksportratene for gass. Endringer i investeringsnivået har også vesentlig betydning for prosjektøkonomien, mens endringer i driftskostnadene gir mindre utslag på nåverdien».

Proposisjonen reflekterer usikkerheten i prosjektøkonomien gitt endringer i investeringsnivået. Departementet kommenterte dette slik til Riksrevisjonen:¹⁸⁵ «Departementet har ikke gjengitt all tekst og alle tall fra PUD. Det er i PUD vist en tabell (tabell 12.8.1) som viser inntekts- og kostnadssensitiviteter for Åsgardprosjektet. De elementene som er tatt med i sensitivitetsoversikten i PUD er av forskjellig karakter. De spenn som hver av dem kan ha – og sannsynligheten for variasjon – er forskjellig. En må anta at de spenn som er nevnt i PUD er variasjoner som utbygger ikke finner helt usannsynlige, og at det er lagt vekt på negative utslag for å indikere fallhøyden. I ettertid har en sett at kostnadene er blitt langt høyere enn indikert i sensitivitetstabellen, men også at prisutviklingen har vært langt gunstigere. Når dette har skjedd, blir konsekvensene også langt større enn hva som er indikert i sensitivitetsoversikten i PUD. Men det endrer ikke at den fremstilling som er gitt av utbyggingsplanene for Åsgard i St.prp. nr. 50 (1995–96) er riktig. Som det framgår av sensitivitetsoversikten i PUD (tabell 12.8.1), er det endringer

¹⁷⁹ Brev fra Statoil til Olje- og energidepartementet av 7. mars 1996.

¹⁸⁰ St.prp. nr.50 (1995–96).

¹⁸¹ Det opplyses om at prisforutsetningene er som i Nasjonalbudsjettet for 1996.

¹⁸² Olje- og energidepartementets nåverdiberegning er høyere enn PUD fordi andre forutsetninger med hensyn til gassallokeringskontrakter og ilandføringsløsning, ble lagt til grunn. For mer informasjon se s. 79 i proposisjonen.

¹⁸³ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

¹⁸⁴ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

¹⁸⁵ Svar fra Olje og energidepartementet til Riksrevisjonen av 18. september 2000.

i produktpris og reserver som har den klart største påvirkning på lønnsomheten i prosjektet, mens endringer i investeringsnivå og driftskostnader har adskillig lavere innvirkning på lønnsomheten. Basisanslaget i PUD for prosjektlønnsomheten er 33,1 mrd. 1995-kroner (nåverdi ved 7 % diskonteringsrente, før skatt, til totalkapitalen). Som det fremgår av tabell 12.8.1 i PUD, ville en oljepris på 12 USD/fat redusere denne nåverdien med 19,4 mrd. kroner. Som det videre framgår av tabellen, ville et scenarie hvor lavere petroleumsreserver ble lagt til grunn redusere nåverdien med 16,8 mrd. kroner. Som det videre kommer fram av tabellen, gir endringer i forutsetningene om investeringsnivå og driftskostnader adskillig mindre utslag på prosjektlønnsomheten. En økning i feltinvesteringene på 20 % reduserer nåverdien med 4,3 mrd. kroner, mens en 20 % økning i driftskostnadene i henhold til operatørens beregninger reduserer nåverdien med 2,7 mrd. kroner.

Når det gjelder departementets redegjørelse for utbyggingsplanene for Åsgard i St.prp. nr. 50 (1995–96), er det departementets oppfatning at denne ga et riktig bilde av operatørens vurderinger i PUD knyttet til hvilke økonomiske forutsetninger som var de viktigste for lønnsomheten i Åsgardprosjektet.

Oljedirektoratet vurderte kostnadene for FPSO, FSU, semi og boring som realistiske sammenlignet med andre utbygginger, men vurderte kostnadsestimatet for havbunnsanleggene som "svært lavt estimert" sammenlignet med tidligere utbygginger.¹⁸⁶ Det henvises til enhetskostnadene for Norne og Vigdis der havbunnsanleggene ble estimert til 70 mill. kroner mens det for Åsgard er estimert til 40 mill. kroner. Det opplyses at estimatene likevel er oppnåelige siden de er basert på inngåtte rammeavtaler med leverandør. Direktoratet opplyste at det var vanskelig å bruke erfaringstall pga. ny teknologi og NORSOK-prinsippene.

Kostnadene forbundet med havbunnsløsninger er ifølge Oljedirektoratet høyere enn ved faste boreinstallasjoner på plattform. Ifølge direktoratet vil operasjoner på havbunnen utføres med lavere frekvens pga. kostnadene. Dette kan gi en uoptimal reservoarstyring, og dermed redusert utvinning. I tillegg opplyses det at det i september 1995 forelå konsulentrapporter fra Kværner og Aker som indikerte lavere kostnader og kortere byggetid for bunnfaste betongplattformer. Oljedirektoratet stiller spørsmål ved grunnlaget for på et tidlig tidspunkt å utelate utbyggingsløsninger basert på en innretning sentralt plassert på Smørbukk med mulighet for plattformbrønner. Plattformbrønner kan dessuten produsere med lavere brønntrykk, og mer og i lengre tid enn en tilsvarende havbunnsbrønn. Oljedirektoratet stilte derfor krav om at operatøren skulle foreta en ny vurdering av en fast installert borerigg på plattformen. Disse

vurderingene skulle ifølge Oljedirektoratet legges fram innen 1. april 1996.¹⁸⁷ I svar fra operatøren opplyses det at operatøren vil foreta en ny gjennomgang av boreanlegg på gassenteret.¹⁸⁸

Ifølge direktoratet var det viktig at usikkerhetsberegninger ble gjennomført siden prosjektet forutsatte bruk av ny teknologi. Operatøren ble bedt om å utføre en rekke undersøkelser for å kvantifisere usikkerheten. Ifølge direktoratet viste dette seg å være vanskelig. Direktoratet var derfor opptatt av at operatøren hadde «back up»-løsninger i tilfelle ny teknologi ikke lot seg utvikle. Oljedirektoratet la ingen føringer for hvilke metoder operatøren burde benytte i sin usikkerhetshåndtering.¹⁸⁹

I rapporten fra Novatech konkluderes det med at PUD konseptet, ut fra foreliggende informasjon, ikke viser vesentlige økonomiske fordeler i forhold til alternative konsepter. I tillegg er underlaget for kostnadene for alternativene «satt opp slik at det er svært vanskelig og i enkelte tilfeller umulig å ettersjekke estimatene». Det gjelder det samme for borekostnadene og kostnader for feltrørledninger og havbunnsbrønner. Når det gjelder toside-kostnadene har operatøren, ifølge Novatech, benyttet en lavere enhetsrate for bygging av toside på semi enn på GBS. Ifølge Novatech «bør det være prinsipielt mulig å bygge begge dekkstypene til samme kontraktsbetingelser. Ettersom dekkene er av tilsvarende størrelse, bør samme enhetspris benyttes».

Departementet har i St.prp. nr. 50 (1995–96) ikke vurdert problemstillinger knyttet til det å basere konseptet på havbunnsløsninger. Kostnadene og usikkerheten ved en slik løsning kommer ikke fram i proposisjonen, og valg av konsept blir ikke begrunnet. Departementet tar heller ikke opp spørsmål knyttet til teknologikvalifisering av fleksible stigerør til produksjon og injeksjon. Totalt sett er usikkerhet knyttet til teknologi ikke problematisert. Departementet opplyser at det ikke er vanlig å presentere alternative utbyggingsløsninger i proposisjonene. Det er kun den valgte utbyggingsløsning som presenteres for Stortinget.¹⁹⁰

4.2.5 Myndighetenes oppfølging av Åsgard feltutbygging

Olje- og energidepartementet har opplyst at den løpende oppfølgingen skjer ved at samtlige operatører innberetter investeringsanslag to ganger årlig. Disse bearbeides av Oljedirektoratet før de forelegges departementet som kvalitetssikrede tall. Departementet

¹⁸⁶ Plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996.

¹⁸⁷ Åsgard. PUD og gassallokering. Sentrale notat og brev. Ref: 95/2765–75.

¹⁸⁸ Brev fra Statoil til Oljedirektoratet 26. januar 1996.

¹⁸⁹ Møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 13. september 2000.

¹⁹⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 8. desember 2000.

understreker at dette er myndighetenes primærkilde for informasjon om investeringsutviklingen.¹⁹¹

Departementet opplyser¹⁹² at «Dette materialet mottas først og fremst som grunnlag for arbeidet med nasjonalbudsjettet og revidert nasjonalbudsjett og andre planleggingsformål. For prosjekter som har alminnelig fremdrift, og ikke er svært omfattende, er denne rapporteringen tilstrekkelig. Men departementet mottar regelmessig også andre rapporter fra operatørene, og deltar i alminnelighet i styringskomiteen hvis prosjekter er betydelige eller i en komplisert fase. Men fremfor alt vil det være betydelig mer oppmerksomhet i departementet knyttet til prosjekter som går dårlig enn bare å møte i styringskomiteen».

Departementet opplyste at på bakgrunn av Åsgard-prosjektets betydelige størrelse og ugunstige investeringsutvikling, ble det etablert en særskilt rapporteringsordning for prosjektet. Denne rapporteringsordningen består blant annet av at departementet møter representanter fra Statoils ledelse straks nye offisielle kostnadsoppdateringer foreligger. I tillegg skal Statoils ledelse straks informere departementet dersom det framkommer vesentlig ny informasjon om Åsgard-prosjektet utenom de regulære kostnadsoppdateringene.¹⁹³

Departementet opplyser¹⁹⁴ at departementet og direktoratet i henhold til petroleumsloven har anledning til å møte som observatør på møter i styringskomiteen. Observatørfunksjonen gir dels saksbehandlere som vanligvis deltar i styringskomiteen en omfattende kunnskap om prosjektet og relevante problemstillinger ved prosjektet. Representanten er observatør, og den formelle kontakten mellom departementet og operatøren er ikke knyttet til denne funksjonen. I departementet gjør saksbehandleren eller embetsmann kjent ved referat, notat eller på annen relevant måte forhold som måtte ha interesse for departementets virksomhet. Dette gjelder generelt for informasjon som en gjøres kjent med som departementets tjenestemann, men i særlig grad fra informasjon en tilstilles i møter i departementet eller hvor departementet er representert.

Oljedirektoratets evaluering av Åsgard-prosjektet¹⁹⁵

Oljedirektoratet har ved tre anledninger i 1999 og ved en anledning i 2000 gjennomgått status og kost-

nadsutviklingen for Åsgard-feltet.¹⁹⁶ Gjennomgangen er utført med bakgrunn i Stortingets behandling av St.prp. nr. 15 (1996–97)¹⁹⁷ og St.prp. nr. 8 (1998–99)¹⁹⁸.

Den første gjennomgangen konkluderte bl.a. med at operatøren burde ha foretatt en systematisk gjennomgang av risikoelementene i prosjektet, og at disse burde ha vært innarbeidet i kostnadsestimaterne.

Direktoratet peker i gjennomgangen på at årsakene til kostnadsøkningene skyldes dels

- mangler i planleggingsfasen
- tekniske endringer underveis
- mangelfull prosjektstyring
- markedsmessige forhold

Planleggingsfasen var ifølge Oljedirektoratet preget av et «svært høyt ambisjonsnivå og tendens til bagatellisering av mulige problemområder». Gassallokeringsprosessen ble trukket fram som et moment som bidro til hastverk i planleggingsarbeidet. Dette som en følge av rettighetshavernes beslutning om å delta i denne gassallokeringsrunden.

I gjennomgangen viser Oljedirektoratet til at det ble benyttet ny gjennomføringsmodell der parallellitet i aktivitetene ble vektlagt. Mange parallelle aktiviteter medførte sterkt tidspress, noe som stilte store krav til koordinering og oversikt. Endringer i prosjektet ble, ifølge Oljedirektoratet, ikke fanget opp i estimatene. Tidspress blir også oppgitt som en mulig forklaring på at konsekvensene av 50 års levetid for bærestrukturen på Åsgard B ikke ble ivaretatt i planleggingsfasen. Tidspress begrenset også mulighetene for å samle inn avklarende informasjon om reservoarene Smørbukk og Smørbukk Sør.

Blant andre problemområder som ble trukket fram i den første rapporten var bl.a. teknologikvalifisering. Forutsetningene for å bruke den hurtiggående lettriggskatamaranen SWATH for brønnkomplettering og vedlikehold baserte seg på at båten ble teknisk kvalifisert, noe den ikke ble.

Ifølge Oljedirektoratet var planleggingen av borekostnadene basert på lave riggrater. For deler av riggoperasjonene ble det inngått en gunstig rammeavtale med Transocean Sedco Forex. Disse ratene ble også benyttet for resten av boreoperasjonene som ikke var inkludert i rammeavtalen. I tillegg ble teknisk kompliserte forhold rundt frakturering¹⁹⁹ av brønner ikke vektlagt i tilstrekkelig grad. Gjennomgangen viser til markedsforhold som medførte økte

¹⁹¹ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 30. august 2000.

¹⁹² Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

¹⁹³ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 30. august 2000.

¹⁹⁴ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

¹⁹⁵ Basert på Oljedirektoratets Åsgard gjennomgang status og kostnadsutvikling, januar 1999.

¹⁹⁶ Rapportene utkom januar, august og oktober 1999, mens den siste rapporten utkom juni 2000.

¹⁹⁷ Om endringer av løyvinger på statsbudsjettet for 1996 og andre saker under Nærings- og energidepartementet.

¹⁹⁸ Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vestprosess, kostnadsutviklingen for Åsgard m.v., og diverse disponeringsaker.

¹⁹⁹ Metode for å øke tilstrømming fra reservoar til brønn.

kostnader. Det at Åsgard var et av mange felt som ble bygget ut samtidig førte til høyt aktivitetsnivå og stort press på ressurser og kompetanse. Prisene ble presset i været og ressurser og kompetanse ble mindre tilgjengelig. Med det store antall havbunnskomplettete brønner ble bore/kompletteringskostnadene større enn planlagt.

Oljedirektoratet har i sin gjennomgang pekt på at beslutningen om hvem som skulle bygge Åsgard A, ble tatt uten at kjennskap til regelverket på norsk sokkel ble tilstrekkelig vektlagt.²⁰⁰

Olje- og energidepartementets oppfølging av Statoil-styret

I brev fra Olje- og energidepartementet til Statoil-styret 19. mars 1999, ble styret bedt om å redegjøre for hvilke tiltak som har vært satt inn for å sikre en forsvarelig gjennomføring av prosjektet.

I styrets tilsvare ble det opplyst at usikkerheten knyttet til Åsgard-prosjektene kompleksitet og anvendelse av ny teknologi burde vært bedre reflektert i usikkerhetsområdet som ble angitt for beslutningen.²⁰¹

Styret oppga redusert gassallokering som en forklaring på de økte investeringskostnadene. Ifølge styret resulterte dette i en betydelig nåverdireduksjon og medførte økt behov for gassinjeksjon på feltet. Statoil og de andre rettighetshaverne vurderte på dette tidspunkt å stanse prosjektet, men valgte å fortsette samtidig som arbeidet med tiltak for å øke inntektene ble intensivert. Disse tiltakene medførte endringer på feltinstallasjonene, brønnpønsteret og betydelige utvidelser av det planlagte anlegget på Kårstø.

Styret påpekte at entreprenørene ikke hadde god nok erfaring og forståelse av projektrisiko ved nye gjennomføringsmodeller og ny teknologi. Ifølge styret viste de nye konseptene seg å være uferdige og det medførte at detaljprosjekteringen ble forsinket. Samtidig ble det brukt for lite tid i forkant til å gjennomdrøfte hvordan nye samarbeidsformer skulle fungere i praksis.

Styret pekte på noen særegne utfordringer for Åsgard:

- Introduksjon av ny teknologi ved høyt trykk og høy temperatur ble undervurdert og ga større kostnadmessige konsekvenser enn antatt.
- Utmattingskrav forbundet med lang levetid på anlegget ble undervurdert. De fulle konsekvenser av dette ble først avdekket sent i prosjekteringsfasen og medførte betydelige vektøkninger utover det som ble lagt til grunn.
- Åsgard-prosjektet bestod av en rekke enkeltprosjekter som hver for seg ble omfattende og komplekse.

²⁰⁰ Oljedirektoratets Åsgard gjennomgang, status og kostnadsutvikling, januar 1999, kap. 9.

²⁰¹ Brev fra Statoilstyret til statsråden 7. april 1999.

Oljedirektoratet påpekte at det i styrets brev ble redegjort for flere forhold som økte arbeidsomfanget, mens forhold som tilsa redusert arbeidsomfang, ikke ble nevnt.²⁰² Ifølge Oljedirektoratet skulle dette isolert sett tilsi at investeringene burde vært betydelig redusert sett i forhold til kostnadsestimatet i PUD.

Ifølge Oljedirektoratet ble operatøren bedt om å komme med en alternativ plan dersom en eller flere av teknologikvalifiseringene ikke lyktes. Direktoratet opplyser videre at operatøren ved flere anledninger ble bedt om en kvantifisering av de ulike usikkerhetselementene i prosjektet. Dette ble, ifølge Oljedirektoratet, beskrevet av Statoil som ikke gjennomførbart.

Oljedirektoratet påpekte at kravene om 50 års levetid ikke var et myndighetskrav, men et funksjonskrav operatøren la til grunn i den opprinnelige utbyggingsplanen. Sen avdekking av konsekvensene kan etter Oljedirektoratets vurderinger relateres til mangelfull framdrift i prosjekteringsarbeidet. Manglende framdrift på Åsgard B skyldes etter Oljedirektoratets vurdering i første rekke operatørens mangelfulle håndtering av flere samtidige aktiviteter.

Oljedirektoratet ga også en annen framstilling av gassallokeringsprosessen enn styret i Statoil ga, se for øvrig kapittel 4.2.4 under omtalen av myndighetenes vilkår om gassinjeksjon og redusert gassallokering.

I Olje- og energidepartementets brev til Statoil-styret 19. april 1999 ble det spurt etter hvilke tiltak som ble satt inn for å sikre at i Åsgard-kjeden kunne ferdigstilles innenfor gjeldende kostnads- og tidsrammer. Departementet etterspurte også en oversikt over den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i Åsgard-prosjektet. I styrets redegjørelse i brev av 27. april 1999 ble det gitt en orientering om siste oppdaterte estimat der kostnadene for Åsgard B var økt med 1 545 mill. kroner inkludert en insentivordning for leverandørene. I tillegg ble det vist til forskjellige tiltak for å sikre at Åsgard-kjeden kunne ferdigstilles innenfor de gjeldende kostnads- og tidsrammer. Styret slo fast at Åsgard-prosjektet var samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Oljedirektoratet har foretatt en gjennomgang av de lønnsomhetsberegninger som omtales i styrets redegjørelse.²⁰³ Det ble påvist flere forhold som etter Oljedirektoratets vurdering ville påvirke lønnsomheten i Åsgard-prosjektet negativt, uten at dette ble tatt hensyn til i redegjørelsen.²⁰⁴

²⁰² Oljedirektoratets vurdering i brev av 23. april 1999 til Olje- og energidepartementet.

²⁰³ Oljedirektoratets vurdering i brev av 7. mai 1999 til Olje- og energidepartementet.

²⁰⁴ Styret påpeker at lønnsomhetsberegningene i tillegg til investeringer også er avhengig av produksjonsprofiler og at resultatet derfor kan bli endret når nye profiler utarbeides etter produksjonsstart på Åsgard A. Dette er Oljedirektoratet enig i. Det var allerede klart at produksjonsstart på Åsgard A ville bli ytterligere forsinket uten at styret la dette til grunn i sine beregninger.

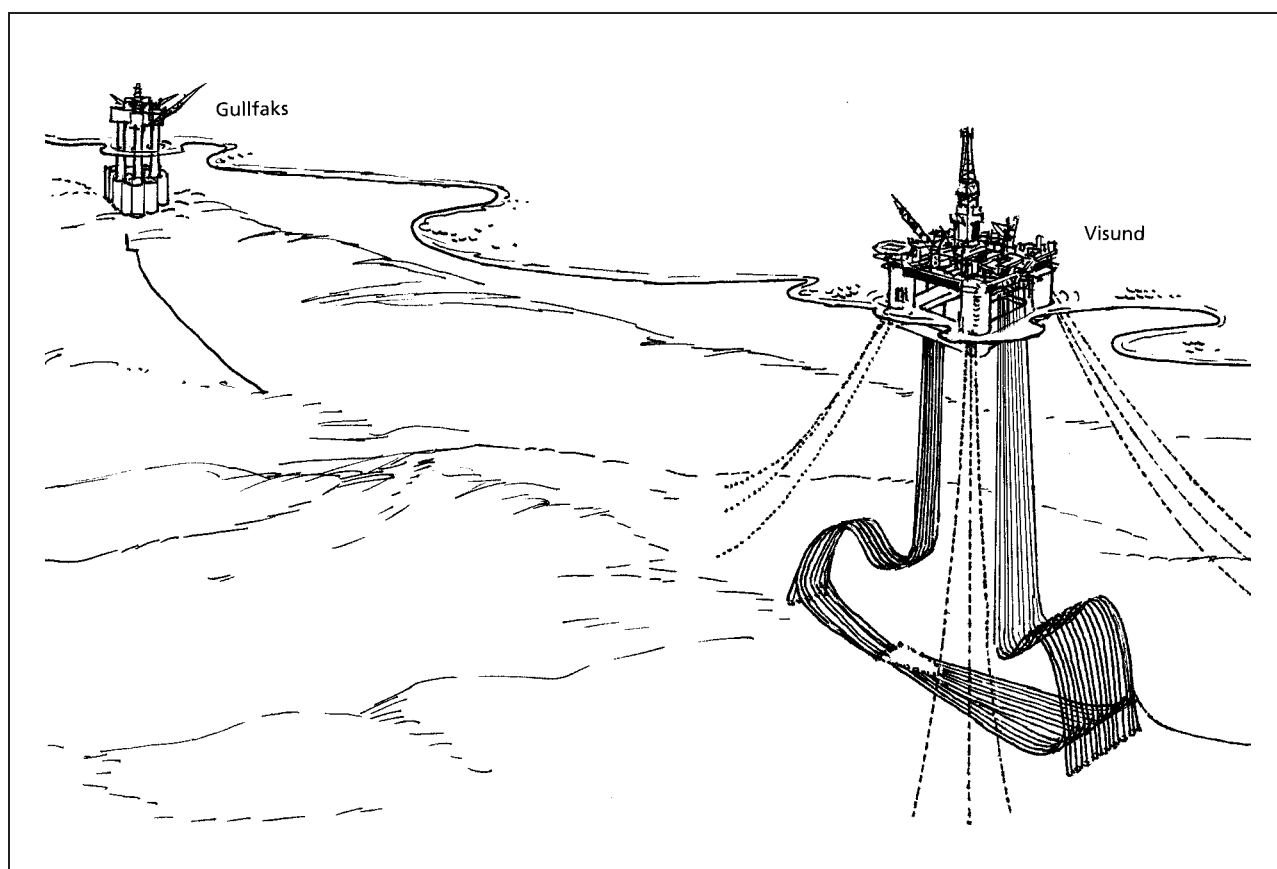
Statsråden besluttet 23. april 1999 å ikke gjenopnevne styret i Statoil. Utviklingen i Åsgard-prosjektet var avgjørende i denne vurderingen.²⁰⁵

4.3 VISUND FELTUTBYGGING

4.3.1 Presentasjon av Visund feltutbygging

Visund-feltet er lokalisert i blokk 34/8 og deler av

34/7 ca. 22 km nordøst for Gullfaks og 120 km vest av Florø. Feltet ligger i utvinningstillatelse 120 som ble tildelt i 1985 og ble påvist i 1986. Havdypet er 335 meter. Norsk Hydro er operatør. Utbygging av feltet ble vedtatt 29. mars 1996, jf. St.prp. nr. 32 (1995–96) Utbygging og drift av Visund-funnet og Innst. S. nr. 161 (1995–96). Oppstart av produksjonen ble planlagt til juli 1998, og produksjonen skulle vare fram til og med 2026.



Figur 4.3.1 Skisse av utbyggingen av Visund-feltet

Tabell 4.3.1 viser rettighetshavere og deltakerandeler i feltet.

Tabell 4.3.1 Rettighetshavere og deltakerandeler

Rettighetshavere	Deltakerandeler
Statoil (herav SDØE 49,6 %)	62,9 %
Norsk Hydro	16,1 %
Elf Petroleum Norge	7,7 %
Conoco Norway	9,1 %
Saga Petroleum A.S	4,2 %

²⁰⁵ Pressemelding nr. 25/99 fra Olje- og energidepartementet datert 23. april 1999.

Utbyggingen som ble vedtatt i mars 1996, omfatter kun oljeproduksjonsfasen for Visund. Det ble planlagt å legge fram en egen PUD for gassseksportfasen senere. Feltets utvinnbare ressurser var ifølge proposisjonen beregnet til 48,5 mill. Sm³ olje/kondensat og 51 mrd. Sm³ salgbar gass. Oljen ble planlagt produsert med et gjennomsnittlig platånivå på om lag 88 000 fat pr. døgn i fire år fra 1999 til 2002, og den tekniske produksjonskapasiteten var planlagt til ca. 100 000 fat pr. døgn.

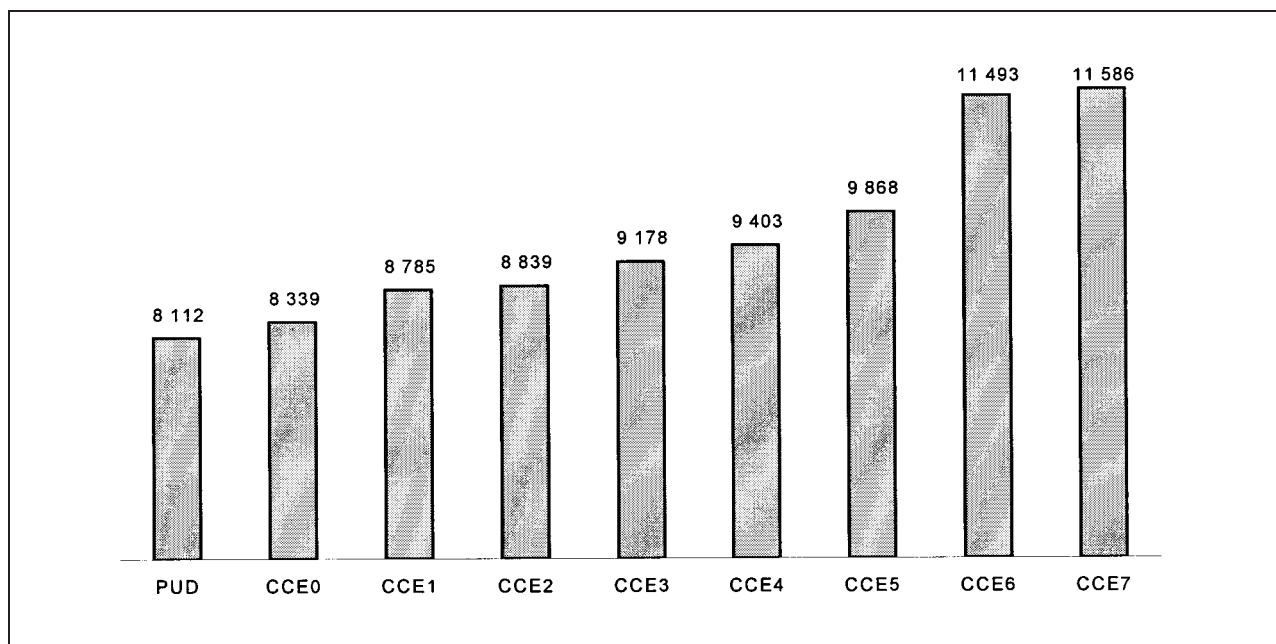
Feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar plattform i tilknytning til havbunnskompletterte brønner. Oljeproduksjonsfasen omfatter 23 slike brønner, hvorav 21 skulle installeres like under plattformen og to i avstand ca. 8,5 km unna. Oljen transporteres i egen rørledning til Gullfaks A for lagring og utskipning. Plattformen ble planlagt tilrettelagt

for en eventuell gasseksportfase med anslått oppstart fra 2006 og produksjon til og med 2026.

Opprinnelig kostnadsanslag for utbyggingen av oljeproduksjonsfasen var 7,3 mrd. 1995-kroner. Oljeproduksjonen på Visund startet i april 1999, ni må-

neder senere enn opprinnelig planlagt. Forventet produksjon av olje i år 2000 er 52 000 fat pr. døgn.²⁰⁶ Ifølge operatøren vil produksjonen i 2001 trolig nå en platåproduksjon på 100 000 fat pr. døgn.²⁰⁷

4.3.2 Kostnadsutviklingen for Visund feltutbygging



Figur 4.3.2 Visund prosjektets kostnadsutvikling i mill. løpende kroner

Kilde: Lysark som ble presentert i møte med Norsk Hydro 31. august 2000.

Fra PUD-anslaget til det siste kontrollestimatet (CCE7) er prosentvis overskridelse for de totale in-

vesteringene i Visund-prosjektet 43 %, målt i løpende kroner.

Tabell 4.3.2 Visund prosjektets kostnadsutvikling fordelt på kostnadssteder i mill. løpende kroner

Hovedelementer	PUD Sept. 95	CCE7 Juni 99	Prosentvis endring
Ledelse	194	281	45
Halvt nedsenkbar plattform (inkl. prosjektering)	3 332	5 189	56
Studier og verifikasjon	51	52	2
Modifikasjoner Gullfaks	101	151	35
Undervannsanlegg og rørledninger	1 343	1 508	12
Marine operasjoner	70	120	71
Ferdigstillelse og igangsettelse	85	505	494
Contingency	288	0	-100
Boring og komplettering	2 648	3 731	41
Diverse (usikkerhet, reservedeler, valutaendringer)	0	48	
Sum	8 112	11 586	43

Kilde: Visund revidert budsjett juni 1999 (CCE7).

²⁰⁶ Olje- og energidepartementets faktahefte 2000 over petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

²⁰⁷ www.hydro.no (U&P), Visund 7. april 2000.

Kostnadsoverskridelser knyttet til feltinvesteringene²⁰⁸

FPU²⁰⁹-kontrakten ble tildelt UMOE med Maritime Tentech som underleverandør. Denne konstallasjonen var relativt ny som prosjektorganisasjon og hadde liten erfaring med slike komplekse leveranser som en FPU. Maritime Tentech ble underveis kjøpt opp av UMOEs konkurrent Aker Maritime.

For å bedre denne situasjonen og øke kompetansen under design- og byggeprosessen ble personell fra Norsk Hydro integrert hos UMOE. UMOE fikk også tilført en ansatt i Norsk Hydro som prosjektleder i prosjekteringsfasen. Videre ble uttesting i henhold til kontrakten utført av personell fra Norsk Hydro og under Norsk Hydros ansvar.

Følgende designelementer har ifølge Norsk Hydro bidratt til overskridelsene:

- Vekt og størrelse på dekkplanlegget på plattformen økte i forhold til PUD-anslaget. Ny informasjon om konsekvensen av brønnstrømmens høye trykk og temperatur samt nye miljøkrav var hovedelementer i forbindelse med denne økningen. Effekten av disse var ikke innenfor usikkerhetsspennet i opprinnelig designbasis. Kostnadene i forbindelse med høyt trykk og temperatur ble underestimert.
- Gjennomføringspunkter for rør og kabler er komplekse for GVA²¹⁰-konseptet. Dette var det ikke i tilstrekkelig grad tatt høyde for i PUD som var basert på et annet teknisk konsept (Aker-P45).

Mangel på erfaring hos UMOE fra tilsvarende store og komplekse prosjekter gikk ut over effektiviteten og framdriften i prosjektet i større grad enn forventet og medførte at byggeprosessen ble forsinket. I tillegg var den finansielle styrken til UMOE ikke god nok til å ferdigstille plattformen. Dette var en årsak til at siste del av byggejobben ble utført på timebasis for å få mest mulig ferdigstilt til det planlagte seilingstidspunktet.

Dette tidspunktet kunne vært ytterligere utsatt, men UMOE hadde samtidig oppdraget med å bygge Troll C, og begge prosjekter ville bli lidende dersom Visund-plattformen ble liggende lenger i Haugesund enn planlagt. Basert på en totalvurdering kom utvinningstillatelsene til at det var mest optimalt å ta ut Visund i henhold til plan for å frigjøre kapasitet til arbeidet med Troll C. Følgen var at en del mer arbeid enn planlagt måtte utføres ute på feltet, noe som medførte økte kostnader.

Prosjektet tok lengre tid enn forventet, noe som medførte en betydelig prosentvis kostnadsoverskridelse på marine operasjoner, ledelse og prosjektering. Kostnadene knyttet til prosjektering ble underestimert blant annet fordi GVA-konseptet for FPU-en ble vurdert å være mer veldefinert i PUD-fasen enn senere erfart.

Kostnadsoverskridelser knyttet til boring og komplettering

PUD-rapporten for Visund-feltet forutsatte fem forborede brønner. Ved beregning av tidsestimatene for boring og komplettering av disse brønnene ble erfaring fra andre felt lagt til grunn. I tråd med erfaringene i bransjen hadde Norsk Hydro på Oseberg-feltet sett at det var mulig med en betydelig effektivisering av bore- og kompletteringsprosessen. Disse erfaringene ble benyttet ved etablering av estimater for bore- og kompletteringstid på Visund.

Da rettighetshaverne var klar til å inngå avtale om forboring av brønner, var riggmarkedet meget stramt. Det var dermed vanskelig å få tak i borerigger. West Delta (Smedvig) ble valgt til å gjennomføre forboringen. Riggeren måtte imidlertid bygges om for å kunne operere under norske forhold og for å tilfredsstille Norsk Hydros krav til effektivitet i bore- og kompletteringsprosessen. I tillegg til problemer knyttet til ferdigstilling av West Delta, erfarte man følgende under bore- og kompletteringsprosessen:

- Setting av foringsrør (casing) tok generelt lengre tid enn forventet
- Et av foringsrørene sprakk under komplettering av en av brønnene og måtte skiftes. Dette førte til en forsinkelse som var langt større enn det man hadde lagt inn i fleksibilitetskontoen. Problemet med foringsrøret oppsto på grunn av en antatt fabrikkasjonsfeil.
- Store vansker med boring, særlig for én brønn.

Tidsplanene for installasjon av Visund-plattformen ble noe forsinket, men lite i forhold til forsinkelsene i forboringsprogrammet. Dette førte til at forboringsprogrammet måtte avsluttes etter at kun en brønn var ferdigstilt og to delvis ferdigstilt. Problemene med ferdigstilling av brønner ble dermed forskjøvet til plattformen var på feltet.

Det har vist seg i ettertid at den oppnådde effektiviseringen som lå til grunn for estimatene, ikke lot seg gjennomføre. Boreprogrammet var basert på erfaringene fra de to beste sammenlignbare brønnene. Systematiske usikkerhetsanalyser relatert til teknisk sikkerhet ble gjennomført for boreoperasjonene. Det ble imidlertid ikke gjennomført usikkerhetsanalyser som reflekterte mulighetene for at tidligere oppnådde boreresultater i andre brønner ikke skulle kunne realiseres på Visund.

²⁰⁸ Basert på Riksrevisjonens møte med Norsk Hydro 31. august 2000 og svar fra Norsk Hydro 21. november 2000.

²⁰⁹ FPU står for Floating Production Unit, dvs. flytende produksjonshet (den halvt nedsenkable plattformen).

²¹⁰ GVA står for GjøtaVarven Arendal, og er en type betegnelse på halvt nedsenkable produksjons- og boreplattformer fra selskapet GVA Consultants.

4.3.3 Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Visund feltutbygging

Den 25. september 1995 oversendte Norsk Hydro plan for utbygging og drift (PUD) av Visund til Olje- og energidepartementet. Visund vedlegg 7–1 som var grunnlaget for den tekniske løsningen, ble aldri levert til Oljedirektoratet og har ikke blitt gjennomgått av Riksrevisjonen.²¹¹ Søknaden innbefattet kun oljeproduksjonsfasen for Visund, men forutsatte at en beslutning vedrørende gassproduksjonsfasen ville bli tatt på et senere tidspunkt, når de markedsmessige rammebetingelser var avklart. Gassfasen vil medføre tilleggsinvesteringer på ca. 2 mrd. kroner og forventes å starte i tidsrommet 2006 til 2010.

Usikkerhet knyttet til petroleumsressursene

Estimatet for potensielle inntekter fra utvinning av petroleum beregnes ut fra feltets produksjonsprofiler. Produksjonsprofiler er basert på volumenslag for utvinnbare reserver.²¹² Utvinnbare reserver estimeres med utgangspunkt i modell for tilstedeværende hydrokarboner og den valgte utvinningsstrategien. Utvinningsstrategi inkluderer drivmekanismen, antall brønner, brønnplassering og brønnutforming.

Anslaget for volum av tilstedeværende ressurser ble basert på analyse av reservoarmodeller for hvert av de fire reservoarene som utgjør Visund: Brent-NI, Brent-NII+, Brent-SI og Statfjord/Amundsen-SI. I PUD ble det presentert stor usikkerhet knyttet til beregningene av petroleumsressurser på grunn av Visund-feltets komplekse geologi:

- For Brent-NI var den største usikkerheten knyttet til den seismiske tolkningen, dybdekonverteringen og kommunikasjonen over forkastningene.
- For Brent-NII+ var usikkerheten i tilstedeværende ressurser stor siden de nordlige og sørlige delene av segmentet manglet brønninformasjon. I tillegg var det usikkerhet knyttet til kommunikasjon over forkastningene.
- For Brent-SI var den dominerende usikkerheten knyttet til seismisk tolkning, dybdekonvertering, fluidkontakter og kommunikasjonen over forkastningene.
- For Statfjord/Amundsen-SI var den dominerende usikkerheten knyttet til seismisk tolkning, dybdekonvertering, fluid kontakter og kommunikasjon over forkastningene. I tillegg var det usikkerhet for de komposisjonelle effektene som inntreffer når gass blander seg med olje.

²¹¹ Ifølge Norsk Hydro ble vedlegg i henhold til vanlig praksis ikke levert med PUD, men var tilgjengelig på forespørsel. Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 7. november 2000.

²¹² Avledet av volumestimatet for teknisk utvinnbare ressurser og krav til økonomisk avkastning.

I PUD ble det angitt tre estimater for tilstedeværende ressurser av olje og gass, gitt ved P_{20} -, P_{50} - og P_{80} -estimatene.²¹³

Drivmekanismene for de forskjellige Visund reservoarene ble planlagt som følger: Gassinjeksjon i Brent NII+, Statfjord/Amundsen-SI og Brent-SI, og primært vanninjeksjon i Brent-NI. Norsk Hydro har også introdusert WAG («Water-Alternating-Gas») som en mulig drivmekanisme i Brent-NI.²¹⁴

PUD for Visund forutsatte fem forborede brønner. I PUD ble det ikke foretatt usikkerhetsanalyser med hensyn til konsekvensene av forsinkelser i forboringsprogrammet. Det ble heller ikke vurdert konsekvenser av at forboringsprogrammet kunne bli stoppet på grunn av begrenset tidsvindu for uttauing og oppankring av Visund-plattformen på feltet.

Valg av utbyggingsløsning

Forut for valg av teknisk utbyggingsløsning utføres en evaluering av mulige tekniske løsninger. I PUD kapittel 3.2 går det fram at det endelige konseptvalget sto mellom tre ulike utbyggingsløsninger:

- 1 Halvt nedsenkbar plattform over undervannsbrønner med prosessanlegg og borefasiliteter, lokalisert på Visund med oljeeksport via lager- og lastesystem på Gullfaks
- 2 Produksjonsskip med prosessanlegg og lager-/lastesystem samt undervannsutbygging, lokalisert på Visund
- 3 Undervannsutbygging knyttet inn til et modifisert Gullfaks for prosessering, lager og utlastning.

De avgjørende beslutningskriteriene var høyest nåverdi og beste fleksibilitet for å takle komplekse og usikre reservoarforhold. Ifølge PUD-rapporten ble alternativ en valgt.

De tekniske løsningene og beslutningsunderlaget ble dokumentert i underlagsdokumentet «Concept Selection Report.»²¹⁵

Tidsplanen for konseptvalget ble behandlet i styringskomiteen den 16. desember 1994.²¹⁶ Operatørens anbefaling av konseptet ble presentert i den tek-

²¹³ Ifølge svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 15. september 2000, så viser tilstedeværende ressurser omtrent å være som predikert i PUD med unntak av tilstedeværende oljeresurser i Brent-NI. Forventet tilstedeværende olje i dette segment er redusert fra 31,5 mill. Sm³ til 20,5 mill. Sm³ – en betydelig endring. Tilsvarende er utvinnbare reserver redusert fra 16,1 til 10,0 mill. Sm³.

²¹⁴ PUD, kap. 5.7.4 og svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 15. september 2000.

²¹⁵ «Concept Selection Report.» 21–00-NH-X02–00005, Rev 04E.

²¹⁶ Referat fra styringskomiteen, møte nr. 20, 16.12.94, jf. pkt. 4 og pkt. 6.

niske komiteen 17. februar 1995. Anbefalingen gikk ut på at Visund skulle bygges ut som en selvstendig løsning, skip eller halvt nedsenkbar plattform, og med endelig valg mellom disse den 6. april 1995.²¹⁷ Anbefalingen bygget på «Concept Selection Report.»²¹⁸ Statoil informerte i møtet om at Gullfakslisensen var i ferd med å ferdigstille et forbedret tilbud vedrørende modifikasjon av Gullfaks C plattformen for alternativ tre.²¹⁹ Dette nye tilbudet medførte at planen for konseptvalg ble endret slik at endelig valg mellom tre alternativer fant sted 26. april 1995.²²⁰

Ifølge Norsk Hydro ble det på møte i den tekniske komiteen, 15. mars 1995, utført en gjennomgang av risikoelementer og oppsidepotensialer knyttet til de enkelte utbyggingskonseptene som ikke direkte kunne reflekteres i økonomianalyser.²²¹ Som basis for gjennomgangen ble det utarbeidet et skjema til bruk i arbeidsgrupper hvor de enkelte partnere kunne formulere sine vurderinger av usikkerhet og viktighet knyttet til de enkelte elementene. Etter å ha mottatt innspillene i møtet, ble Norsk Hydros vurdering av risikoelementer innarbeidet i «Concept Selection Report.»

Statoil fremmet 11. april 1995 forslag om alternativ tre. I styringskomitemøtet nr. 21, 26. april 1995 voterte et flertall bestående av Conoco, Elf og Norsk Hydro for Norsk Hydros forslag. Saga og Statoil voterte for Statoils forslag. Ingen av partnerne gikk inn for valg av skip som utbyggingsløsning.

Utbyggingsløsning og usikkerhet knyttet til planleggingsgrunnlaget

Underlagsdokumenter til PUD angir data fra alle utforsknings- og avgrensingsbrønner, trykk, temperatur og sammensetning.²²² For å kunne håndtere usikkerheten med trykkutvikling i de forskjellige reservoarene ble det planlagt installert både lav- og høytrykkssamlestokk²²³. En usikkerhet i innløpstemperatur på +/- 5 C° ble spesifisert i PUD.²²⁴

Fleksible stigerør mellom havbunnsbrønner og plattform ble valgt som basisløsning. Et kvalifiseringsprogram for bruk av titan ble planlagt.

Områdeanalyse og samordning

En generell områdevurdering ble presentert i kapittel 13 i PUD-rapporten. Den halvt nedsenkbare Visund-plattformen ble planlagt med fullt bore- og prosesseringsutstyr. I PUD ble det spesifisert at plattformen skulle ha minimum 1 000 tonn reserve bæreevne for dekkslast.²²⁵ Ifølge Norsk Hydro ble det senere besluttet å øke reserven til 2 000 tonn, bl.a. etter innspill fra rettighetshaverne.²²⁶

Underlagsdokumenter til PUD-rapporten inkluderte kravene til fleksibilitet.²²⁷ Eksempler på dette er ekstra stigerør²²⁸ og mulighet for å knytte alle produksjonsbrønner til både høy- og lavtrykksseparator.²²⁹

På plattformen er det i tillegg til de spesifiserte krav til fleksibilitet identifisert mulige modifikasjoner som kan bli aktuelle avhengig av erfaringer i produksjonsfasen. Ifølge Norsk Hydro har hovedprinsippet vært at det ikke skulle investeres på forhånd for slikt utstyr. Norsk Hydro stilte imidlertid krav til hovedleverandør om at plassering av slikt utstyr skal vises på arrangementstegninger, tilknytningsmåte til eksisterende anlegg beskrives og rørsystemer i enkelte tilfeller utrustes med blindflenser. En oversikt er gitt i underlagsdokumentasjonen.²³⁰ På plattformen er det for øvrig satt av et stort åpent areal ved prosessområdet for senere påbygging til gassseksportfasen. Dette gir også fleksibilitet for implementering av uforutsette modifikasjoner.

Oljedirektoratets vurdering var at utbyggingsløsningen ga god fleksibilitet til innfasing av mulige tilleggsressurser og produksjon av gassressurser i en senere fase.²³¹

Kostnadsanslagene

Tabell 4.3.3 viser hvordan investeringene som ble oppgitt i PUD for Visund-feltet, fordelte seg på installasjonene. Alle tall er oppgitt i 1995-kroner hvis ikke annet er oppgitt.

²¹⁷ Referat fra teknisk komite, møte nr. 14, 17.02.95, jf. pkt. 2.

²¹⁸ «Concept Selection Report», 21–00-NH-X02–00005, Rev 02M.

²¹⁹ Referat fra teknisk komite, møte nr. 14, 17.02.95 og svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 21. november 2000.

²²⁰ Referat fra teknisk komite, møte nr. 15, 15.03.95, jf. pkt. 2.

²²¹ Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 25. august 2000.

²²² «Visund Design Basis,» 21–00-NH-X02–00003, Rev. 08M og «Visund Data Base,» 21–00-NH-K15–00031, Rev. 07M.

²²³ Fra brønnene kommer det opp flere rør som går inn på et størrør, kalt samlerør eller samlestokk.

²²⁴ Ifølge svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 15. september 2000 er trykk, temperatur og fluid-sammensetning innenfor usikkerhetsspenntet som indikert ved PUD.

²²⁵ PUD-rapporten, avsnitt 7.4.1

²²⁶ Referat fra møte i teknisk komite, nr. 18, 18.09.95.

²²⁷ Visund Design Basis, 21–00-NH-X02–00003, Rev. 08M, Visund Process Design, 21–00-1A-NH-C15–00001 og Operations Functional Requirements, 21–00-NH-J02–00001.

²²⁸ Jf. pkt. 4.2 i Design Basis

²²⁹ Jf. pkt. 3.2 i Visund Process Design

²³⁰ Review of Design Basis for Optional or Future Equipment Installation on Visund, 21–1A-HM-A15–00001.

²³¹ St.prp. nr. 32 (1995–96) Utbygging av Visund-funnet

Tabell 4.3.3 Oversikt over totalinvesteringer i mill. kroner

Hovedelementer	Beløp
Plattform	3 470
Undervannsinstallasjoner	1 175
Eksportrør for olje	262
Diverse (konseptutvikling, landinvestering, forsikring)	117
Totalt feltinstallasjoner	5 024
Boring og komplettering	1 853
Annet, boring	464
Totalt boring og komplettering	2 317
Samlede investeringer	7 341

Kilde: PUD-rapporten, tabell 1–3.

Visund-feltet inneholder også gass. Tabell 4.3.4 gir en oversikt over de nødvendige investeringer for å starte gassproduksjon.

Tabell 4.3.4 Oversikt over investeringer for gassproduksjon i mill. kroner

Hovedelementer	Beløp
Plattform modifikasjoner	867
Undervannsinstallasjoner	329
Eksportrør for gass	746
Forsikring i byggeperioden	26
Totalt	1 968
Boring og komplettering	233
Samlede investeringer	2 201

Kilde: PUD-rapporten, tabell 1–4.

Den samlede gjennomføringstiden ble beregnet til 30 måneder. Ifølge PUD-rapporten var dette sammenlignbart med Njord-utbyggingen, men representerte fem måneder raskere gjennomføringstid i forhold til tidligere Norsk Hydro-prosjekter.²³² Den raskere gjennomføringstiden ble delvis begrunnet med bruk av enkle, velkjente og standardiserte løsninger, samt med parallell gjennomføring av engineering og bygging.²³³

Nærmere om kostnadsanslagene for feltinvesteringene

Investeringskostnaden oppgis å omfatte kostnadene fra godkjenningen av PUD til produksjonsstart, inkludert brønnoperasjonene. Det blir oppgitt at inves-

²³² Norsk Hydro gjennomførte i forkant av prosjektgjennomføringen for Njord og Visund et prosjekt som dokumenterte muligheten for en reduksjon i gjennomføringstiden med 10 måneder. Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

²³³ PUD-rapporten, s. 9.

teringsanslagene er basert på produktivitets- og kostnadsnormer, og at disse representerer 50/50-estimer. Produktivitets- og kostnadsnormene blir ikke oppgitt.²³⁴

Estimatene for Visund i 1994 var ifølge Norsk Hydro basert på selskapets databaser for estimering som var bygget opp med erfaring fra Oseberg, Brage og Troll Olje-prosjektene.²³⁵ Anbudene og tildeling av kontraktene for Njord første halvår 1995 ga ifølge Norsk Hydro en bekreftelse fra markedet om at kostnadsbesparelser og redusert gjennomføringstid som indikert i hovedrapporten for NORSOK var oppnåelig. Dette ble førende for kostnadsanslagene for Visund.

Det ble ikke foretatt en prosentvis reduksjon motivert utfra NORSOK av det totale investeringsanslaget for plattformen, men det ble gjennomført en vurdering av mulige besparelser på komponent- og systemnivå i sammenstillingen av investeringsanslaget for plattformen.

Det heter videre i et vedlegg til PUD at kostnader knyttet til ledelse og prosjektering ble signifikant redusert grunnet forenklet «requisition work and minimised vendor documentation.»²³⁵ Norsk Hydro begrunner dette ved å vise til NORSOK-målsettingene og gir en verbal begrunnelse for reduksjonene knyttet til ledelse og prosjektering. Norsk Hydro viser imidlertid ikke til dokumentasjon eller beregninger som underbygger redegjørelsen.²³⁶

Det blir videre oppgitt i PUD-rapporten at signifikante kostnadsreduksjoner ble oppnådd gjennom rammeavtaler som hadde gitt 25–35 % kostnadsreduksjon for 60 % av utstyr og materialer til topside.²³⁷ Rammeavtalene ble inngått for en periode på fem år. Avtalene ble først anvendt på Njord.²³⁸ I møtet med Riksrevisjonen opplyste Norsk Hydro at besparelsene knyttet til rammeavtalene kom i tillegg til kostnadsreduksjoner som følge av NORSOK.

Det ble ikke presentert 10/90- og 90/10-estimer i PUD-rapporten for kostnadsanslagene. Usikkerhetspostene blir heller ikke spesifisert, men det ble oppgitt at bare mindre usikkerhetsposter var nødvendige å legge til for å oppnå et 50/50-estimat.²³⁹ Det blir videre oppgitt i et PUD-vedlegg at det var gjennomført usikkerhetsanalyser som indikerte at kostnadsestimatet for plattformen kunne ha en nøyaktig-

²³⁴ Ifølge Norsk Hydro ble produktivitets- og kostnadsnormer i henhold til vanlig praksis ikke oppgitt, men dokumentasjon er alltid tilgjengelig på forespørsel. Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 7. november 2000.

²³⁵ PUD vedl. 7–2, kap 3.4.

²³⁶ Ifølge Norsk Hydro var NORSOK vurderingene om muligheter for besparelse sammen med bindende anbud på Njord ansett som tilstrekkelig dokumentasjon av potensialet for kostnadsreduksjon. Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 7. november 2000.

²³⁷ PUD vedl. 7–2, kap 3.4.

²³⁸ Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 25. august 2000.

²³⁹ PUD vedl. 7–2, kap 3.6.

het på \pm 6–10 %. Det ble ikke oppgitt konfidensnivå for dette usikkerhetsområdet.

Underlagsdokumentet til PUD-rapporten, «Cost Estimate Report, Rev 04M,» viste til usikkerhetsanalyser²⁴⁰ for tre utbyggingsalternativer.²⁴¹ Disse analysene ble gjennomført for å undersøke holdbarheten i basisestimatet, og målet var å etablere konfidensnivåer for estimatene, gitt rammeavtalene, det høye sikkerhetsnivået for vektestimater og markedsresponsen til sammenlignbare prosjekter. Ifølge dokumentet ble inngangsdatatene i disse analysene, lavt estimat, høyt estimat og mest sannsynlige estimat for de viktigste kostnadselementene, generert i en interaktiv prosess i et arbeidsmøte der nøkkelpersonell fra relevante disipliner deltok.²⁴²

Resultatene fra usikkerhetsanalysen viste marginalt lavere prosjektestimater enn basisestimatet.

Resultatene for plattformen er gjengitt i tabell 4.3.5:

Tabell 4.3.5 Resultatene fra usikkerhetsanalysen i mill. kroner.

Estimat	Beløp
10/90-estimatet	6 232
50/50-estimatet	6 523
90/10-estimatet	6 826

Kilde: Cost Estimate Report, Rev 04M.

I prosent var usikkerhetsspennet fra 50/50-estimatet til 10/90- og 90/10-estimatet på -4,5% og +4,6%.

Usikkerhetsanalysene til Norsk Hydro viste med andre ord at man var 90 % sikre på at investeringene ikke ville bli mer enn 4,6 % høyere enn 50/50-estimatet. Analysen viste at 99,75 %-estimatet var på 7 192 mill. kroner.

Usikkerhetsområdet for kostnadene til plattformen i PUD-rapporten, \pm 6–10 %, avvok fra usikkerhetsområdet som ble angitt i usikkerhetsberegningene i underlagsdokumentasjonen. Norsk Hydro opplyste på møtet med Riksrevisjonen at spredningen slik den ble presentert i PUD-rapporten var basert på en mer skjønnsmessig vurdering som ga et mer konservativt estimat. Norsk Hydro oppgir likevel at usikkerhetsvurderingen i PUD var påvirket av en overdreven optimisme, dvs. at usikkerhetsintervallet var altfor lite. Det ble bl.a. tatt utgangspunkt i at plattformen var et godt definert produkt fra leverandøren.

Spredning i kostnadsestimatene i form av 10/90- og 90/10-estimer ble ikke inkludert i PUD-rapport-

ten selv om dette hadde blitt beregnet. Det var i denne perioden et generelt ønske fra både myndigheter og Norsk Hydro å redusere omfanget av PUD-dokumentasjonen. Ifølge Norsk Hydro kan dette ha vært en medvirkende årsak til at 10/90- og 90/10-estimatene ikke ble presentert. Ifølge Norsk Hydro ble imidlertid usikkerheten i kostnadsestimatene presentert på møter med Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet og i underlagsdokumentasjonen til vedleggene til PUD. Det ble oppgitt at underlagsdokumentasjonen sees på som en del av PUD. Norsk Hydro oppga at en reduksjon av dokumentasjonen også var en følge av NORSOK.²⁴³

Ifølge Norsk Hydro vil det alltid være usikkerhet knyttet til innføring av nye gjennomføringsmodeller. I ettertid har det vist seg at det ble ikke tatt nok høyde for den usikkerheten NORSOK-anbefalingene representerte i estimatene for Visund. Norsk Hydro har i brev av 25. august 2000 oppgitt at i ettertid er det lett å se at det angitte usikkerhetsområdet i usikkerhetsanalysene ikke reflekterte den reelle usikkerheten godt nok.

Norsk Hydro påpeker at det viktigste i en usikkerhetsanalyse er at usikkerhet blir kommunisert mellom disiplinene og mellom disiplinene og ledelsen. Denne kvalitative delen av analysene danner grunnlag for kvantitative analyser innenfor hver av hoveddisiplinene samt for sensitivitetsanalyse i økonomivurderingene. Integreert kvantitativ usikkerhetsanalyse som dekket alle elementer fra reservoar til bygging, og hvor det ble tatt hensyn til både teknisk og økonomisk usikkerhet, ble med vekslende hell forsøkt gjennomført på Njord, men ble ikke utført på Visund.

Nærmere om bore- og kompletteringskostnadene

PUD-rapporten oppga at bore- og kompletteringskostnadene var beregnet til 2 317 mill. kroner. Det går ikke fram av PUD-rapporten eller vedleggene hvordan man kom fram til de oppgitte bore- og kompletteringskostnadene. Noen av forutsetningene blir imidlertid oppgitt, blant annet ble det forutsatt en rate for leie av rigg på 90 000 USD per dag.²⁴⁴ Det ble videre oppgitt i PUD at estimatene var basert på kostnadsreduksjoner grunnet mer effektiv boring og bruk av ny teknologi. Norsk Hydro oppgir i brev av 25. august 2000 at estimatene var basert på selskaps erfaring og oppsettet fra Njord. Nøkkeltallene ble sjekket opp mot erfaringene fra lete- og avgrensingsbrønnene.

I møtet med Riksrevisjonen opplyste Norsk Hydro at brønnene som ble boret for å utforske og av-

²⁴⁰ En Monte Carlo analyse ble gjennomført. For å ta høyde for avhengighet mellom kostnadsområdene ble det benyttet en korrelasjonsfaktor på 0,5.

²⁴¹ Produksjonsskip, plattform og undervannsanlegg med tilkobling til Gullfaks C.

²⁴² Cost Estimate Report, Rev 04M, s. 21.

²⁴³ Møte mellom Riksrevisjonen og Norsk Hydro 31. august 2000 og svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 19. september 2000.

²⁴⁴ PUD-vedlegg 7–2, Cost Estimate Report, s. 6.

grense Visund-feltet, viste høyt trykk og temperatur, og at feltet inneholdt separate segmenter. Visund-feltet ble derfor vurdert som komplekst. På Oseberg-feltet hadde Norsk Hydro nylig sett at det var mulig med en betydelig effektivisering av bore- og kompletteringsprosessen, og disse erfaringene ble også benyttet ved etablering av estimater for bore- og kompletteringstid på Visund. Det ble tatt inn usikkerhet knyttet til tidsestimatene via nedetid²⁴⁵ tilsvarende 20 % av planlagt boretid pr. brønn pluss en fleksibilitetskonto.

Norsk Hydro har videre opplyst at planleggingen av brønnene ble basert på de to beste sammenlignbare brønnene fra erfaringsdatabasen, noe Norsk Hydro i ettertid mente var for optimistisk. Det ble ikke gjennomført usikkerhetsanalyser for brønnopera-

sjonene. Ifølge Norsk Hydro ble det ikke foretatt kompensasjoner i kostnadsestimatet for å ivareta usikkerheter knyttet til boreoperasjonene.²⁴⁶

Lønnsomhetsberegninger

Lønnsomhetsberegninger før og etter skatt ble gjennomført, og i PUD-rapporten ble forutsetningene spesifisert, blant annet ble det lagt til grunn en inflasjonsrate på 3 %. I lønnsomhetsberegningene ble de tidligere presenterte investeringsanslagene lagt til grunn. Oljeproduksjonen var forventet å starte i 1998 med en oljepris på 15 USD/fat, og gassalget var forventet å starte i 2006. Nåverdiberegningene har 1995 som diskonteringsår.

Tabell 4.3.6 Resultatene fra lønnsomhetsberegningene²⁴⁷

Mill. kroner	Nåverdi før skatt		Nåverdi etter skatt	
Kalkulasjonsrente	7 %	10 %	7 %	10 %
Basisscenariet	6 600	4 250	2 350	1 400

Kilde: PUD-rapporten, tabell 10–2.

Balanseprisen ble oppgitt til å være 11,2 USD før skatt og 10,3 USD etter skatt, ved en kalkulasjonsrente på 10 %. Internrenten ble oppgitt til å være 24,2 % før skatt og 18,0 % etter skatt.

Det ble gjennomført en sensitivitetsanalyse av prosjektøkonomien. Analysen omhandlet effekten på nåverdien av at en og en faktor i beregningene ble endret. Følgende forutsetninger ble endret (basisforutsetningene i parentes):

- olje- og gassreserver, høye (P80) og lave (P20), (P50)
- oljepris, 20 USD (15 USD)
- gassalg fra 2010 (2006)
- intet gassalg (gassalg fra 2006)

Det ble også sett på effekten av å inkludere historiske kostnader og ingen utøvelse av glideskala²⁴⁸ i beregningene. Ifølge PUD-rapporten viste analysen at Visund hadde et attraktivt oppside-potensial ved økte reserver og var robust økonomisk sett dersom reservoaret inneholdt mindre olje- og gassreserver. Det het videre at nåverdien ville øke signifikant ved en oljepris på 20 USD. Ifølge PUD-rapporten indikerte følsomhetsanalysen lavere nåverdi ved utsatt gassalg, men viste samtidig at prosjektet var levedyktig uten gassalg.

Det gikk imidlertid ikke fram av PUD-rapporten om det ble gjennomført analyser av hvordan endrede investeringskostnader ville påvirke økonomien i prosjektet. Norsk Hydro har i brev av 25. august 2000 opplyst at «Økonomivurderingene i PUD, kfr. Kapittel 10, inkluderer sensitivitetsanalyser for de parametre som ble ansett som mest usikre: olje- og gassreserver, olje- og gasspriser og tidspunkt for start av gassalg. Usikkerheter knyttet til investeringskostnader ble presentert i Cost Estimate Report. Disse ble vurdert til å være mindre utslagsgivende i forhold til den samlede risikovurdering, og det var medvirkende til at disse ikke ble lagt inn i PUD.»

Det ble i PUD heller ikke presentert følsomhetsanalyser som samtidig varierte forutsetningene i gunstig og ugunstig retning.²⁴⁹

4.3.4 Myndighetenes behandling av PUD og oppfølging

Departementet saksbehandling var først og fremst konsentrert om St.prp. nr. 32 (1995–96) Utbygging og drift av Visund-funnet. Oljedirektoratet hadde i utviklingen av dette feltet en mer nøytral rolle fordi deltakerne i utvinningstillatelsen hadde ulike insentiver knyttet til valg av utbyggingsløsning. Oljedirektoratet hadde i saksbehandlingen av Visund foku-

²⁴⁵ Dvs. tiden hvor boring ikke pågår.

²⁴⁶ Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 25. august 2000.

²⁴⁷ Tallene er beregnet gitt konsolidert skatteposisjon. Norsk Hydro har også beregnet lønnsomheten i prosjektet uten konsolidert skatteposisjon.

²⁴⁸ Glideskala innebar at myndighetene hadde opsjon på å endre sin eierandel i lisensen.

²⁴⁹ Ifølge Norsk Hydro er dette heller ikke gjort i tidligere PUD-er. Svar fra Norsk Hydro til Riksrevisjonen av 7. november 2000.

sert på ressursusikkerhet, reservoarets kompleksitet og utbyggingsløsningens evne til å håndtere disse forhold. Mulig bruk av eksisterende infrastruktur på Gullfaks ble også fokusert, parallelt med tilsvarende arbeid i utvinningstillatelsen.

Oljedirektoratets vurdering av usikkerhet i reservoaret

Oljedirektoratet har i møte med Riksrevisjonen 13. september 2000 opplyst at direktoratet tidlig ble klar over at Visund-feltet var svært komplisert. Feltet har mange reservoarer med forskjellige egenskaper, både mhp. trykk og sammensetning av olje og gass. Det var en rekke utfordringer knyttet til dreneringen av Visund-feltet, spesielt usikre fluidkontakter, et stort antall forkastninger og usikker reservoarutvikling i den nordlige og sørlige delen av feltet. Direktoratet la vekt på at potensialet for lønnsom produksjon av ressursene i Lunde og Brent SI skulle utforskes videre.

Oljedirektoratet vurderte operatørens strategi for produksjon av gassressursene som fleksibel med hensyn til mulig gasseksport og at en slik produksjon ikke ville medføre uheldige konsekvenser for væskeproduksjonen.

Oljedirektoratets vurdering av den tekniske løsningen og kostnader

Oljedirektoratet gjennomførte høsten 1994 og våren 1995 en vurdering av ulike utbyggingsstrategier for Gullfaks- og Visund-området, og så tidlig at Visund-feltet kunne bygges ut som satellittfelt til Gullfaks C der Statoil er operatør. Norsk Hydro som operatør for Visund ønsket imidlertid selvstendig utbygging av Visund feltet. Dette førte til at utvinningstillatelsen la ned mye arbeid i å utrede forskjellige utbyggingsløsninger, og disse ble grundig gjennomgått av rettighetshaverne.

Lisensens studier viste at en halvt nedsenkbar plattform var en kostnadseffektiv løsning. Direktoratet vurderte plattformen til å ha god fleksibilitet med hensyn til å håndtere usikkerheten i reservoaret, innpassing av mulige tilleggsressurser og produksjon av gass i en senere fase. Direktoratet var enig i partnernes valg av utbyggingsløsning. Oljedirektoratet gikk inn for og oppnådde at oljen skulle lagres på Gullfaks A før den skipes av feltet. Dette ga ifølge Oljedirektoratet en besparelse på 730 mill. kroner ved 7 % diskonteringsrente før skatt og tariffer.

I Oljedirektoratets vurdering av PUD for Visund het det at operatøren hadde beregnet investeringskostnadene for olje- og gassproduksjonsfasen til 9 452 mill. kroner, og at kostnadene for oljeproduksjonsfasen var beregnet til 7 341 mill. kroner. Ifølge rapporten var kontraktssummen for Visund-plattformen sammenlignbar med en tilsvarende plattform på

Njord, og hadde en fastprisandel på 27 % av kontraktssummen. I lys av dette hadde Oljedirektoratet ingen kommentarer til operatørens kostnadsestimat utover at «Oljedirektoratet vurderer operatørens kostnadsestimat som rimelig».²⁵⁰ Estimaten for havbunnsinstallasjonene ble sammenlignet med estimatene for havbunnsinstallasjonene på Njord, og etter direktoratets vurdering var det et godt samsvar mellom estimatene.

I PUD for Visund presenterer Norsk Hydro ikke sensitivitetsanalyser for hvordan endrede investeringer kunne påvirke lønnsomheten i prosjektet. Dette ble ikke tatt opp av Oljedirektoratet overfor operatøren. I møte med Riksrevisjonen har direktoratet forklart at dette sannsynligvis ikke ble tatt opp fordi Visund-prosjektets kostnadsestimat var basert på fastpriskontrakt med leverandøren av den halvt nedsenkbare plattformen.

Oljedirektoratets vurdering av lønnsomheten

Oljedirektoratet gjennomførte før skatt beregninger av lønnsomheten i prosjektet, og så nærmere på tre sett av forutsetninger for salg av gassressursene. For oljeproduksjonsfasen viste direktoratets beregninger en nåverdi før skatt på 9,5 mrd. kroner uten tariffer og til 7 % diskonteringsrente. Beregningene baserte seg på oljeprisprognosene i nasjonalbudsjettet og noen andre forutsetninger om tariffene i forhold til operatørens beregninger. Operatørens anslag for investeringer, driftskostnader og CO₂-avgift ble benyttet. Ifølge direktoratet viste beregninger at utvinning av ressursene på Visund-feltet ga god lønnsomhet. Direktoratet gjennomførte ikke følsomhetsanalyser for hvordan endrede investeringer kunne påvirke lønnsomheten i prosjektet.

Ved beregning av den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet la departementet til grunn de siste oljeprisprognosene i nasjonalbudsjettet for 1996 og en diskonteringsfaktor på 7 %. Nåverdi av utbyggingen ble på disse forutsetninger beregnet til 9,6 mrd. 1995-kroner.

Usikkerhet

I St.prp. nr. 32 (1995–96) ble det omtalt usikkerhet vedrørende geologiske forhold på feltets nordlige og sørlige segment som krevet videre undersøkelser, mens den midtre hovedstrukturen ble betegnet som tilfredsstillende kartlagt. Det ble nevnt i proposisjonen at operatøren hadde understreket at det var knyttet relativt stor usikkerhet til beregningen av oljeresursene grunnet feltets komplekse geologi. Under disse forutsetninger uttalte Oljedirektoratet at det ikke hadde merknader til operatørens valg av utbyg-

²⁵⁰ Visund – vurdering av plan for utbygging og drift, Oljedirektoratet, desember 1995, s. 21.

gingsløsning, og at løsningen ble vurdert å gi god fleksibilitet til å ta hånd om reservoarusikkerhet og innfasing av mulige tilleggsreserver med mer.

Med hensyn til teknisk usikkerhet ble det i proposisjonen vist til at kontraktstrategien var basert på et begrenset antall leverandører som fikk totalansvar for et mer omfattende arbeidsomfang enn det som hadde vært praksis ved prosjekter gjennomført i tidligere perioder på norsk sokkel.

Olje- og energidepartementets oppfølging av Visund-utbyggingen

Etter vedtak om utbygging er utviklingen i Visund-feltets økonomi kun omhandlet en gang i departementets fremlegg for Stortinget. Dette var i St. prp. nr. 23 (1998–99) Om endringer av bevilgninger på statsbudsjettet for 1998 under Olje- og energidepartementet, jf. Innst. S. nr. 51 (1998–99). Det ble her foreslått en økning på 700 mill. kroner under SDØEs kap. 2440, post 30 Investeringer. Dette skyldtes «hovedsakelig kostnadsoverskridelser på Åsgard, Visund og Gullfaks satellitter fase I»

Ifølge departementet blir alle prosjekter fulgt opp i den forstand at departementet regelmessig har observatører i styringskomiteen og mottar styringskomiteens dokumentasjon. Referatene fra møtene i styringskomiteene blir rutinemessig sendt til departementet. Departementet krever å bli informert særskilt om saker av vesentlig betydning.²⁵¹

Da det ble klart at Visund-prosjektet hadde kostnadsoverskridelser i forhold til PUD, var dette til å begynne med en rettslig tvist mellom operatør (rettighetshaverne) og kontraktøren, som var Umoe. Det ble etter hvert klart at rettighetshavergruppen på Visund måtte dekke kostnadsoverskridelsene på Visund. På dette tidspunktet var departementet opptatt av å sikre fremdriften i prosjektet, og den betydning utviklingen i Visund-prosjektet hadde for andre prosjekter.²⁵²

Departementet hadde i den forbindelse møter med ledelsen i Hydro olje og gass om framdrift og gjennomføring av Visund- og Troll-prosjektene. Det var da en reell fare for at kostnadsoverskridelsene på Visund kunne påvirke Umoes gjennomføringsevne for kontrakten for Troll.²⁵³

4.4 JOTUN FELTUTBYGGING

4.4.1 Presentasjon av Jotun feltutbygging

Jotun-feltet er lokalisert i blokkene 25/8 og 25/7 ca. 165 km vest for Haugesund og 15 km sør/sørøst for Heimdal. Feltet ligger i utvinningstillatelsene 027 og 103B tildelt i henholdsvis 1969 og 1985. Vanndybden på stedet er 126 meter. Esso er operatør. Stortinget samtykket i utbygging av feltet 5. juni 1997, jf. St.prp. nr. 65 (1996–97)²⁵⁴ og Innst. S. nr. 248 (1996–97).²⁵⁵ Rettighetshavere og deltakerandeler i feltet var i utbyggingsperioden:

Tabell 4.4.1

Rettighetshavere	Deltakerandeler
Esso Exploration & Production Norway A/S	45 %
Enterprise Oil Norwegian A/S .	45 %
Statoil (herav SDØE 3 %)	5 %
Norske Conoco A/S	3,75 %
Amerada Hess Norge A/S	1,25 %

Feltets utvinnbare reserver ble i PUD beregnet til 30,7 mill. Sm³ olje og 0,21 mrd. Sm³ gass. Oljen ble planlagt produsert på sitt høyeste nivå i årene 2000–2002 med 80 000 fat pr. døgn. Feltet består av tre reservoarer og er bygget ut med et produksjonsskip (FPSO) og en brønnhodeplattform (WHP) tilknyttet 19 brønner. Oljen transporteres med skytteltankere. Gassen eksporteres ved hjelp av rørledning fra Jotun til Statpipe.

Opprinnelig kostnadsanslag for utbyggingen var 5 900 mill. 1996-kroner. Ved beregning av den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet la departementet til grunn en oljepris på 115 1997-kroner pr. fat i hele produksjonsperioden og en diskonteringsfaktor på 7 %. Nåverdi av utbyggingen ble med disse forutsetningene beregnet til 5 579 mill. 1997-kroner. Nåverdi ble også beregnet under alternative forutsetninger. Departementet konkluderte med at utbyggingen av Jotun var et prosjekt med god samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og er robust overfor lav oljepris og økte kostnader. Produksjonen var planlagt å starte i mai 1999, og skulle vare fram til og med 2015. Produksjonen på Jotun ble igangsatt oktober 1999. Forventet produksjon av olje i 2000 er 104 000 fat pr. døgn, og forventet gassproduksjon er 0,014 mrd. Sm³ pr. døgn.²⁵⁶

²⁵¹ Møte mellom Olje- og energidepartementet og Riksrevisjonen 12. september 2000.

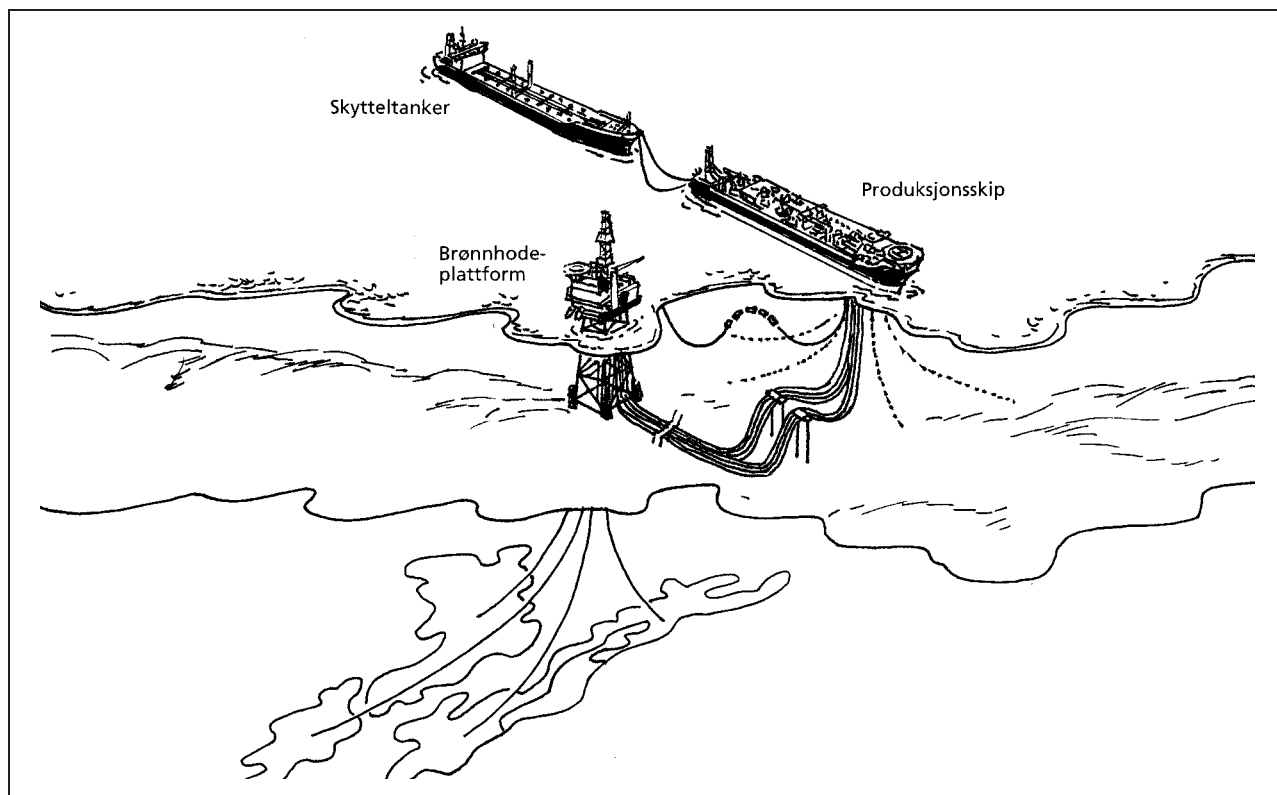
²⁵² Møte mellom Olje- og energidepartementet og Riksrevisjonen 12. september 2000.

²⁵³ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen 5. desember 2000.

²⁵⁴ St.prp. nr. 65 (1996–97) Utbygging og drift av Jotun samt oppfølging av St meld nr 41 (1994–95) (Klimameldingen) og Innst. S. nr. 114 (1995–96).

²⁵⁵ Innst. S. nr. 248 (1996–97) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om utbygging og drift av Jotun.

²⁵⁶ Olje- og energidepartementets faktahefte for 2000.



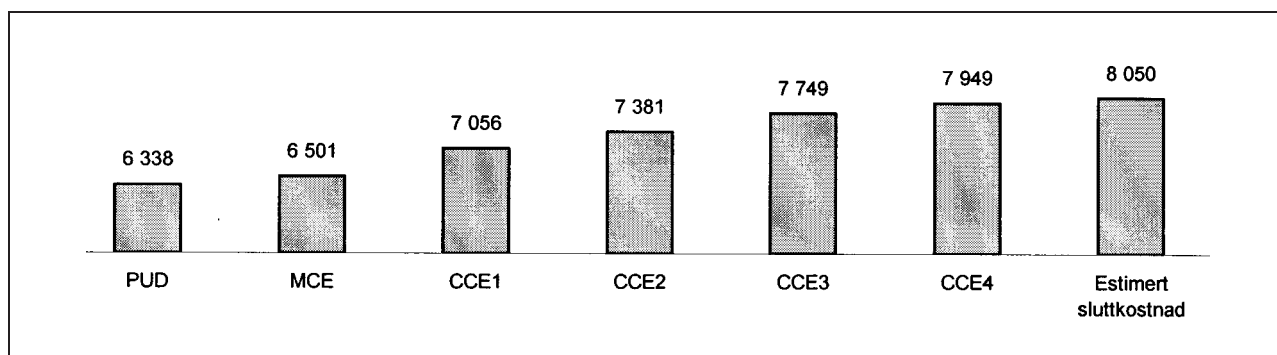
Figur 4.4.1 Skisse av utbyggingen på Jotun

4.4.2 Kostnadsutviklingen for Jotun feltutbygging

Esso har overfor Riksrevisjonen presentert utviklingen i investeringsestimater som viser at det var hovedsakelig på produksjonsskipet (FPSO) og på pro-

sjektledelsen at de store overskridelsene kom. Utviklingen for hele utbyggingsprosjektet vises i figur 4.4.2 og tabell 4.4.2.

Hvis valutaeffekten tas med, vil de endelige estimerte kostnadene bli 8 342 mill. kroner.²⁵⁸



Figur 4.4.2 Utvikling i investeringsestimater for Jotun-utbygging (løpende kroneverdi)²⁵⁷

Kilde: Månedssrapporter fra utvinningstillatelsen og møte med Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000

²⁵⁷ Valutaeffekt er ikke tatt med.

²⁵⁸ I Olje- og energidepartementets faktahefte for 2000 opplyses det at de totale investeringene forventes å bli 9 mrd. 2000-kroner. Differansen på ca. 700 mill. kroner skyldes, ifølge

Esso, at faktaheftet opererer med kostnader i 2000-kroner. Dette skal ifølge Esso utgjøre ca. 500 mill. kroner. Det vil også være forskjeller i borekostnadsestimatet siden antall brønner er redusert.

Tabell 4.4.2 Utvikling i investeringsestimater for Jotun-utbyggingen fra PUD til estimert slutt kostnad (løpende kroneverdi)²⁵⁹

Hovedelementene	PUD	Master Kontroll Estimat (MCE)	Estimert sluttkostnad	Prosentvis endring i forhold til PUD
Prosjektledelse	505	478	677	34
WHP				
Ledelse		192	209	
Understell		270	256	
Dekk		474	482	
Boligkvarter		99	91	
Boreanlegg		519	495	
Installasjon offshore		308	314	
Testing mv		12	40	
Totalt WHP	1 841	1 874	1 887	2
FPSO				
Ledelse		95	86	
Dekksanlegg		986	1906	
Skip		743	773	
Dreieskive (Turret)		433	454	
Installasjon offshore		72	119	
Testing mv		6	57	
Totalt FPSO	2 277	2 335	3 395	49
Rørledning		381	429	
Tilknytning til Statpipe		46	100	
Totalt rørledning/gasseksport	414	427	529	28
Selskapets offshorekostnader		42	99	
Materialer levert av selskapet		33	72	
Totalt konstruksjon	5 037	5 189	6 659	32
Boring og komplettering	1 181	1 192	1 271	8
Konseptutvikling	120	120	120	
Totalt investeringsanslag	6 338	6 501	8 050	27

Kilde: Månedrapporter fra operatøren og møte med Esso 6. september 2000

Kostnadsoverskridelser²⁶⁰

Overskridelsene kom hovedsakelig på produksjonsskipet (FPSO) og prosjektledelse. På produksjonsskipet kom overskridelsene innenfor følgende områder:

- Dekksanlegget
- Marine systemer som fungerer som hjelpesystemer for dekkсанlegg
- Testing og igangsettelse

Dekksanlegg

Kostnadsanslaget var basert på anbud fra Kværner, som ifølge Esso undervurderte omfanget og dermed investeringskostnadene relatert til dekkсанlegg. Spesielt nevnes det at prisen på gassprosesseringsanlegget på produksjonsskipet økte med 200–300 mill. kroner på grunn av konseptuelle endringer. Denne

konseptuelle endringen forklares med at gassen som skulle produseres og transporteres, måtte bearbeides til tørr gass på produksjonsskipet.

Videre ble produktiviteten (engineering og fabrikkasjon) i forbindelse med byggingen av dekkсанlegg overvurdert. Den faktiske produktiviteten var også dårligere enn kontraktørens egne anslag.

Ifølge Esso var leverandørindustrien ikke moden nok for de nye kontraktsformene (totalkontrakter) i forbindelse med NORSOK der leverandøren får ansvar for en større del av utbyggingen. Det ble ikke tatt høyde for at kontraktørene manglet erfaring med å styre utbyggingsprosjekter.

Det ble benyttet fastpriskontrakter knyttet til de antatt minst komplekse delene, mens kombinasjon av fastpris- og timebasert kontrakt ble benyttet for de mer komplekse delene.²⁶¹ Ifølge Esso var den største kostnadsøkningen knyttet til timebasert kontrakt for dekkсанlegg.²⁶²

²⁵⁹ Valutaeffekt er ikke tatt med i tabellen.

²⁶⁰ Avsnittene om overskridelsene er basert på opplysninger som fremkom på møte mellom Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000.

²⁶¹ Møte mellom Riksrevisjonen og Esso 6. september 2000.

²⁶² Svar fra Esso til Riksrevisjonen 1. september 2000.

Marine systemer

De marine systemene som skulle brukes som hjelpe-systemer for prosessanlegget måtte oppgraderes underveis. Kostnadsestimatet for de marine systemene på Jotun var basert på erfaringstall fra tradisjonelt design som ikke inkluderte en slik integrasjon mot dekkosanlegget. Tilleggs kostnaden ved å integrere marine- og prosessrelaterte systemer ble underestimert.

Testing og igangsettelse

Kontraktørene hadde ikke tilstrekkelig erfaring med testing og igangsettelse av slike prosjekter, og det var dermed behov for tett oppfølging. Dette førte til en betydelig overskridelse på installasjon og testing.

Prosjektledelse

Esso undervurderte i utgangspunktet behovet for oppfølging av byggeprosessen. Ettersom kontaktørene manglet erfaring med større utbyggingsprosjekter, var det nødvendig med tett oppfølging. Prosjektet utviklet rutiner for oppfølging av de ulike leverandørene. For deler av prosjektet ble det etablert integrerte team der representanter fra Esso jobbet tett med leverandøren. I ettertid har Esso kommet fram til at det ville vært en fordel om de hadde brukt litt mer tid på prosjektdefineringsfasen og gjort forprosjekteringen grundigere.

4.4.3 Myndighetenes beslutningsgrunnlag for Jotun feltutbygging

Den 31. januar 1997 oversendte Esso plan for utbygging og drift (PUD) av Jotun til Olje- og energidepartementet.

Usikkerhet knyttet til petroleumsreservene

Estimatet for potensielle inntekter fra utvinning av petroleum beregnes ut fra feltets produksjonsprofiler. Produksjonsprofiler er basert på volumslag for utvinnbare reserver.²⁶³ Utvinnbare reserver estimeres med utgangspunkt i modell for tilstedeværende hydrokarboner og den valgte utvinningsstrategien. Utvinningsstrategi inkluderer drivmekanisme, antall brønner, brønnplassering og brønnutforming.

Jotun-utbyggingen består av reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest. Ressursanslagene for Jotun feltet er basert på tolkning, volumetriske beregninger og reservoarsimuleringer av de tre strukturene El-

li²⁶⁴, Elli Sør²⁶⁵ og Tau Vest.²⁶⁶ Tau Øst-strukturen anses som det mest usikre området og ble derfor ikke inkludert i Jotun-utbyggingen.²⁶⁷ I dette området er sanden av en slik art at utvinning av kommersielle hydrokarboner er problematisk. Ressursanslagene for Jotun ble evaluert ved hjelp av deterministiske²⁶⁸ metoder støttet av statistiske beregninger både for den enkelte struktur og feltet som helhet.

Det ble angitt tre estimater for tilstedeværende olje ved overflatebetingelser. Basisestimatet anga mest sannsynlige utfall, de to andre estimatene anga et lavt og et høyt volumestimat.²⁶⁹ Disse var henholdsvis 43,2, 57,5 og 69,8 mill. Sm³. Det ble oppgitt i PUD at lavt volumestimat tilsvarte 10/90-fraktilen og høyt volumestimat tilsvarte 90/10-fraktilen til sannsynlighetsfordelingsfunksjonen. Lavt estimat lå 24 % under basisestimatet og høyt estimat lå 22 % over basisestimatet. Det ble angitt kun ett estimat for tilstedeværende gass ved overflatebetingelser. Estimater ble oppgitt å være 0,4 mrd. Sm³.

Anslag for totale utvinnbare oljereserver framkom ved deterministiske reservoarsimuleringer. Resultatene fra simuleringene ble diskontert med 10 % for å ta hensyn til usikkerheter i modelleringen. Volumestimat for utvinnbare oljereserver ble gitt ved lavt, basis og høyt estimat. Disse var på henholdsvis 23,6, 30,7 og 41,6 mill. Sm³. Lavt estimat ligger 23 % under basisestimatet og høyt estimat lå 36 % over basisestimatet. Utvinnbare gassreserver var forventet å være 0,21 mrd. Sm³.

Utvinningsstrategien for Jotun-feltet var å legge opp til en utbyggingsplan for reservoaret som omfattet 11 horisontale eller tilnærmet horisontale produksjonsbrønner, seks brønner for injeksjon av vann og to brønner for uttak av injeksjonsvann.²⁷⁰ Videre optimalisering av brønnantall og plassering ville ifølge PUD bli utført når ny informasjon var tilgjengelig.²⁷¹ Vannflømming ble foretrukket som drivmekanisme da dette gir god fortrenkning av olje og god dreneringseffektivitet.²⁷² Dette oppnås enten ved naturlig trykkstøtte eller ved bruk av vanninjeksjonsbrønner.

²⁶³ Avledet av volumestimat for teknisk utvinnbare resursser og krav til økonomisk avkastning.

²⁶⁴ Den største usikkerheten forbundet med Elli-strukturen er tynne skiferlag som kan beskytte produsentene mot vannkøling, men som samtidig kan stenge inne olje og hindre den i å bli produsert.

²⁶⁵ På Elli Sør er oljesonen relativt tynne og den største usikkerheten er forbundet med høyden på oljesøylen, samt sandkvaliteten i toppen av reservoaret hvor produsentene vil bli komplettert.

²⁶⁶ I Tau Vest-strukturen er det bekreftet at det eksisterer tynne skiferlag, og den største usikkerheten er knyttet til den laterale reservoarkommunikasjon.

²⁶⁷ Svar fra Esso til Riksrevisjonen av 6. november 2000.

²⁶⁸ En deterministisk metode knytter faste verdier til de variable størrelsene. En kan få frem sensitiviteter ved å variere inngangsvariable.

²⁶⁹ «Plan for Development and Operation, Geological Conditions Volume 1»

²⁷⁰ PUD-rapporten, kapittel 4.3.3.

²⁷¹ PUD-rapporten, kapittel 4.4.3.

²⁷² PUD-rapporten, kapittel 4.5.

Produksjonsprofiler var etablert og presentert i PUD for den skisserte utvinningsstrategien og de tre ulike anslagene for utvinnbare reserver.

Valg av utbyggingsløsning²⁷³

Prosessen bak valg av utbyggingsløsning (Concept Screening Process) er avgjørende for usikkerhet i investeringsanslag og forventet inntekt.²⁷⁴

En mulighetsstudie identifiserte mellom 30 og 40 utbyggingsløsninger. Disse ble vurdert og redusert til 14 basert på en gjennomgang av teknisk og operasjonell anvendelighet og investeringsgrunnlag. De 14 alternativene bestod av seks hovedkonsepter. De seks hovedkonseptene var

- flytende produksjons- og lagerskip (FPSO)
- halvt nedsenkbar plattform (semi)
- oppjekkbar rigg (Production Jack-UP)
- bunnfast stålplattform (Steel Piled Jacket)
- betongplattform (GBS)
- fjernstyrt operasjon fra Heimdal

Kriteriene som ble benyttet, var i hovedsak relatert til løsningens mulighet til å møte kravene nedfelt i designunderlaget²⁷⁵ og hvorvidt det var nødvendig å ta i bruk ukvalifisert teknologi.²⁷⁶ I tillegg til kravene gitt i designunderlaget ble følgene elementer evaluert: forventet produksjonsregularitet, sikkerhet, fleksibilitet med hensyn til tilknytning av andre felt, risikorelatert gjennomføringstid, borekostnader og teknisk modenhet. De 14 konseptene ble så videreutviklet med hensyn til tekniske definisjoner, kostnadsanslag og operasjonelle og sikkerhetsmessige forhold. Etter en teknisk rangering og økonomisk vurdering ble antall konsepter redusert til to hovedkonsepter. Den økonomiske vurderingen var basert på nåverdi, mens den tekniske rangeringen var basert på sikkerhet, teknisk modenhet, prosjektgjennomføringsrisiko, vanskelighetsgrad relatert til fjerning av installasjonen, robusthet med hensyn til endringer i designforutsetninger og fleksibilitet med hensyn til tilknytning av andre felt. I tillegg ble et tredje alternativ med tilknytning til Heimdal beholdt som et hovedkonsept fordi myndighetene ønsket en revurdering av dette alternativet. Utvinningstillatelsen sto dermed igjen med tre hovedkonsepter:

- Flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) og brønnhodeplattform med boreanlegg (WHP)

- Flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) og havbunnsbrønner
- Brønnhodeplattform med boreanlegg (WHP) med Heimdal tilknytning

Endelig valg ble alternativet med flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) og brønnhodeplattform med boreanlegg (WHP). Konseptet kombinerer kjent teknologi med løsninger som, ifølge Esso, egner seg spesielt godt for Jotun-feltet. Heimdal-alternativet ga ikke de synergieffekter som myndighetene håpet på. Heimdal ble bygget som en gassplattform og har ikke tilgjengelig utstyr til å prosessere Jotuns oljeproduksjon. Heimdal har heller ikke nødvendig plass til installering av oljeprosesseringsutstyr. De nødvendige endringer og modifikasjoner på Heimdal-feltet ble dermed svært kostbare. Økonomisk analyse og samfunnsøkonomisk sammenlikning viste at Heimdal-konseptet ikke var konkurransedyktig. Alternativet med havbunnsbrønner ble skrinlagt ut fra en økonomisk vurdering av operasjonelle kostnader og markedet for borerigger. Det ble forutsatt at riggmarkedet ville bli stramt ettersom flere prosjekter på norsk sokkel skulle utbygges med havbunnsbrønner.²⁷⁷

Utbyggingsløsning og usikkerhet i planleggingsgrunnlaget

Ved innlevering av PUD²⁷⁸ for Jotun var designgrunnlaget gitt ved

- myndighetskrav
- grunnforholdene på feltet
- værforholdene i området
- den antatte beskaffenheten til reservoarene
- eksisterende infrastruktur
- operasjonelle og funksjonelle krav
- betingelser relatert til transport og salg av olje og gass
- kommersielle salgavtaler

Sannsynligheten for store designendringer med dertil hørende kostnadsutvikling ble på Jotun søkt redusert ved at det ble lagt inn fleksibilitet i form av reservekapasitet i forhold til det estimerte behovet ved innlevering av PUD. Den planlagte Jotun-utbyggingen hadde fleksibilitet til å betjene potensielle reservoarer, usikkerheter og muligheter for en utvidelse av Tau Øst. Utvikling og tilknytning av andre sattellitter var mulig grunnet ekstra brønnsliiser og stigerør/J-rør på brønnhodeplattformen samt reserve dreieskivesliiser på produksjons- og lagerskip (FPSO).²⁷⁹ Det framgikk av PUD at det på produk-

²⁷³ Dette kapitlet er basert på «Elli Area Concept Screening Study», mars 1996.

²⁷⁴ Prosessen som ledet fram til endelig valg av utbyggingsløsning for Jotun-feltet er dokumentert i «Elli Area Concept Screening Study», datert mars 1996.

²⁷⁵ Designunderlaget var på dette tidspunkt gitt ved områdebeskrivelse, eksisterende infrastruktur, reservoar beskrivelse, system for avhending av gass, krav til mekanisme for heving av brønnstrøm fra reservoar til installasjon, krav til injeksjonsvann og krav til prosessanlegg.

²⁷⁶ Ukjent eller ikke utprøvd teknologi.

²⁷⁷ Møte mellom Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000.

²⁷⁸ Jotun Field Development Design Basis Memorandum 20. mars 1997

²⁷⁹ PUD kapittel 5.1.3.

sjons- og lagerskipet (FPSO) var lagt inn ekstra plass- og vektmarginer som muliggjorde en 10 % framtidig utvidelse av prosessanlegget. Hvordan operatøren har kommet fram til de planlagte dekkvekt- og arealstallene, er imidlertid ikke beskrevet.

Robusthet med hensyn til endringer i reservoarbeskrivelsen ble vurdert i forbindelse med valg av utbyggingsløsning.²⁸⁰

I forbindelse med utarbeidelsen av PUD ble prosessanlegget for separasjon og behandling av vann, olje og gass dimensjonert for de mest sannsynlige brønnstrømsvolumer (olje, gass og vann) og brønnstrømsammensetning (kjemisk komposisjon).²⁸¹ Kapasiteter for håndtering av olje og gass på Jotun er per 2000 i hovedsak som planlagt i PUD, med unntak av maksimal oljeproduksjonskapasitet som er økt fra 14 150 til 22 500 Sm³/døgn.

Oljeproduksjonskapasiteten er endret da det har vist seg at reservoarene produserer med et mer fordelaktig gass- og oljeforhold enn forutsatt.²⁸² Videre er det ifølge Esso etter PUD-innlevering gjort konseptuelle endringer relatert til gassprosesseringsanlegget på Jotun.²⁸³ Denne konseptuelle endringen forklares med at gassen som skulle produseres og transporteres, måtte bearbeides til tørrgass på produksjonsskipet. I PUD forutsatte Esso at det ikke var nødvendig å prosessere rikgass (blanding av tørrgass og våtgass) til tørrgass og at rikgassen dermed kunne sendes til land via Statpipe med kun delvis utskillelse av de tyngre gasskomponenter (etan/propan/butan). Det ble imidlertid ikke oppnådd enighet om dette, og Jotun eierne måtte dermed oppgradere prosessanlegget på produksjonsskipet. Ifølge Esso var kravene til transportbetingelser kjent da PUD ble innlevert, men problemet med blant annet utskilling av propan for å få tørrgass, ble undervurdert.

Områdeanalyse og samordning²⁸⁴

Marginale felt som blir betraktet som for små til å kunne forsvare uavhengige utbygginger, kan være økonomisk forsvarlige som satellittfelt knyttet opp til Jotun. Mulig bruk av installasjonene på Jotun-feltet for framtidige tilknytninger og tredjeparts prosessering er dermed avgjørende for hvorvidt man kan utvinne slike marginale ressurser. På Jotuns brønnhodeplattform ble det i PUD planlagt å installere 24 brønner. Det ble lagt opp til at 19 av disse skulle anvendes i første omgang, mens fem av brønnene skulle være i reserve. Det er i 2000 10 ledige brønner, dvs. at 14 anvendes. Videre ble det i PUD planlagt å installere fire ekstra stigerør/J-rør på brønnhode-

plattformen²⁸⁵, og fire ekstra stigerørslisser i FPSO-dreieskiven.²⁸⁶

Videre forventer Esso at det vil være ekstra kapasitet for prosessering av hydrokarboner på Jotun fra 2003. Selv om det er betydelig ledig kapasitet for oljebehandling, vil imidlertid vannbehandlingskapasiteten være fullt utnyttet fra 2004 basert på utbyggingsplanen som ligger til grunn i PUD. Eventuelle satellittfelt må derfor ha minimalt med vann i brønnstrømmen dersom disse skal kunne knyttes opp mot Jotun.

Jotuns prosessanlegg er primært konstruert for å prosessere den blanding av olje og gass som er funnet på Jotun. Tilknytning av prospekter med høy gass/kondensatandel kan kreve omfattende modifikasjon/utvidelse av prosessanlegget.

I Oljedirektoratets vurdering av PUD blir det påpekt at eventuell framtidig utvidelse av produksjonskapasiteten på Jotun ikke er beskrevet i PUD.²⁸⁷

Økonomiske analyser

Prosjektets økonomiske analyser er presentert i PUD-rapporten kapittel 6 og 11 og i vedlegg 2, Elli Area Concept Screening Study, mars 1996.

Kostnadsanslagene

De samlede investeringene ble i PUD anslått til 5 900 mill. 1996-kroner. Kostnadene fordelte seg slik:

Tabell 4.4.3 Totale kapitalinvesteringer (mill. 96-kroner)

Kostnadselementer	Beløp
FPSO (Skrog, prosessanlegg og installasjon)	3 670
WHP (Understell, dekkplanlegg og installasjon)	
Tilknytningsrør	220
Salgsgassrørledning	120
Prosjektledelse og forsikring	440
Samlede feltinstallasjonskostnader	4 450
Boring og komplettering	920
Samlede investeringer, ekskl. uforutsette utgifter (10%)	5 370
Uforutsette utgifter (10%)	530
Anslåtte totalinvesteringer	5 900

Kilde: PUD for Jotun utbyggingen. 31. januar 1997

²⁸⁰ Elli Area Concept Screening Study, mars 1996.

²⁸¹ Svar fra Esso til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

²⁸² Møte mellom Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000.

²⁸³ Møte mellom Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000

²⁸⁴ Dette kapitlet er basert på områdeanalyse av Jotun utbyggingen som er presentert i kapittel 12 i PUD.

²⁸⁵ Det er per i dag installert 3 ekstra stigerør/J-rør.

²⁸⁶ Det er per i dag 3 ledige stigerørslisser.

²⁸⁷ Vurdering av plan for utbygging og drift av Jotun. Oljedirektoratet, april 1997.

I PUD ble også driftskostnadene for produksjonsskipet (FPSO), brønnhodeplattform og olje-transportanleggene oppgitt. Beregningene var basert på interne data og eksterne studier.

Nærmere om kostnadsanslagene

Ifølge PUD for Jotun var kostnadsoverslaget et 50/50-estimat, hvor det var 80 % sannsynlig at den endelige kostnaden ville avvike mindre enn 20 % fra anslaget.

Prosjektet skulle, ifølge Esso, benytte seg av tradisjonell design og teknologi. Det ble derfor ikke tatt høyde for store endringer i design eller teknologi i 50/50-estimatet. Usikkerheten i 50/50-estimatet ble ifølge Esso ivaretatt gjennom et påslag på 10 % (530 mill. kroner) for å dekke uforutsette utgifter og ved en usikkerhetspost (contingency) på komponentnivå på mellom 10 og 40 %. Esso skiller mellom design- og teknologiusikkerhet. Designusikkerhet skal dekke designutvikling som en følge av at den tekniske definisjonsgraden øker etter hvert som prosjektet skrider fram. Teknologiusikkerhet benyttes for å ta høyde for eventuelle endringer relatert til designutvikling som skyldes at det endelige designet ikke er ferdig prosjektert på estimeringstidspunktet. Teknologiusikkerhet dekker typisk den mest sannsynlige utviklingen innenfor FPSO-teknologien og ikke signifikante endringer.

Esso benyttet en deterministisk tilnærming ved beregning av usikkerhet i Jotun-utbyggingen. Kostnadsestimatet bestod av summen av alle ettpunktsanslagene, og av den grunn ble det ikke utført noen sannsynlighetsfordeling for de enkelte kostnadskomponentene.²⁸⁸ Den stokastiske tilnærmingen som PUD-veileder er basert på, ble ikke fulgt. Den deterministiske tilnærmingen som Esso benyttet, ble imidlertid akseptert av myndighetene.²⁸⁹

Esso baserte seg på selskapsspesifikke metoder og framgangsmåter i utarbeidelsen av kostnadsanslagene. Til grunn for estimatene lå erfaringsdata fra andre prosjekter både på norsk sokkel og i verden for øvrig. For å vurdere de enkelte konseptene ble det benyttet benchmarking som metodisk tilnærming. Det betyr at prosjektene/konseptene ble sammenlignet i forhold til noen utvalgte parametre. Ifølge Esso samsvarte de økonomiske beregningene med leverandørens tilbud.²⁹⁰

Bruk av erfaringsdata

På møte 6. september 2000 opplyste Esso at det i enkelte tilfeller ikke var mulig å finne sammenlignbare prosjekter eller konsepter. Erfaringsdata fra norsk sokkel på produksjonsskipløsninger var vanskelige å benytte ettersom ingen slike var ferdigstilt på det aktuelle tidspunktet. Det ble derfor benyttet erfaringsdata fra britisk sokkel. Captain og Teal/Guillermot og Gryphon som var ferdigstilt i 1996, ble brukt til dette formålet. Kostnadsestimatene for de referansene som ble benyttet fra norsk sokkel; Balder, Varg, Norne og Åsgard, indikerte at estimatet lå på riktig nivå. Ifølge Esso viste det seg i ettertid at kostnadsestimatene for flere av disse skipene var undervurdert.

Lønnsomhetsberegninger

Ifølge PUD ble de økonomiske vurderingene utført ved hjelp av konvensjonell kontantstrømanalyse. For å vise prosjektets robusthet ble det utført flere sensitivitetsanalyser. Endringer i oljepris, produksjonsprofil, kostnader og tidsplan ble analysert. I PUD ble forutsetningene for de økonomiske vurderingene presentert slik:

Inflasjon	2,5 %
Pris	Råolje: 15 og 20 1996-USD/fat (98 og 130 1996-kroner/fat, Gass: 2,44 og 3,04 1996-USD/Mbtu (0.55 og 0.70 1996-kroner/m ³)
Valutakurs	6,50 kroner/USD
Finansiering	Ingen finansieringseffekt inkludert
Skatt	Nåværende skatteregime. Full skatteposisjon på konsolidert grunnlag
Net profit interest	17,5 %, ingen carry-in
Beregning av nåverdi	100 % andel, 1996-kroner
Basisår for diskontering	1996
Diskonteringsfaktor	7 % og 10 %
CO ₂ -avgift	0.85 1996-kroner/Sm ³ brenngass

²⁸⁸ Svar fra Esso til Riksrevisjonen av 1. september 2000.

²⁸⁹ Møte mellom Riksrevisjonen og Esso 6. september 2000.

²⁹⁰ Møte mellom Riksrevisjonen og Esso 6. september 2000.

Dette viser at de økonomiske forutsetningene som lå til grunn for beregningene, var i samsvar med PUD-veilederens anbefalinger.

Tabell 4.4.4 viser internrente og nåverdi ved uli-

ke diskonteringsrenter og ulike prisforutsetninger før og etter skatt.

I tabell 4.4.5 vises balansepris²⁹¹ før og etter skatt.

Tabell 4.4.4 Økonomisk resultat, 100 % eierandel

Mill. kroner 1996	Før skatt			Etter skatt		
	Internrente (%)	Nåverdi (7 %)	Nåverdi (10 %)	Internrente (%)	Nåverdi (7 %)	Nåverdi (10 %)
20 \$/fat	39	7 465	5 838	18	1 384	892
15 \$/fat	24	3 385	2 424	11	526	144

Kilde: PUD for Jotun utbyggingen. 31. januar 1997.

Tabell 4.4.5 Oljepriser som gir dekningspunkt

Nåverdi = 0	Før skatt		Etter Skatt	
Diskonteringsfaktor	7 %	10 %	7 %	10 %
Råolje (USD/fat)	10,9	11,5	12,0	14,1
Råolje (kroner/fat)	71,0	75,0	78,0	92,0

Kilde: PUD for Jotun utbyggingen. 31. januar 1997.

Lønnsomhetsvurderingen er i henhold til PUD-veilederen. Det ble presentert nåverdi og balansepris ved alternative kalkulasjonsrenter (7 % og 10 %), før og etter skatt, og internrente før og etter skatt.

Ifølge PUD var Jotun-prosjektet lønnsomt. Det ble opplyst at prosjektet også var lønnsomt ved modera-

te svingninger i de variable parametrene. Det ble hevdet at selv når den relative virkningen av flere usikkerhetsfaktorer som trakk nedover ble lagt sammen, ville kontantstrømmen være positiv.²⁹² I tabell 4.4.6 sammenfattes sensitivitetsanalysen som ble presentert i PUD.

Tabell 4.4.6 Økonomiske resultater, forutsetninger; 20 1996-USD/fat

	Før skatt			Etter skatt		
	Internrente	Nåverdi 7%	Nåverdi 10%	Internrente	Nåverdi 7%	Nåverdi 10%
		(mill. 96-kr.)	(mill. 96-kr.)		(mill. 96-kr.)	(mill. 96-kr.)
Base case	39	7 465	5 838	18	1 384	892
Lavt reservetall ²⁹³	33	4 653	3 632	14	794	412
Høyt reservetall	42	10 512	8 143	21	2 022	1 393
- 10 % investeringer	43	7 978	6 322	20	1 509	1 036
+ 10 % investeringer	34	6 953	5 354	16	1 258	748
- 10 % driftskostnader	39	7 753	6 067	18	1 444	942
+10 % driftskostnader	38	7 188	5 615	18	1 326	843
-10 % tariffer	39	7 547	5 906	18	1 401	907
+10 % tariffer	38	7 384	5 771	18	1 367	877
Forsinket produksjonsstart	32	6 956	5 241	16	1 272	754

Kilde: PUD for Jotun utbyggingen. 31. januar 1997.

²⁹¹ Balansepris vil si den oljepris som gjør at nåverdien av prosjektet ved den valgte diskonteringsfaktor blir null.

²⁹² PUD-rapporten, kap. 11.

²⁹³ Menes her utvinnbare ressurser.

Økonomiske vurderinger i valg av utbyggingsløsning

I prosessen med å etablere en utbyggingsløsning ble 14 forskjellige alternativ vurdert og analysert. Det ble utarbeidet en økonomisk analyse med utgangspunkt i et lavt og et høyt pris-scenario for olje (Brent Blend).²⁹⁴

Produksjonsskip-alternativene kom best ut i forhold til nåverdi og ut fra internrenten. Dette skyldtes de lave investeringene og det at produksjonen kunne starte tidlig ved en slik løsning.²⁹⁵

Det ble utført sensitivitetsanalyse i forhold til løsning med produksjonsskip og subsea på to variabler, brønnvedlikehold og MODU-riggrater²⁹⁶. Det ble utarbeidet et case som forutsatte lavere frekvens på vedlikeholdet av brønner og et case som forutsatte høyere dagsrater på MODU-rigger. Det ble også utført tester i forhold til forboring der det ble konkludert med at forboring ikke var økonomisk gunstig for prosjektet selv om produksjonen kunne startet tidligere. Tilsvarende analyse ble utført i forhold til et høypris scenario. Analysen med et høypris scenario viste at produksjonsskip-alternativene scoret høyest på nåverdi og internrente.²⁹⁷

Ut fra en sammenlignende analyse av konseptenes økonomi ble det endelige konseptet valgt. Det endelige konseptet bestod av produksjonsskip med en brønnhodeplattform.

4.4.4 Myndighetenes behandling av PUD og oppfølging

Olje- og energidepartementets saksbehandling var konsentrert om fremleggelse av St.prp. nr. 65 (1996–97).²⁹⁸ I proposisjonen ble sammendrag av PUD presentert.

Oljedirektoratet anbefalte at plan for utbygging og drift av Jotun skulle godkjennes. Ifølge direktoratet hadde utbyggingen god lønnsomhet med en nåverdi på 5 117 mill. 1996-kroner og en balansepris på 11,2 USD 1996/fat ved et avkastningskrav på 7 %. Internrenten oppgis å være på 29,2 %.²⁹⁹ Oljedirektoratet var opptatt av følgende forhold i forbindelse med godkjenning av PUD:

- Vurdering av mulighet for tilknytning til Heimdal-alternativet
- Fordeling av ressurser mellom de to utvinnings-tillatelsene
- Kostnadsestimatet for produksjonsskipet var for lavt

²⁹⁴ Elli Area Concept Screening Study

²⁹⁵ PUD-vedlegg 2 s. 75.

²⁹⁶ Mobile Drilling Unit.

²⁹⁷ Elli Area Concept Screening Study kap. 5.

²⁹⁸ Utbygging og drift av Jotun samt oppfølging av St.meld. nr. 41 (1994–95) (Klimameldingen) og Innst. S. nr. 114 (1995–96).

²⁹⁹ Vurdering av plan for utbygging og drift av Jotun. April 1997.

Heimdal-alternativet

Oljedirektoratet gjennomførte en områdestudie som ble startet våren 1996, med tanke på muligheten for gjenbruk av installasjoner. I områdestudien ble flere alternativ kartlagt og vurdert i tett dialog med operatør. I tillegg til flere alternativ knyttet til Elli-området ble det med initiativ fra Elf Petroleum Norge utarbeidet et alternativ som knyttet utbyggingen av Jotun-feltet til eksisterende infrastruktur på Heimdal. Elf gjennomførte en studie for å vise økonomien i en slik løsning og leverte to tilbud til Jotun-lisensen om tilknytning til Heimdal. Analyser fra operatøren viste at Heimdal-alternativet ikke ga de gevinstene som var forutsatt. Heimdal-alternativet ville bli dyrere for Jotun-lisensen enn de andre alternativene.

Ifølge Oljedirektoratets lønnsomhetsanalyse ville Heimdal-alternativet gi en redusert nåverdi før skatt på om lag 1 mrd. kroner³⁰⁰ ved en diskonteringssats på 7 %. Prosjektets nåverdi ble lavere også hvis man tok hensyn til de samfunnsøkonomiske gevinstene ved forlenget gassproduksjon på Heimdal og utsatt fjerning av Heimdal-plattformen.³⁰¹ Etter som Heimdal var et gassfelt og Elli var et oljefelt, var det vanskelig å utnytte den potensielle synergien som lå i prosessering på Heimdal-plattformen. Hvis Heimdal-alternativet skulle utnyttes, måtte det bygges et nytt prosesseringsanlegg. Den eneste synergien lå i boligene på Heimdal-plattformen. Heimdal-alternativet ble derfor forlatt.³⁰²

Fordeling av ressursene mellom de to utvinnings-tillatelsene

Usikkerheten i reservoaret var ifølge Oljedirektoratet knyttet til seismisk kartlegging og dybdekonvertering av det mest usikre området nordvest på Elli. Denne usikkerheten hadde særlig betydning for å fastslå fordelingen av ressurser mellom de to utvinnings-tillatelsene. Oljedirektoratet ba derfor operatøren om å redegjøre for hvordan usikkerheten i dette området kunne reduseres.³⁰³ Operatøren svarte Oljedirektoratet i mars 1997 med at det ble arbeidet med å redusere usikkerheten.³⁰⁴

Kostnadsestimatet for produksjonsskipet

I Oljedirektoratets vurderinger av PUD ble det bemerket at kostnadsanslaget for produksjonsskipet var optimistisk. I vurderingen ble det framhevet at erfaringer både fra britisk og norsk sokkel hadde vist at det var stor usikkerhet knyttet til endelig ferdigstil-

³⁰⁰ I løpende kroneverdi.

³⁰¹ Møte mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen 13. september 2000.

³⁰² Møte mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen 13. september 2000.

³⁰³ Møte mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen 13. september 2000.

³⁰⁴ Brev fra Esso til Oljedirektoratet av 21. mars 1997.

lelse av produksjonsskipene, og at dette hadde bidratt til betydelige forsinkelser i flere prosjekter. Oljedirektoratet vurderte likevel estimatet som realistisk.³⁰⁵

Oljedirektoratet opplyser overfor Riksrevisjonen at de i sin dialog med operatøren bemerket det optimistiske kostnadsanslaget. Saken ble ikke fulgt opp fordi Oljedirektoratet mente de ikke hadde gode nok erfaringsdata å vurdere prosjektet i forhold til.³⁰⁶

Olje- og energidepartementets oppfølging av Jotun-utbyggingen

Olje- og energidepartementet oversendte plan for utbygging og drift av Jotun for Stortinget 16. mai 1997.³⁰⁷ I denne ble usikkerheten knyttet til kost-

nadsestimatet for FPSO og til reservoaret Tau-vest beskrevet. Departementet presenterte en vurdering av utbyggingen av Jotun med tilknytning til Heimdal. Departementet støttet Oljedirektoratets vurdering av Heimdal-alternativet og anbefalte at Jotun ikke skulle bygges ut med tilknytning til Heimdal-plattformen.

Olje- og energidepartementet utførte lønnsomhetsberegninger ut fra operatørens anslag for kostnader og produksjon, men med egne forutsetninger om prisbaner; en oljepris på 115 kroner (1997-verdi) per fat i hele produksjonsperioden. Det ble utført beregninger med 20 % lavere oljepris og 20 % høyere kostnader (investerings- og driftskostnader). Departementet slo fast at utbyggingen hadde en god samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og at prosjektet var robust overfor lav oljepris og økte kostnader.

Tabell 4.4.7 Departementets samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger for prosjektet i mill. 1997-kroner

	Nåverdi 7%	Nåverdi 10 %	Internrente %	Balansepris 7%
Før skatt, basis	5 579	4 279	41,3	69 kr/fat
20 % lavere priser	2 649	1 656	30,7	
20 % økte kostnader	4 393	2 813	32,8	79 kr/fat

Kilde: St.prp .nr. 65 (1996–97).

Jotun-utbyggingen er ikke eksplisitt omtalt i departementets framlegg for Stortinget etter at vedtak om utbygging ble fattet. Økte kostnadsanslag er blitt innarbeidet på akkumulert nivå under bevilgninger over SDØEs budsjett. Feltet er imidlertid omtalt i NOU 1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, men ikke i den etterfølgende St.meld. nr. 37 (1998–99).³⁰⁸

Ifølge departementet blir alle prosjekter fulgt opp i den forstand at departementet regelmessig har observatører i styringskomiteen og mottar styringskomiteens dokumentasjon. Referatene fra møtene i

styringskomiteene blir rutinemessig sendt til departementet. Departementet krever å bli informert særskilt om saker av vesentlig betydning.³⁰⁹

I forhold til Jotun var oppmerksomheten i den kontakten departementet hadde med operatøren i begynnelsen særlig knyttet til utviklingen på Balder. Men i forbindelse med de særskilte møtene departementet hadde med operatøren om Balder, ble også utviklingen for Jotun berørt. Ifølge departementet³¹⁰ gjennomgikk Esso detaljert planene selskapet hadde for å få kontroll over prosjektets kostnadsutvikling.

³⁰⁵ Vurdering av plan for utbygging og drift av Jotun. Oljedirektoratet, april 1997.

³⁰⁶ Møte mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen 13. september 2000.

³⁰⁷ St.prp. nr. 65 (1996–97).

³⁰⁸ Om Olje- og gassvirksomheten; oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskriftene i Åsgardkjeden.

³⁰⁹ Møte mellom Olje- og energidepartementet og Riksrevisjonen 12. september 2000.

³¹⁰ Svar fra Olje- og energidepartementet til Riksrevisjonen av 5. desember 2000.

5 Vurderinger

Undersøkelsen viser at myndighetene har avgrenset sin rolle i oppfølgingen av utbyggingsprosjektene til å innhente og bearbeide informasjon som blant annet benyttes i rapporteringen til Stortinget. Departementets oppfølging har derfor vært begrenset og har ikke vært innrettet mot å styre utviklingen i prosjektene. Ifølge petroleumsløven har myndighetene anledning til å kreve fremlagt ny eller endret PUD hvis det foreligger vesentlige avvik eller endringer av forutsetningene for fremlagt eller godkjent plan. I praksis blir denne myndigheten i liten grad benyttet, fordi fremleggelse av ny eller revidert PUD kan være tid- og kostnadskrevende for prosjektet.

Myndighetenes praksis for oppfølging av utbyggingsprosjektene synes rimelig ut ifra at det er rettighetshaverne som er ansvarlige for den løpende oppfølgingen og gjennomføringen av prosjektene. Myndighetene har muligheter for å påvirke prosjektene hovedsakelig i planleggingsfasen og ikke i gjennomføringsfasen. Myndighetenes godkjenning av PUD blir derfor et viktig virkemiddel for å sikre statlig innflytelse i prosjektene.

Myndighetene har først og fremst vært opptatt av samfunnsøkonomien i prosjektene, som blant annet kjennetegnes av at inntektene over tid er store og større enn investeringene. Det vil derfor være naturlig at aktørenes fokus i første rekke rettes mot inntektsgrunnlaget. På den andre siden kan en slik prioritering føre til at kostnadsanslagene tillegges for liten vekt. Ifølge myndighetene har rettighetshaverne ansvaret for utarbeidelsen av kostnadsanslagene. Det legges imidlertid til grunn at departementet har et ansvar for at det beslutningsgrunnlaget som legges fram for Stortinget, har blitt tilstrekkelig utredet, og at departementet i kraft av lovverket har myndighet til å kreve at utbyggingsprosjektene utredes tilstrekkelig før godkjenning. Dette gjelder også kostnads-siden og håndteringen av usikkerhet i prosjektene.

Olje- og energidepartementet orienterte i St.meld. nr. 2 (1992–93) om at alle kostnadsestimater som er grunnlag for myndighetenes behandling, skal inneholde 50/50-estimer og estimer som angir usikkerheten i investeringene.³¹¹ Departementet oppgir i stortingsmeldingen at i en beslutningssituasjon vil det normalt legges spesiell vekt på 50/50-estimatene.

Undersøkelsen viser at myndighetene i liten grad har etterspurt eller stilt spørsmål ved kostnadsanslagene og usikkerhets- og følsomhetsanalysene i prosjektene. Samtidig viser undersøkelsen svakheter ved disse beregningene i Åsgard- og Visund-prosjektet. Et generelt trekk er at det er vanskelig å finne en sammenheng mellom den tekniske usikkerheten i prosjektene og den usikkerheten som oppgis i forbindelse med kostnadsanslagene. Dette reiser spørsmål om departementet i tilstrekkelig grad har sørget for at det har blitt utarbeidet realistiske kostnadsestimater og usikkerhets- og følsomhetsanalyser i prosjektene.

En gjennomgang av 32 prosjekter som ble satt i gang på 1990-tallet, viser at 30 av disse har opplevd kostnadsøkninger i forhold til de anslagene som ble lagt til grunn for myndighetenes behandling. For 16 av de 30 prosjektene har økningen vært større enn 20 %. Dette indikerer at kostnadsestimatene i prosjektene ikke har hatt en tilstrekkelig kvalitet, og sammen med resultatene fra gjennomgangen av Åsgard- og Visund-prosjektet, kan det stilles spørsmål om myndighetenes praksis for godkjenning av utbyggingsprosjektene er tilfredsstillende.

Beregning av kostnadsanslagene

I de beslutningsgrunnlagene som er undersøkt, mangler en helhetlig framstilling av hvordan rettighetshaverne kom fram til 50/50-estimatene. Det presenteres samlede kostnadsanslag, og det blir oppgitt enhetsrater for noen elementer i kostnadsanslagene, men dette har ikke vært tilstrekkelig for å kunne etterprøve anslagene på et overordnet nivå. Det kan derfor stilles spørsmål ved i hvilken grad myndighetene har kunnet gå igjennom de kostnadsanslagene som ble lagt fram for Stortinget.

Det legges til grunn at kostnadsanslagene skal være realistiske og i tråd med sunne økonomiske prinsipper. Resultatene fra gjennomgangen viser mangler ved beregningene. Det blir oppgitt i prosjektene at estimatene er basert på erfaringstall. Undersøkelsen viser at i Åsgard-prosjektet, og i en viss grad i Visund-prosjektet, ble erfaringstallene kuttet med en prosentvis sats grunnet NORSOK, uten at det vises til beregninger. NORSOK hadde som målsetting å redusere tids- og kostnadsbruken i prosjektene med 40–50 %. Det er videre vanskelig å se at den omfattende teknologiutviklingen som ble forutsatt i Åsgard-prosjektet, har blitt tilstrekkelig reflektert og drøftet i kostnadsestimatene.

³¹¹ Et 50/50-estimat er et estimat med lik sannsynlighet for overskridelse som underskridelse. Estimer for å belyse usikkerheten i prosjektenes kostnadsestimater kan være 10/90- og 90/10-estimer, se kapittel 3 Revisjonskriterier.

Kostnadsanslagene ble også begrunnet med hvilke anslag andre samtidige og sammenlignbare utbyggingsprosjekter opererte med. Oljedirektoratet oppgir at den kvalitetssikring direktoratet gjennomfører av kostnadsanslagene, i hovedsak er basert på slike sammenligninger. Dersom disse prosjektene forutsetter teknologiutvikling og i tillegg har gjennomført prosentvise kutt på sine estimater uten nærmere økonomiske analyser, kan det settes spørsmålstegn ved verdien av slike kostnadssammenligninger.

Usikkerhets- og følsomhetsanalyser

I planleggingsgrunnlaget for Åsgard-prosjektet ble det oppgitt at kostnadsestimater hadde en usikkerhet på $\pm 20\%$ med et sikkerhetsnivå på 80% . Det ble ikke presentert usikkerhetsposter eller presentert 10/90- og 90/10-estimater i PUD. Undersøkelsen viser at slike usikkerhetsanalyser ble utført i underlagsdokumentasjonen, men det kan stilles spørsmål ved holdbarheten til disse beregningene. Usikkerhetsanalysene viste at det var svært lav usikkerhet knyttet til feltinvesteringene, selv om det ble forutsatt omfattende teknologiutvikling. Det ble for eksempel ikke gitt en omtale eller redegjort for den store usikkerheten knyttet til SWATH-konseptet i usikkerhetsanalysene. Det er heller ingen klar sammenheng mellom usikkerhetsanalysene i underlagsdokumentasjonen og den usikkerheten som oppgis i PUD.

Det ble gjennomført følsomhetsanalyser i Åsgard-prosjektet, der én og én forutsetning ble endret og der flere forutsetninger ble endret samtidig. Det ble blant annet gjennomført analyse av hvordan 20% økte investeringskostnader ville påvirke lønnsomheten i prosjektet. Det ble imidlertid ikke gjennomført følsomhetsanalyser for flere vesentlige faktorer. Det ble for eksempel ikke tatt høyde for sentrale usikkerhetsmomenter som SWATH og stigerør. Det ble heller ikke gjennomført følsomhetsanalyser for hvordan et lavere tildelt gassallokeringsvolum enn det rettighetshaverne søkte om, ville påvirke lønnsomheten i prosjektet. Det ble klart signalisert fra myndighetene høsten 1995 at et lavere gassallokeringsvolum kunne bli tildelt. Oljedirektoratet etterspurte ikke økonomiske usikkerhetsanalyser eller mer omfattende følsomhetsanalyser.

Usikkerhetsanalyser ble ikke presentert i PUD for Visund, utover at kostnadsanslaget oppgis å være et estimat med like stor sannsynlighet for overskridelse som underskridelse. I stortingsproposisjonen for Visund-utbyggingen ble usikkerhet knyttet til kostnadsanslaget ikke omtalt. I et vedlegg til PUD ble usikkerhetsområdet for plattformen anslått til $6\text{--}10\%$, uten at sikkerhetsnivået ble omtalt, og uten at det ble vist til usikkerhetsberegninger. Usikkerhetsanalysene i underlagsdokumentasjonen er gjennomgått og vurderes som å være utført i et beskjedent omfang. Analysene viste et svært lite usikkerhetsområde for plattformen, og det går ikke fram

hvordan den tekniske usikkerheten ble tatt hensyn til. Det kan derfor stilles spørsmål ved holdbarheten til disse beregningene.

Det ble utført følsomhetsanalyser for enkelte variable i Visund-prosjektet, men det ble ikke gjennomført en analyse av hvordan endrede investeringer kunne påvirke prosjektøkonomien. Oljedirektoratet etterspurte ikke usikkerhets- og følsomhetsanalyser fra rettighetshaverne og gjennomførte heller ikke egne følsomhetsanalyser for investeringene. I forbindelse med Åsgard-prosjektet foretok Oljedirektoratet slike beregninger. I prosessen som ledet fram til PUD, konkurrerte to grupperinger blant rettighetshaverne om å komme fram til den beste samfunnsøkonomiske løsningen. Oljedirektoratet kunne dermed ha en mer nøytral rolle overfor rettighetshaverne før PUD ble levert til myndighetene. Direktoratets nøytrale rolle kan i utgangspunktet synes rimelig, men det reises spørsmål ved om en slik rolle har gått på bekostning av myndighetenes kvalitetssikring av PUD.

Det ble ikke presentert 10/90- og 90/10-estimater i PUD for Jotun-utbyggingen, men operatøren hadde en ryddig prosess i forkant med Oljedirektoratet, der operatøren har fått godkjennelse for å presentere usikkerhetsanalyser basert hovedsakelig på operatørens historiske erfaringer.

Håndtering av usikkerhet i petroleumsressursene

Undersøkelsen viser at usikkerheten i petroleumsressursene i stor grad knyttet seg til volumanslag for de tilstedeværende ressursene, og til i hvilken grad ressursene var teknisk og økonomisk utvinnbare. I de tre utbyggingsprosjektene ble det gjennomført reservoaranalyser for å redusere usikkerheten i volum og sammensetningen av de tilstedeværende og utvinnbare petroleumsressursene.

I Visund- og Jotun-utbyggingene ble store deler av arbeidet med å redusere usikkerheten i petroleumsressursene gjennomført før PUD ble levert til departementet. I Åsgard-utbyggingen ble en del tiltak for å redusere usikkerheten i petroleumsressursene forskjøvet slik at utfordringene til en viss grad måtte løses i gjennomføringsfasen. Kunnskapen om reservoaret var derfor begrenset ved innleveringen av PUD for Åsgard. Dette resulterte i endringer i utvinningsstrategien underveis i gjennomføringen av prosjektet som igjen resulterte i mer kompliserte brønner og økte kostnader.

Gjennomgangen viser at Oljedirektoratet i utgangspunktet var skeptisk til den reservoarmessige usikkerheten i Åsgard-feltet. Det ble stilt spørsmål om hvorvidt den foreslåtte utbyggingsløsningen var robust nok i tilfelle utvunnet mengde petroleum ble mindre enn planlagt, eller at kostnadene med utvinning ble høyere. I direktoratets vurdering av PUD ble det derfor fremsatt krav om at operatøren skulle

iverksette tiltak for å redusere usikkerheten i reservoaret. Tiltakene ble utført, men det var fremdeles betydelig usikkerhet forbundet med reservoaret ved innlevering av PUD.

Det kan derfor synes som om den PUD som ble levert til departementet, var umoden ettersom kunnskapen om reservoaret på det tidspunktet var begrenset. Dette kan skyldes tidspresset i planleggingsfasen, fordi rettighetshaverne var avhengige av å levere en PUD for å få tildelt kontrakter for salg av gass i gassallokeringsrunden i 1995. Dette medførte at operatøren fikk begrenset tid til å fremskaffe data, bygge reservoarmodeller og gjennomføre reservoaranalyser. Det kan reises spørsmål om Olje- og energidepartementet burde ha stilt krav om grundigere undersøkelser av reservoaret før PUD ble godkjent.

Valg av utbyggingsløsninger

I Visund- og Jotun-utbyggingen er de alternative utbyggingsløsningene utredet og presentert i tråd med anbefalingene i PUD-veilederen. Prosessen som ledet fram til den valgte utbyggingsløsningen, framstår som ryddig og er godt presentert i PUD. I PUD for Jotun-utbyggingen ble blant annet 14 alternativer presentert og rangert i forhold til tekniske og økonomiske kriterier.

I PUD for Åsgard-utbyggingen ble ikke alternative konsepter vurdert eller rangert i det omfang som PUD-veilederen anbefaler. Det var kun den valgte utbyggingsløsningen som ble presentert. Prosessen som førte fram til endelig valg av utbyggingsløsning, er heller ikke presentert i PUD. En PUD med alternative konsepter ville gitt et mer fullstendig beslutningsgrunnlag.

Håndtering av usikkerhet i de tekniske løsningene

Undersøkelsen har ikke avdekket vesentlige mangler i planleggingsgrunnlaget for de tekniske løsningene for Visund og Jotun. I PUD for Visund-utbyggingen ble det imidlertid ikke foretatt usikkerhetsanalyser med hensyn på forsinkelser i forboringsprogrammet. Disse forsinkelsene bidro i stor grad til kostnadsoverskridelsene knyttet til boring og komplettering.

I gjennomgangen av PUD for Åsgard-utbyggingen

ble det avdekket vesentlige mangler i planleggingsgrunnlaget for de tekniske løsningene. Det forelå for eksempel begrenset informasjon om forventede produksjonsrater, egenskaper ved brønnstrømmen og krav til dekkarrangement. Denne usikkerheten i planleggingsgrunnlaget ble redusert ved fleksible utbyggingsløsninger, det vil si at feltinstallasjonene ble planlagt med reservekapasitet i forhold til estimert behov.

Undersøkelsen viser imidlertid at dekksvekten på både Åsgard A og Åsgard B økte betydelig i forhold til anslagene i PUD. Dekksvekten på Åsgard B ble underestimert fordi konstruksjonen av denne var basert på Njord-plattformen som ble planlagt med betydelig kortere levetid og utsatt for andre miljøkrefter enn Åsgard B. Det er derfor grunn til å stille spørsmål om Oljedirektoratet burde ha stilt krav til at det ble gjennomført egne utmattingsberegninger, istedenfor å akseptere utmattingsberegningene for Njord-plattformen.

Åsgard-utbyggingen var i stor grad basert på utvikling av ny og kompleks teknologi. Dette gjelder blant annet bruk av det ukvalifiserte fartøyet SWATH for å foreta komplettering og vedlikehold av brønnene, bruk av fleksible stigerør og utstrakt bruk av havbunnsløsninger. Til tross for at utbyggerne i planleggingsfasen erkjente at de tekniske løsningene representerte en teknologisk utfordring, ble det ikke presentert usikkerhetsvurderinger i PUD med hensyn på konsekvenser dersom teknologiutviklingen ikke førte fram til kvalifiserte løsninger tidnok. Når det gjelder SWATH-konseptet, ble ikke alternative løsninger presentert i PUD.

Undersøkelsen viser at Oljedirektoratet, i sine vurderinger av PUD for Åsgard, var skeptisk til at man i så stor grad baserte seg på løsninger som krevde teknologiutvikling. Skepsisen var blant annet rettet mot utstrakt bruk av havbunnsløsninger. Rettighetshaverne ble bedt om å vurdere andre løsninger som var beheftet med mindre usikkerhet. Dette ble gjort uten at det medførte endring i valg av tekniske løsninger, noe som ble akseptert av myndighetene fordi dette kunne gi et teknologisk løft til industrien.

Konsekvensene av en eventuell manglende teknologiutvikling på de områdene hvor dette var forutsatt, ble ikke omtalt i proposisjonen for Åsgard-utbyggingen.

Vedlegg**Dokumentoversikt****Stortingsmeldinger**

- St.meld. nr. 80 (1981–82) Om kostnadsanalysen Norsk Kontinentalsokkel
- St.meld. nr. 73 (1983–84) Om organisering av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten
- St.meld. nr. 2 (1992–93) Revidert nasjonalbudsjett 1993
- St.meld. nr. 46 (1997–98) Olje- og gassvirksomheten
- St.meld. nr. 37 (1998–99) Tillegg til St.meld. nr. 46 (1997–98) om Olje- og gassvirksomheten, oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskridelser i Åsgardkjeden
- St.meld. nr. 39 (1999–2000) Olje- og gassvirksomheten

Proposisjoner

- St.prp. nr. 98 (1983–84) Om modernisering av Mongstad-raffineriet
- St.prp. nr. 25 (1994–95) Utbygging og drift av Nornefeltet. Økt statlig deltakelse i enkelte felt
- St.prp. nr. 36 (1994–95) Om disponering av innretningene på Nordøst Frigg og salg av statlige eierdeler i Smørbukk og Smørbukk Sør
- St.prp. nr. 54 (1994–95) Utbygging og drift av Njordfunnet, fastsettelse av statlig eierandel for feltene Draugen og Brage samt orientering om NORSOK-arbeidet
- St.prp. nr. 50 (1995–96) Olje- og gassvirksomheten, utbygging og drift av Åsgardfeltet samt disponering av innretningene på Odinfeltet og Innst. S. nr. 251 (1995–96)
- St.prp. nr. 32 (1995–96) Utbygging og drift av Visundfunnet
- Ot.prp. nr. 43 (1995–96) Om lov om petroleumsvirksomhet
- St.prp. nr. 15 (1996–97) Om endringer av løyvinger på statsbudsjettet for 1996 og andre saker under Nærings- og energidepartementet
- St.prp. nr. 65 (1996–97) Utbygging og drift av Jotun samt oppfølging av St.meld. nr. 41 (1994–95) (Klimameldingen) og Innst. S nr. 114 (1995–96)
- St.prp. nr. 65 (1997–98) Omprioriteringer og tilleggsbevilgninger på statsbudsjettet
- St.prp. nr. 1 (1997–98) Olje- og energidepartementet
- St.prp. nr. 1 (1997–98) Tl. 3 (1997–1998) Endring av St.prp. nr. 1 om statsbudsjettet medregnet folketrygden 1998
- St.prp. nr. 23 (1998–99) Om endringer av bevilgninger på statsbudsjettet for 1998 under Olje- og energidepartementet
- St.prp. nr. 8 (1998–99) Utbygging av Huldra, SDØE-deltakelse i Vestprosess, kostnadsutviklingen for Åsgard m.v. og diverse disponeringssaker
- St.prp. nr. 53 (1999–2000) Utbygging av Kvitebjørn og Grane, disponering av installasjonene på Tommeliten Gamma og Lille-Frigg samt status for kostnadsutviklingen for Åsgardkjeden
- St.prp. nr. 1 (1999–2000) Olje- og energidepartementet
- St.prp. nr. 1 (2000–2001) Statsbudsjettet medregnet folketrygden
- St.prp. nr. 19 (2000–2001) Om endringer av løyvinger på statsbudsjettet for 2000 m.m. under Olje- og energidepartementet

Komiteinnstillinger

- Innst. S. nr. 321 (1983–84) Om organiseringen av statens deltagelse i petroleumsvirksomheten
- Innst. S. nr. 104 (1991–92) Statens samlede engasjement i petroleumsvirksomheten i 1992
- Innst. S. nr. 197 (1994–95) Utbygging og drift av Njordfunnet, fastsettelse av statlig eierandel for feltene Draugen og Brage samt orientering om NORSOK-arbeidet
- Innst. S. nr. 161 (1995–96) Utbygging av Visund-funnet
- Innst. S. nr. 248 (1996–97) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om utbygging og drift av Jotun
- Innst. S. nr. 51 (1998–99) Endringer på statsbudsjettet for 1998 under kapitler administrert av Olje- og energidepartementet
- Innst. S. nr. 67 (1999–2000) Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om tillegg til St.meld. nr. 46 (1997–1998) om Olje- og gassvirksomheten; Del IV Investeringsutvalgets rapport og Del V Kostnadsoverskridelsene i Åsgardkjeden

Norges offentlige utredninger

- NOU 1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen
- NOU 2000:18 Skattlegging av petroleumsvirksomhet

Lov- og regelverk og veiledninger

- Kongeriget Norges Grundlov
- Lov 22. mars 1985 nr. 11 (petroleumsloven)
- Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven)
- Genevekonvensjonens art. 2 nr. 1 og Havrettstraktatens art. 77 nr. 1
- Utredningsinstruksen – Instruks om utredning av konsekvenser, foreleggelse og høring ved arbeidet med offentlige utredninger, forskrifter, proposisjoner og meldinger til Stortinget. Fastsatt ved kongelig resolusjon 16. desember 1994
- Økonomiregelverket for staten. Fastsatt av Finansdepartementet 24. oktober 1996
- Veiledning for arbeid med programanalyser, Finansdepartementet 1977, R-504
- Veiledning til utforming av innhold i plan for utbygging og drift. Oljedirektoratet, 6. september 1990
- Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum (PAD). Oljedirektoratet, 18. mai 2000

Rapporter og faglitteratur

- Riksrevisjonens notat av 12. november 1987 vedrørende kalkulerte overskridelser av investeringsrammen for modernisering og utvidelse av Mongstad-raffineriet
- Norsk kontinentalsokkels konkurranseposisjon. NORSOK Hovedrapport, februar 1995
- Styring av statlige investeringer. Rapport fra interdepartemental arbeidsgruppe ledet av Finansdepartementet, 1999
- Fakta 2000 Norsk petroleumsvirksomhet. Olje- og energidepartementet
- Praktisk prosjektstyring. Asbjørn Rolstadås, 1993
- Praktisk prosjektledelse bind I. Per Willy Hetland, 1994

Korrespondanse mellom Olje- og energidepartementet og Riksrevisjonen

- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Olje- og energidepartementet av 10. september 1999
- Verifisert referat av møte mellom Riksrevisjonen og Olje- og energidepartementet 6. oktober 1999
- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Olje- og energidepartementet av 30. august 2000
- Kostnadsoverskridelser på kontinentalsokkelen. Svar fra Olje- og energidepartementet av 20. oktober 2000 vedrørende verifisert referat fra møte 12. september 2000
- Svar fra Olje- og energidepartementet av 18. september 2000
- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Olje- og energidepartementet av 5. desember 2000

Korrespondanse mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen

- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Oljedirektoratet av 9. september 1999
- Verifisert referat fra møte mellom Riksrevisjonen og Oljedirektoratet 27. mars 2000
- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Oljedirektoratet av 30. august 2000
- Kommentarer til referat fra møte mellom Oljedirektoratet og Riksrevisjonen 13. september 2000. Svar fra Oljedirektoratet av 9. oktober 2000
- Kommentarer til rapportutkast «Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun.» Svar fra Oljedirektoratet av 5. desember 2000

Korrespondanse mellom Statoil og Riksrevisjonen

- Kostnadsoverskridelser på norsk sokkel. Svar fra Statoil av 11. august 2000
- Kostnadsoverskridelser på norsk sokkel. Svar fra Statoil av 23. august 2000
- Svar fra Statoil av 1. september 2000 vedrørende svar på oppfølgingsspørsmål
- Svar fra Statoil av 8. september 2000
- Åsgard kapasiteter. Svar fra Statoil av 27. september 2000
- Kommentarer til referat fra møte mellom Statoil og Riksrevisjonen 13. september 2000. Svar fra Statoil av 20. oktober 2000

- Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun. Svar fra Statoil av 21. november 2000 vedrørende verifisering av faktadel

Korrespondanse mellom Norsk Hydro og Riksrevisjonen

- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Norsk Hydro av 25. august 2000
- Svar fra Norsk Hydro av 15. september 2000
- Kostnadsoverskridelser på norsk kontinentalsokkel. Svar fra Norsk Hydro av 19. september 2000 vedrørende verifisering av referat fra møte 31. august 2000
- Visund-utbyggingen. Svar fra Norsk Hydro av 7. november 2000 vedrørende verifisering av faktadel
- Kommentarer til Riksrevisjonens undersøkelse av kostnadsoverskridelser i feltutbyggingene Åsgard, Visund og Jotun. Svar fra Norsk Hydro av 21. november 2000 vedrørende verifisering av faktadel
- Svar fra Norsk Hydro 5. desember 2000

Korrespondanse mellom Esso Norge og Riksrevisjonen

- Informasjon vedrørende Jotun-utbyggingen. Svar fra Esso til Riksrevisjonen av 1. september 2000
- Kommentarer til referat fra møte mellom Esso og Riksrevisjonen 6. september 2000. Svar fra Esso av 27. september
- Jotun-utbyggingen. Svar fra Esso av 6. november 2000 vedrørende verifisering av faktadel

Planer, rapporter, brev og interne notater for Åsgard-utbyggingen

- Halvårsrapportene for Åsgard fra 1995 til 2000
- Åsgard Field Development - Cost Estimating Methodology and Schedules, august 1995
- Handout. Møte i feltutviklingskomiteen nr. 5, 11. mai 1995
- Møtereferat i feltutviklingskomiteen, 14. november 1995
- Plan for utbygging og drift. Åsgard, desember 1995
- Åsgard. Plan for Development and Operation - Support Document II Reservoir and Production Engineering, desember 1995
- Åsgard. Plan for Development and Operation - Support Document III Field Installations, desember 1995
- Vurdering av feltutviklingsplan for Åsgard. Novatech, 21. desember 1995
- Vurdering av plan for utbygging og drift av Åsgard. Oljedirektoratet, januar 1996
- Plan for utbygging og drift av Åsgard. Brev fra Oljedirektoratet til Statoil av 24. januar 1996
- Åsgard - Plan for utbygging og drift. Brev fra Statoil til Oljedirektoratet av 26. januar 1996
- Project Cost Estimate and Schedules, februar 1996
- Global styrkeanalyse av SWATH uten hull. Det Norske Veritas (Report No. 96–0128), februar 1996
- Sluttrapport for SWATH-prosjektet. Det Norske Veritas (Report No. 96–0337), oktober 1996
- Åsgard. PUD og gassallokering. Sentrale notater og brev. Oljedirektoratet, mars 1996
- Åsgard gasseskport. Brev fra Statoil til Oljedirektoratet av 7. mars 1996
- Tildeling av leveranseforpliktelser under inngåtte gassalgskontrakter. Brev fra Statoil til Olje- og energidepartementet av 7. mars 1996
- Åsgard gasseskport. Brev fra Oljedirektoratet til Statoil av 26. mars. 1996
- Lysark fra møte mellom Oljedirektoratet og Statoil 28. mars 1996
- Åsgard – plan for utbygging og drift. Brev fra Statoil til Oljedirektoratet av 29. mars 1996
- Tildeling av leveranseforpliktelser under inngåtte gassalgskontrakter. Brev fra Olje- og energidepartementet til Statoil av 26. april 1996
- Utbygging av Åsgard m.v. Brev fra Olje- og energidepartementet til Statoilstyret av 19. mars 1999
- Utbygging av prosjektene i Åsgardkjeden, herunder Åsgardfeltet, Åsgard transport, Kårstø-utbyggingen og Europipe II. Brev fra Statoilstyret til statsråden av 7. april 1999
- Oljedirektoratets vurdering av Åsgardutbyggingen. Brev fra Oljedirektoratet til Olje- og energidepartementet av 23. april 1999
- Pressemelding nr. 25/99 fra Olje- og energidepartementet 23. april 1999
- Vurdering av Statoilstyrets redegjørelse 27. april 1999. Brev fra Oljedirektoratet til Olje- og energidepartementet av 7. mai 1999
- Åsgard gjennomgang – Status og kostnadsutvikling PUD-CCE7. Oljedirektoratet, august 1999
- Åsgard gjennomgang – Status og kostnadsutvikling PUD-CCE8. Oljedirektoratet, oktober 1999
- Åsgard gjennomgang – Status og kostnadsutvikling PUD-CCE9. Oljedirektoratet, juni 2000

Planer, rapporter og interne notater for Visund-utbyggingen

- Referat fra styringskomiteen, møte nr. 20, 16. desember 1994
- Referat fra teknisk komite, møte nr. 14, 17. februar 1995
- Referat fra teknisk komite, møte nr. 15, 15. mars 1995
- Referat fra teknisk komite, møte nr. 18, 18. september 1995
- Visund - Plan for Development and Operations, september 1995
- Visund Design Basis, Semisubmersible Production Unit with Drilling Facilities, 21–00-NH-X02–000031, Rev. 08M, 17. november 1995
- Visund – vurdering av plan for utbygging og drift. Oljedirektoratet, desember 1995
- Visund Data Base, 21–00-NH-K15–00031, Rev. 07M
- Operations Functional Requirements, 21–00-NH-J02–00001
- Visund Process Design, 21–00-1A-NH-C15–00001
- Review of Design Basis for Optional or Future Equipment Installation on Visund, 21–1A-HM-A15–00001
- Cost Estimate Report, 7. april 1995
- Cost Estimate Report PDO Concept, 18. desember 1995
- Concept Selection Report
- Visund revidert budsjett juni 1999 (CCE7)
- www.hydro.no (U&P), Visund 7. april 2000
- Kostnadsoverskridelser norsk sokkel - borekostnader Visund-prosjektet. Lysark presentert i møte med Norsk Hydro 31. august 2000

Planer, rapporter, brev og interne notater for Jotun-utbyggingen

- Elli Area Concept Screening Study, mars 1996
- Plan for Development and Operation, Geological Conditions Volume 1, januar 1997
- Jotun Field Development Design Basis Memorandum, 20. mars 1997
- Jotun Utbyggingen – Plan for utbygging og drift, januar 1997
- Jotun PDO. Brev fra Esso til Oljedirektoratet av 21 mars 1997
- Vurdering av plan for utbygging og drift av Jotun. Oljedirektoratet, april 1997
- Project cost summaries - fra månedsrapportene 1997, 1998, 1999