



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:	Vårsemesteret, 2014
Industriell økonomi	Åpen
Forfatter: Sandra Blikeng (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Petter Osmundsen	
Veileder(e):	
Tittel på masteroppgaven: Årsaker til kostnadsoverskridelser på norsk sokkel – En teoretisk analyse	
Engelsk tittel: Reasons for cost overruns on the Norwegian Continental Shelf - A theoretical analysis	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Prosjektledelse Kontraktstrategi Kostnadsanalyse	Sidetall: 60 + vedlegg/annet: 0 Stavanger, dato/år

Universitetet i Stavanger

**Årsaker til kostnadsoverskridelser på norsk sokkel
– En teoretisk analyse**

Masteroppgave

av

Sandra Fasteland Blikeng

2014

_____, _____
Dato, Sandra Fasteland Blikeng

Forord

Arbeidet med denne oppgaven har vært spennende, utfordrende og ikke minst lærerikt. Jeg har gjennom dette arbeidet fått en større forståelse for fagene jeg har tatt gjennom masterstudiet for industriell økonomi, og da spesielt innenfor mine spesialiseringer i kontraktstrategi og prosjektledelse. Jeg er overbevist om at ny tilegnet kunnskap vil komme meg til gode videre i arbeidslivet.

Spesielt ønsker jeg å takke min veileder Petter Osmundsen for hans tid, gode tips og tilbakemeldinger gjennom denne prosessen. Hans kompetanse, erfaring og forståelse for faget har vært uunnværlig for å få meg på riktig spor når jeg har stått fast, og jeg setter stor pris på hans engasjement og hjelpen jeg har fått.

Jeg vil også takke Erik Rundell Nilsen og Kalmar Ildstad ved Oljedirektoratet for en informativ samtale i starten av dette arbeidet. De hjalp meg med å få et oversiktlig bilde av problemstillingen, og ga meg tips til veien videre og utforming av oppgaven.

Mine foreldre, Bente Blikeng og Frode Fasteland fortjener en stor takk for god støtte, diskusjoner, korrekturlesing og forslag til strukturforbedring gjennom arbeidet med denne oppgaven. Sist men ikke minst vil jeg også nevne venner og medstudenter og takke for kaffepauser, oppmuntring og motivasjon gjennom 5 fantastiske år ved Universitetet i Stavanger!

Sandra Blikeng

13.06.14

Sammendrag

Årsaker til kostnadsoverskridelser på norsk sokkel har vært en problemstilling siden slutten av 90 tallet. Allerede den gang opplevde flere prosjekter store kostnadsoverskridelser og Investeringsutvalget fikk i 1998 i oppgave å analysere investeringsutviklingen på norsk sokkel. Det ble den gang påpekt at noen av hovedgrunnene for kostnadsoverskridelsene var urealistiske PUD estimater grunnet overdreven optimisme, for kort prosjektplanlegging og dårlig oppfølging, samt svikt i verftenes forståelse av kompleksitet og gjeldende standarder og regelverk. I dag, 15 år senere, har problematikken igjen blitt satt på dagsorden med bakgrunn i at 4 utbyggingsprosjekter på norsk sokkel har stått for overskridelser på over 40 milliarder kroner, og det viser seg at overaskende lite har skjedd siden Investeringsutvalget gjorde sin analyse.

Oppgaven gjør en beskrivelse og faglig evaluering av to kostnadsstudier gjort i 2013 angående dette temaet. «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel» og «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft», utgitt av henholdsvis Oljedirektoratet og Rystad Energy.

Arbeidet har avdekket mangler i begge rapportene. Oljedirektoratet gjennomgår 5 prosjekter, hvorav 3 av disse er prosjekter med ekstreme kostnadsoverskridelser som ikke er representative for et gjennomsnittlig prosjekt. Rystad Energy går gjennom ett større utvalg på 22 prosjekter, men er ikke konsekvente på om de har med ekstremtilfellene eller ikke. Forfatter stiller seg kritisk til utvalget prosjekter kostnadsstudiene har gjennomgått og mener at dataomfanget er relativt begrenset for begge studiene. Rapportene konkluderer sterkt i hver sin retning, og forfatter mener at sammenhengen mellom resultater og utsagn er noe uklar, og at Oljedirektoratet og Rystad Energy av den grunn burde vært mer forsiktig med å generalisere konklusjonene.

Den teoretiske drøftingen gjort i denne oppgaven viser at dette er en problemstilling hvor det ikke finnes en entydig konklusjon. Det er en rekke faktorer som påvirker utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Valg av kontraktstrategi, kommunikasjon og forståelse av norske standarder og regelverk, integrasjon mellom operatør og leverandør samt prosjektplanlegging og oppfølging er viktige faktorer som spiller inn på om prosjektene lykkes eller ikke. Med bakgrunn i den teoretiske analysen av rapportene konkluderes det derfor med at geografisk plassering av verft ikke er direkte knyttet opp mot kostnadsoverskridelsene, men at det kan antas å ha betydning for faktorene nevnt ovenfor, og derfor indirekte ha betydning for kostnadsoverskridelsene.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	iii
Sammendrag.....	iv
Innholdsfortegnelse.....	vi
Tabeller.....	viii
Figurer.....	ix
1: Innledning.....	1
2: Teorigrunnlag.....	4
2.1. Gjennomføringsprosessen for olje og gass prosjekter.....	4
2.1.1 Anskaffelser til norsk kontinentalsokkel.....	5
2.2 Kontraktsteori.....	6
2.2.1. Generel kontraktsoppbygging for offshoreprosjekter.....	6
2.2.2. Totalkontrakter.....	9
2.2.3. Standardkontrakter.....	11
Norsk Totalkontrakt 2000.....	11
Norsk Totalkontrakt 07.....	11
2.3 Insentivteori.....	12
2.3.1 Kompensasjonsformater.....	14
2.3.2. Kontraktsforhold.....	17
2.3.4. Asymmetrisk informasjon.....	18
2.3.5 Endringsordre.....	19
2.4 Prosjektstyring, oppfølging og kontroll.....	20
3: Diskusjon.....	24
3.1 «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel» og «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft» - En analyse av rapportene.....	24
3.1.1 Bakgrunn for rapportene.....	24

3.1.2 Rapportenes datagrunnlag	26
3.1.3 Konklusjoner og resultater	33
3.1.3.1 «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel»	33
3.1.3.2. «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft».....	34
3.1.4. Rapportenes grunnlag for å trekke konklusjoner	38
3.2 Evaluering av problemstillingen	40
3.3 Videre arbeid	48
4: Konklusjon	49
Referanser	51

Tabeller

Tabell 1: Vanlige hovedaktiviteter som inngår i kontrakter for offshore prosjekter	9
Tabell 2: Kostnadsendringer i henhold til PUD for Skarv, Yme, Valhal VRD, Gjøa og Tyrihans.....	26
Tabell 3:	28

Figurer

Figur 1: Forenklet bilde av kontraktstrukturen offshore	8
Figur 2: EPCI kontrakt	10
Figur 3: Modell for ulike kontraktstrategiers dimensjoner	12
Figur 4: Illustrasjon av hvordan leverandør og operatør deler eventuelle tap og fortjeneste ved bruk av målsom	16
Figur 5: Prosjekt trekanten	20
Figur 6: Andel norsk arbeid i kontraktene ved valg av henholdsvis Norsk og utenlandsk EPC leverandør	31
Figur 7: Merkostnad for site-team på utenlandsk verft	35
Figur 8: Verditap fordelt på vekt plattformdekk levert av utenlandske og norske verft.	37
Figur 9: Andel av asiatiske verfts totalleveranser som er plattformdekk til norsk kontinentalsokkel	43
Figur 10: Langsiktig produksjonsprognose for norsk sokkel - millioner Sm ³ o.e. per år	46

1: Innledning

Årsaker til kostnadsoverskridelser på norsk sokkel – En teoretisk analyse

I 2013 fremkommer det i media at 4 utbyggingsprosjekter på norsk sokkel fører til kostnadsoverskridelser på over 40 milliarder kroner. Staten betaler 78% av denne regningen, og dette har i løpet av det siste året startet en stor debatt rundt oljeindustriens evne til prosjektstyring og kostnadskontroll. Noen hevder at hovedårsaken til dette er at operatørene i økende grad velger utenlandske leverandører framfor norske. Grunnen til at utenlandske leverandører velges, er både fordi anbudene er billigere og fordi kapasiteten ved norske verft har vært sprengt.

For å illustrere hvor aktuell denne problemstillingen er, henvises det til en artikkel i Teknisk Ukeblad datert 30.15.2014, altså publisert i avslutningen med arbeidet av denne oppgaven. Hovedoppslaget i artikkelen er at flyteren til Goliatfeltet trolig får kostnadsoverskridelser på over 15 milliarder kroner og en utsettelse på nesten 2 år for planlagt produksjonsstart. Flyteren bygges ved Hyundai verftet i Sør-Korea. I artikkelen pekes det på årsaker som makroøkonomiske endringer som økning i priser og aktivitetsnivå i forhold til når kontraktene ble inngått, og også at dette er et førstegangsprosjekt med spesialtilpassede løsninger som har ført til endringer og dobbeltarbeid. Hos kritikerne spekuleres det likevel i veftes kunnskap om NORSOK standardene, og det vises til at rettighetshaverne Eni og Statoil har måtte ta regningen for arbeid Hyundai ikke har hatt kunnskap og kapasitet til.

Tallene taler for seg. Kostnadsoverskridelsene er et faktum, og dette gjelder både for prosjekter nasjonalt og internasjonalt. Mange faktorer kan bidra til denne utviklingen. Prosjektene blir stadig mer komplekse og teknisk krevende, og det er flere partnere, investorer og eiere en tidligere. Økt globalisering og nye kontraktstyper kan føre til at samarbeidet mellom operatørselskapene og leverandørene blir mer krevende. Alt

dette utfordrer den tradisjonelle måten å drive prosjektstyring og oppfølging på, og det blir spekulert i oljeselskapenes manglende vilje og evne til å lære.

Det er i denne oppgaven tatt utgangspunkt i 2 rapporter som er skrevet om dette temaet. «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel» skrevet av Oljedirektoratet og «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft» skrevet av Rystad Energy.

De to rapportene konkluderer svært forskjellig, Oljedirektoratets konklusjon er at geografisk plassering av leverandører ikke direkte kan kobles til kostnadsoverskridelser, mens Rystad Energy's rapport konkluderer med det motsatte, nemlig at Asiatiske verft er dyrere enn norske.

Ulike kilder er blitt brukt som basis for temaene diskutert i denne oppgaven. Å finne den riktige basisen har vært vanskelig, etter utallige litteratursøk har det vist seg at relevant litteratur rundt de ulike forholdene i prosjektstyring og kontrakter brukt for utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er begrenset. Dette tyder på at til tross for at disse overskridelsene gir betydelige samfunnsøkonomiske konsekvenser er det blitt utført lite forskning på temaet og et fåtall artikler er blitt publisert.

I starten av dette arbeidet var formålet å analysere tallgrunnlaget for de ulike prosjektene, noe som viste seg å være vanskelig innenfor rammene for denne oppgaven. Etter en samtale med Oljedirektoratet fremkom det at datagrunnlaget er svært omfattende, men ikke lett tilgjengelig da dataene må hentes fra hver enkelt lisenseier. Det ble derfor besluttet å vinkle oppgaven på en annen måte.

I stedet for å gjøre egne numeriske analyser, blir det derfor i denne oppgaven fokusert på en beskrivelse og faglig evaluering av kostnadsstudiene foretatt av OD og Rystad Energy. Forhold som vil bli diskutert er målsettingene for studiene, egenskapene til datagrunnlaget, gjennomsiktighet i rapportene og konklusjonene, og det kommenteres

på om det er samsvar mellom analyse og konklusjon, og om datagrunnlaget er tilstrekkelig for å trekke så klare konklusjoner.

Oppgaven er bygget opp med en generell teoridel som skal gi bakgrunnsforståelse for temaene og problemstillingene som senere vil bli diskutert. Videre følger en diskusjonsdel der rapportene analysert blir beskrevet og evaluert, diskusjonsdelen avsluttes deretter med egne kommentarer og refleksjoner rundt problemstillingen med utgangspunkt i rapportenes resultater.

2: Teorigrunnlag

2.1. Gjennomføringsprosessen for olje og gass prosjekter

Aktørene i petroleumsvirksomheten deles gjerne inn i 3 grupper, staten, rettighetshaveren og leverandøren. Det er staten som forvalter petroleumssressursene og departementet godkjenner flere rettighetshavere og blant disse en operatør som har ansvaret for den daglige driften av virksomheten.

Store offshore prosjekter er gjennomgående svært komplekse og det stilles høye krav til kvalitet. Dette innebærer behov for integrasjon mellom ulike fagområder og tekniske disipliner for å oppnå den ønskede funksjonaliteten. For å lykkes med denne typen prosjekter kreves det god risikoforståelse, tett prosjektoppfølgning og dyktig ledelse. Det er også store risikoer knyttet til slike prosjekter, investeringen er irreversibel og gir ingen inntekter før etter gjennomføring. Det er ofte begrensede muligheter til å dele opp anlegget for å redusere gjennomføringsrisikoen. Utvikling og implementeringstiden er lang, vanligvis flere år fra konseptvalg og investeringsbeslutning til produksjonsstart. En vanlig prosjektgjennomføringsmodell involverer derfor flere beslutningspunkter underveis i prosjektets levetid, hvor man forut for disse beslutningene utfører både intern og ekstern kvalitetssikring. [1, 2]

Offshore-prosjekter deles inn i ulike faser. Den første fasen innebærer at operatørselskapene søker om tillatelse til å drive letevirksomhet innenfor angitte områder. Departementet deler ut disse tillatelsene som produksjonslisenser med et nærmere spesifisert arbeidsprogram, f.eks innsamling av seismiske data og boring av letebrønner. Dersom resultatene fra letingen er positiv og det er blitt gjort funn blir størrelse, lønnsomhet og utbyggingsmuligheter evaluert.[3]

Prosjektene deles deretter ofte inn i en planleggingsfase og en gjennomføringsfase. Planleggingsfasen vil ofte være den kritiske delen av prosjektets livssyklus. Det er

her viktig å utarbeide gode estimater for prosjektets kostnader, gjennomføringstider, og krav til arbeidsinnsats. Gjennom studier av muligheter, konsept og forprosjektering kommer man til et detaljnivå hvor man tar en beslutning om å fortsette med prosjektet og starte en utbygging, eller avslutte prosjektet hvis det viser seg og ikke være lønnsomt. I denne fasen settes det også opp en plan for gjennomføringen, det legges en kontraktstrategi, tilbud fra leverandører hentes inn, og leverandør velges. Etter lov om petroleumsvirksomhet (Petrl.) § 4-2, skal myndighetene godkjenne en plan for utbygging og drift (PUD) før utbyggingsvirksomheten kan starte. I veiledning til PUD/PAD fremgår det at operatøren skal presentere et forventningsrettet estimat av kostnadene. Dette estimatet skal ta høyde for usikkerheter i prosjektet og blir derfor estimert innenfor et intervall med en viss grad av konfidens. Normal skal det også sendes inn en tidsplan for utbyggingen. [1]

PUD beskriver utbyggingen av en petroleumsforekomst med sikte på utvinning og hvilke konsekvenser de beskrevne utbyggingstiltakene vil ha. Planen skal i utgangspunktet redegjøre for det totale utbyggingskonseptet. Når departementet vurderer planen vil de ta stilling til hvilke deler av utbyggingskonseptet som skal forestås av rettighetshaverne til utvinningstillatelse, og hvilke deler som skal bygges og drives i henhold til en særskilt tillatelse til anlegg og drift. PUD må godkjennes av Olje og energidepartementet og vesentlige kontraktsmessige forpliktelser kan ikke inngås eller byggearbeider påbegynnes før PUD er godkjent, med mindre OED samtykker i dette. [4]

2.1.1 Anskaffelser til norsk kontinentalsokkel

Norge er gjennom EØS-avtalen internasjonalt forpliktet til å følge bestemte regler ved offentlige anskaffelser. Regelverket oppsto etter et ønske om å styrke konkurranseevnen på tvers av landegrensene og skape et «indre Europeisk marked».

Etter anskaffelsesloven §1- 3 er lovens formål og bidra til økt verdiskapning i samfunnet ved å sikre en mest mulig effektiv ressursbruk ved offentlige anskaffelser basert på forretningsmessighet og likebehandling. Loven gjelder for statlige, kommunale og fylkeskommunale myndigheter og offentligrettslige organer og gjelder anskaffelser av varer, tjenester og bygge og anleggsarbeider.

Lov og forskrifter om offentlige anskaffelser skal legge føringer for hvordan en offentlig anskaffelse skal gjennomføres. Grunnleggende prinsipper er krav til konkurranse, god forretningsskikk, gjennomsiktighet, likebehandling av leverandører og etterprøvbarehet. Kjøp av varer og tjenester til norsk kontinentalsokkel faller under anskaffelsesloven. Dette innebærer en rekke regler for operatører og leverandører når de skal gå til innkjøp av varer og tjenester til norsk kontinentalsokkel.

Anskaffelsesprosessen foregår i korte trekk ved at operatøren kunngjør anskaffelsesbehovet for leverandørene. Det er satt opp kvalifikasjonskrav til leverandørene for å delta i konkurransen, og leverandørene som oppfyller disse kravene blir evaluert etter forhåndsbestemte tildelingskriterier bestemt av operatøren. Disse setter rammen for hvem som vinner anbudprosessen, og tilbudet som vinner er enten det økonomisk mest fordelaktige tilbudet, eller tilbudet med lavest pris.

2.2 Kontraktsteori

2.2.1. Generell kontraktoppbygging for offshoreprosjekter

Store offshoreprosjekter er svært komplekse, unike, og krevende både med tanke på ressurser og finansiering. Det er ofte mange aktører og selskap involvert, og dette stiller derfor store krav til organisering av prosjektet. Det er kontraktene som binder alle aktørene i prosjektet sammen og en stor offshore utbygging vil derfor bestå av et komplisert nett av utallige kontrakter mellom de ulike aktørene.

I et utbyggingsprosjekt offshore inngår det altså en mengde forskjellige ytelser. Hvor store og omfattende kontrakter man har vil variere fra små og enkle innkjøpsordre til store og komplekse fabrikkkontrakter. Jo større kontraktene er, desto mer tidkrevende er de, og sannsynligheten for uoverensstemmelser mellom de to partene vil også øke. Kontraktene må derfor tilpasses og reguleres etter den arbeidsmengden og risikoen hvert enkelt prosjekt innebærer.

Grunnleggende prinsipper er at kontrakten må tilpasses den konkrete sammenheng den skal fungere i:

1. Egenskaper ved transaksjonen.

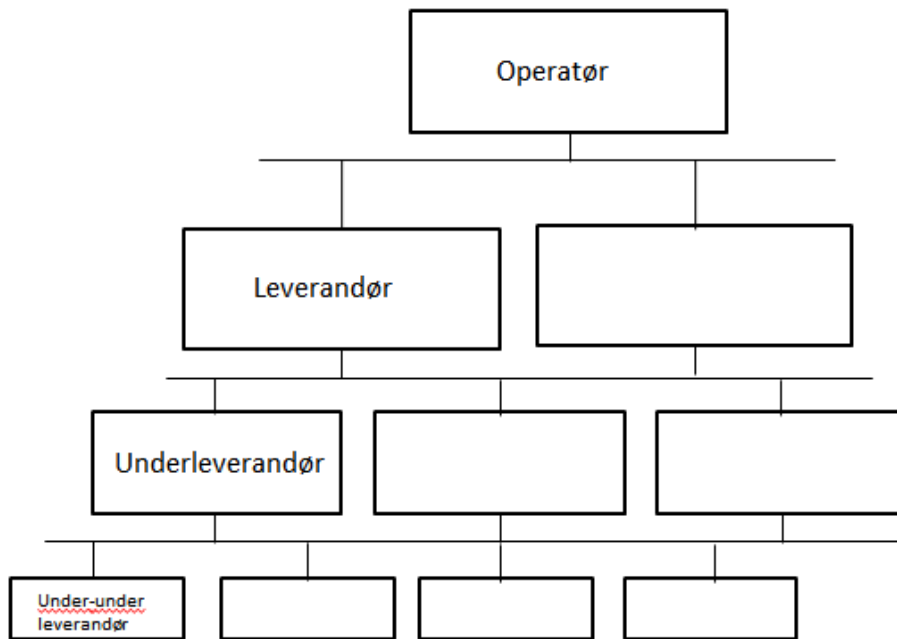
- Grad av kompleksitet.
- Grad av gjentakelse.
- Fordeling av informasjon.
- Grad av spesifiserbarhet.
- Grad av kjøpermedvirking underveis.

2. Egenskaper ved kontraktspartene.

- Jevnbyrdige eller ubalanse.
- Risikooversjon.
- Finansiell styrke.
- Tillit/troverdighet.

Tradisjonelt sett har utbyggingen på norsk sokkel foregått ved hjelp av flere uavhengige kontrakter med forskjellige leverandører. Man har en operatør (også kalt prinsipal) som delegerer et spesifikt oppdrag til en leverandør (også kalt for agent). Operatøren har egne kontrakter for prosjektering, innkjøp og bygging, står i spissen for gjennomføringen av det aktuelle prosjektet, og har overordnet ansvar for all organisering, ledelse og oppfølging. Oppdragsgiveren inngår separate kontrakter med ulike leverandører og underleverandører.

Figur 1 viser et forenklet bilde av kontraktstrukturen i offshoreindustrien. I denne kontraktstrukturen er det ingen kontraktmessige relasjoner horisontalt mellom leverandørene.[5]



Figur 1: Forenklet bilde av kontraktstrukturen offshore

Det finnes mange ulike kontrakter som omhandler forskjellige type arbeid og kontraktene kan ta for seg bare enkelte arbeidsoppgaver eller omhandle flere prosjektfaser. For utbyggingsprosjekter offshore er vanlige hovedaktiviteter som inngår i kontrakten listet opp i Tabell 1.

	Engelsk	Norsk
E	Engineering	Prosjektering
P	Procurement	Innkjøp
C	Construction	Konstruksjon
I	Installation	Installasjon
C	Commisioning	Uttesting
H	Hook up	Sammenstilling
F	Fabrication	Fabrikasjon

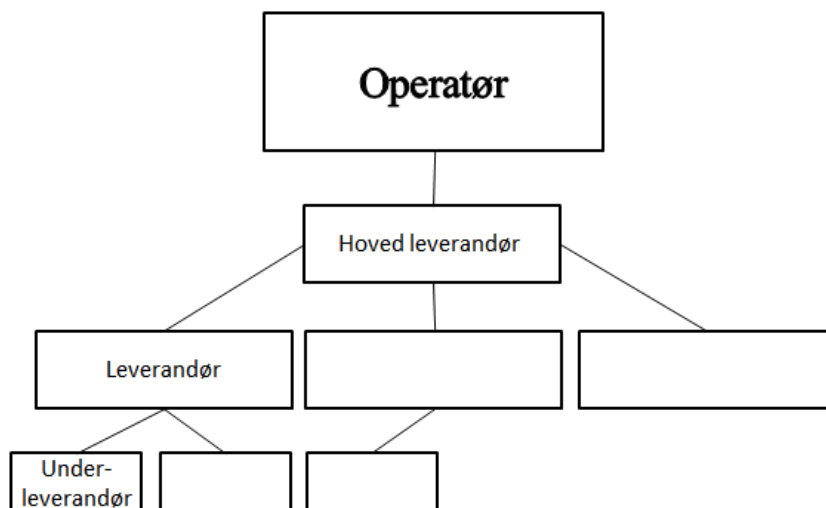
Tabell 1: Vanlige hovedaktiviteter som inngår i kontrakter for offshore prosjekter

Ved å dele kontrakten opp slik at det eksempelvis er en del for prosjektering og en annen del for bygging fører dette til flere grensesnitt for operatøren, men det fører også til at operatøren får mer kontroll over selve prosjektet. Det kan være forskjeller på ekspertområdene til de ulike leverandørene, og på denne måten har operatøren mulighet til å velge den beste leverandøren til prosjektering, og en annen leverandør som er best til dette for konstruksjon og fabrikasjon[1]. I de neste delkapitlene vil det bli gått nærmere inn på de vanligste kontraktstypene brukt for offshore prosjekter på norsk sokkel.

2.2.2. Totalkontrakter

Det var i en lengre periode vanlig at hele utbyggingsprosjekter ble satt bort til en enkelt leverandør. Dette kalles for totalkontrakter og omfatter prosjektering, innkjøp, bygging, og installasjon (EPCI kontrakt). Denne kontraktstypen ble gjennom NORSOK prosessen et viktig grep for å kunne korte ned gjennomføringstiden i prosjekter og standardisere krav. Totalkontrakter innebærer at hovedleverandøren er ansvarlig for og f.eks. levere en ferdig installert plattform, levere plattformen klar til installasjon eller levere en større del av den. Dette betyr for operatøren en forenkling av anbudsprosessen og større forutsigbarhet i forhold til kostnadene ved utbygging og

driften av den enkelte forekomst. For leverandøren vil dette bety økt ansvar, men samtidig en økt sysselsetting og potensiell gevinst. Dette vil si at leverandøren i en slik kontrakt har det fulle ansvaret for å levere et totalprodukt i henhold til kontraktens beskrivelser og vilkår. Hovedleverandøren tar seg av grenseflatene mellom de ulike leveransene, og gjør det på denne måten enklere å ha overlappende aktiviteter. [1, 5] Skjematisk er dette illustrert i Figur 2



Figur 2: EPCI kontrakt

Ved store kontrakter for plattformer brukes det i dag sjelden EPCI kontrakter, og de er i dag vanligere å bruke for rørledninger, kabler og undervannsinstallasjoner. Grunnen til dette er at installasjonsdelen av prosjektet er en svært plansensitiv aktivitet. Dersom installasjonen ikke skjer til planlagt tidspunkt kan dette føre til store forsinkelser, ekstra kostnader og utsettelse av planlagt oppstart for feltet. På norsk sokkel er installasjon kun mulig i ett kort værvindu i løpet av vår-sommersesongen, og dette er ofte noe operatøren selv ønsker å styre. [1]

For plattformer på norsk sokkel er det mer vanlig å bruke EPCH – kontrakter. Leverandøren koordinerer selv de ulike delene av arbeidet slik at eksempelvis

bygging kan begynne før prosjekteringen er ferdigstilt. På denne måten er sannsynligheten større for at innkjøp av ulikt utstyr og materialer gjøres på riktig tidspunkt. I noen tilfeller er også installasjon med i en slik kontrakt, det vil si at leverandøren også står for installasjonen på feltet. [1]

2.2.3. Standardkontrakter

Norsk Totalkontrakt 2000

Oljeselskapene og leverandør industrien har i de senere år forhandlet frem flere sett med standardkontrakter som er blitt utviklet over tid. Norsk Totalkontrakt 2000 (NKT 2000) er en av de mest brukte kontraktstypene brukt på prosjekter på norsk sokkel. Det er en forhandlet standardkontrakt utarbeidet av Statoil og Norsk Hydro på selskapssiden, og Teknologibedriftenes Landsforening på leverandørsiden. Kontrakten skal regulere vilkår som prosjektering, innkjøp, bygging og installasjon for offshoreleveranser på norsk kontinentalsokkel. Arbeidet med NKT ble startet grunnet problemer med ubalanserte og uforutsigbare kontrakter i løpet av 90-tallet. De gamle kontraktene brakte leverandørene på randen av konkurs, og det var behov for en mer balansert risikospredning mellom partene i hovedkontrakten for å unngå budsjettoverskridelser og store forsinkelser i kontraktgjennomføringen. [6]

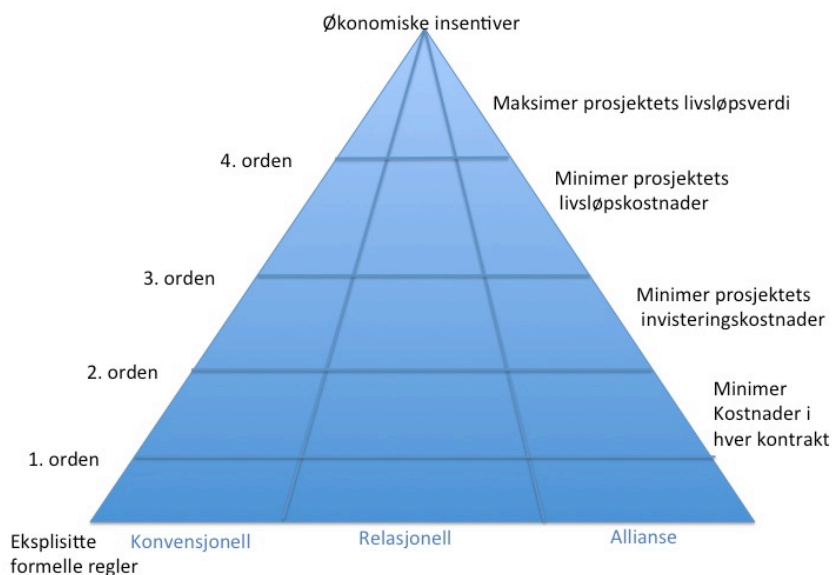
Norsk Totalkontrakt 07

Norsk Totalkontrakt 07 (NTK 07) er en videreutvikling av NKT 2000 og er en standardkontrakt som i stor utstrekning blir brukt innenfor nybygg av installasjoner i petroleumssektoren. Hensikten bak standardkontrakten var å skape balanserte og forutsigbare rammer, samt lette på kontraktsadministrasjonen. [7] Denne kontrakten er også fremforhandlet av Statoil og Norsk Hydro på den ene siden, men med Norsk Industri på den annen side. Aktørene som har fremforhandlet avtalen har forpliktet

seg til å bruke denne kontrakten for alle leveranser mellom operatørselskapet og Norsk Industris medlemsbedrifter som inneholder innkjøp, prosjektering, konstruksjon og eventuell installasjon (EPC(I)) til norsk kontinentalsokkel. [8]

2.3 Insentivteori

De ulike kontraktstrategiene kan deles langs to ulike dimensjoner: Graden av integrasjon mellom partene og graden av målkongruens i insentivene. Ytterpunktene for integrasjon er konvensjonelle kontrakter med avstand mellom aktørene, og allianse kontrakter hvor partene har et felles ansvar for prosjektgjennomføringen og derfor samarbeider nært. Relasjonskontrakter vil være en mellomting mellom disse og representerer hyppig interaksjon mellom kontraktspartene sammen med formelle ansvarsforhold. Insentivsystemene knyttes også opp mot dette og ytterpunktene er at insentivene knyttes til å minimere kostnadene ved å gjennomføre hver enkelt kontrakt, og at insentivene knyttes opp mot prosjektets livsløpsverdi. Sammenhengen mellom de ulike dimensjonene er illustrert i Figur 3.



Figur 3: Modell for ulike kontraktstrategiers dimensjoner

Ulike insentivsystemer kan karakteriseres utfra i hvilken grad leverandørens insentiver knyttes opp mot operatørens målsetning. [9] Innen insentivteori legger man vekt på en avveining mellom to forhold, den optimale risikodelingen kontra insentiver.

Optimal risikodeling i kontraktene bygger ofte på at operatørselskapet gjennom ulike lisensgrupper har mulighet til å spre risikoen, og at denne muligheten for å spre risiko ofte er mer effektiv enn hva som er mulig for leverandørselskapene. På den annen side er det også viktig at noe risiko hviler på leverandøren slik at de ikke sitter igjen med en fastbetaling uten insentiver for å levere etter plan og kvalitet. Leverandørens portefølje er ofte dominert av enkelte store prosjekter, mens de fleste operatørene vil være mer diversifisert og ha større evne til å bære risiko. Det er altså ønskelig at operatørselskapene gjennom kontraktsutformingens ivaretar en rolle som forsikringsselskap for leverandøren ovenfor risikoer som det for leverandøren ikke finnes noe ordinært forsikringsmarked for. Dette har også vært normalsituasjonen på norsk sokkel, og som en del av de standardiserte kontraktene har det vært slik at operatørselskapene har måtte bære den største delen av risikoen. For å gi leverandørene riktige insentiver er det likevel nødvendig at leverandøren bærer noe av risikoen for å gi leverandøren insentiver til å redusere kostnadene og man må gjøre økonomisk avlønning til leverandør uavhengig av kostnadene i prosjektet. I henhold til insentivteori bør disse insentivene i størst mulig grad knyttes opp mot forhold som leverandøren selv kan påvirke, insentivene bør knyttes til størrelser som lar seg måle, og risiko som ikke leder til økte insentiver bør elimineres. [9, 10]

Feltutbygginger på norsk sokkel utgjør svært omfattende og varierte innkjøp. Det er derfor viktig at kontraktørens insentiver må skreddersys til den aktuelle situasjonen og prosjektet det jobbes med. Dette innebærer også at ulike typer innkjøp bør reguleres av ulike kompensasjonsformat.

Ved totalleveranse utformer man ofte en hybridavtale mellom operatør og leverandør, som igjen vil bestå av følgende kompensasjonsformater: Fastpris, regningselementer, normer og rater og målsum. Disse er diskutert mer i detalj i følgende delkapittel.

2.3.1 Kompensasjonsformater

Hovedpoenget med kompensasjonsformatet er å fordele risiko mellom operatør og leverandør på en rettferdig og kostnadseffektiv måte for begge partene. Optimal kontrakts design tilpasser kontrakten til spesifikke egenskaper og forhold ved prosjektet, operatøren og leverandøren. Ulike kombinasjoner av egenskaper krever derfor ulike kontraktsmessige løsninger.

For prosjekter på norsk sokkel er det normalt sett fire hovedformer av kompensasjonsformat som brukes i kontraktene:

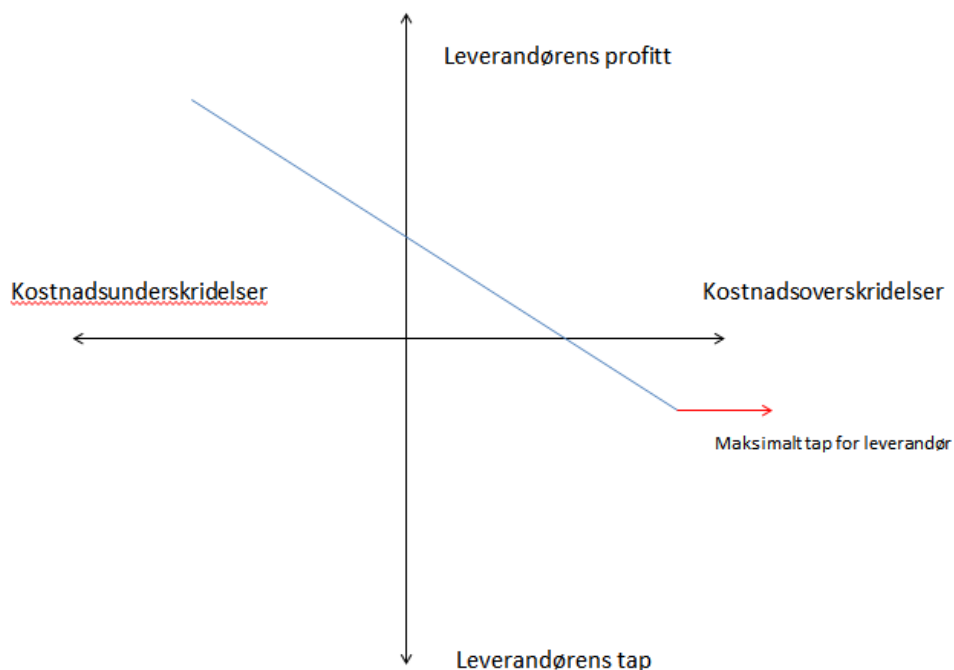
1. Fastpriskontrakt: I denne typen kontrakt blir kostnaden for prosjektet og den forventede standard og kvalitet på arbeidet forhandlet frem før man inngår selve kontrakten. All risiko for gjennomføringen av prosjektet slik som usikkerhetsmomentene som er forbundet til utbyggingen og det reelle omfanget av arbeidet som skal gjøres bæres da av leverandørene. På sin side vil leverandøren her ha fordelene av eventuelle kostbesparelser ved å levere prosjektet til gitt kvalitet. Kontraktstypen er avhengig av at leverandøren klarer å bære risikoen for eventuelle høyere produksjonskostnader og det kan være et problem at leverandørene ikke har den tilstrekkelige likviditeten til å kunne bære utgiftene for eventuelle overskridelser. For operatøren er det i denne type kontrakter en stor fordel at de kan bruke mindre tid og ressurser på kostnadsoppfølging fordi kostnadene allerede er satt. Ulempene vil på den annen side være at kontrakten gir små muligheter for endringer underveis i prosjektet, og hvis endringer blir nødvendig kan det fort bli kostbart og tidkrevende for operatøren. Denne typen kontrakter gjør seg derfor best for standardiserte

prosjekter hvor det er mulig å utarbeide en detaljert produktspesifikasjon, og hvor det er flere konkurrerende leverandører. [1, 6]

2. Rater og normer: Denne kontraktstypen er den vanligste på norsk sokkel. Det blir her forhandlet frem rater og normer som blir brukt for å beregne kostnadene på prosjektet. Dette kan eksempelvis være dagrater eller noe som ofte brukes for utbyggingsprosjekter, enhetsrater som kr/tonn. Operatøren tar på denne måten ansvar for omfanget av prosjektet og derunder risikoen knyttet til forandringer og utviklinger i prosjektet. Leverandøren tar på sin side på seg risikoen knyttet til effektivitet og produktivitet ved at de jobber etter ratene og normene som har blitt fastsatt i kontrakten.

3. Regningsbasert: Ved denne typen kontrakt får leverandør betalt pr time han bruker. Operatør tar da på seg all risiko knyttet til produktivitet og arbeidsomfang. Denne typen kompensasjonsformat kan være vanlig å bruke ved utviklingsarbeid der risiko knyttet til for eksempel teknologi kan være stor.

4. Målsum: Denne typen kompensasjonsformat brukes gjerne for arbeid som utføres i gråsonen mellom utbygging og utvikling. Operatør og leverandør deler her både overskridelser og besparelser i forhold til en beregnet referansepris. Det innføres et øvre tak på leverandørens tap, overskridelser opp til dette deles, og resten dekkes av operatør, dette er med på å redusere leverandørens risikobæring. Dette gir leverandør insentiver til å holde kostnadene nede, samtidig som de avlastes for noe av risikoen.



Figur 4: Illustrasjon av hvordan leverandør og operatør deler eventuelle tap og fortjeneste ved bruk av målsum

Figur 4 illustrerer dette. En ulempe med denne typen kompensasjonsformat vil være at når taket for overskridelser først er nådd gir ikke kontrakten lengre incentiver for leverandøren til å redusere kostnadene sine. Ved betydelige overskridelser kan derfor kontraktørens incentiver bli for svake, og det kan oppstå ett press for å reforhandle insentivavtalen.

Det finnes også tilfeller hvor man ikke klarer å trekke et klart skille mellom standardjobber og utvikling. Leveranser til norsk sokkel karakteriseres ved rask teknologisk utvikling, og det vil ofte være vanskelig å skille ut hvilke deler som er utviklingskomponenter fordi disse inngår som en integrert del av leveransen. Dette kan også forsterkes ved at prosjektering ikke foreligger ved tidspunktet for kontraktsinngåelse. I slike tilfeller bruker man gjerne en mellomting mellom fastpris og regningsbasert kompensasjonsformat. [11]

Veldig mange kontrakter er i realiteten en blanding av de overnevnte, og man kombinerer kompensasjonsformatene for at kontrakten skal kunne tilpasses de spesifikke situasjonene kjøper vil møte på. Kontrakter beskytter begge parter mot risikoen for uventede forandringer i oppførsel til samarbeidspartnere og skal sørge for sikker og effektiv planlegging, investering og produksjon i alle ledd. Feil valg av kontraktstrategi kan føre til svært negative konsekvenser for kjøperen i form av kvalitet og kostnad til leveringen. Det er viktig og vurdere fleksibiliteten til kontrakten, hvilke insentiver som finnes i kontrakten med tanke på kvalitet og reduisering av kostnader og hvordan risikoen er fordelt. [12] Det er også utbredt i kontraktene er å sette delmål, eller milepæler underveis. Man spesifiserer da i en fremdriftsplan hvor langt leverandørens fremdrift skal ha kommet ved angitte tidspunkt, og på denne måten vil mislighold i kontrakten kunne oppdages ved et tidligere tidspunkt. [13]

2.3.2. Kontraktsforhold

Leveranser til norsk sokkel reguleres ofte av to kontraktsforhold. En implisitt og en eksplisitt kontrakt. Den eksplisitte kontrakten omfatter forhold som på avtaletidspunktet i detalj lar seg juridisk kontraktfeste. Dette er forhold som på det tidspunktet avtalen inngås er klart observerbare, kjente og verifiserbare. Ved de fleste offshore prosjekter er det umulig og kontraktsfeste alle detaljer fordi man må gjøre tilpasninger og endringer underveis i prosjektet. En relasjonskontrakt er en implisitt kontrakt, som defineres som summen av forventningene partene har til avtaleforholdet. Disse er velegnet der varigheten og kompleksiteten i samarbeidet setter store krav til partenes gjensidige tilpasningsevne. Avtaleforholdet reguleres til stor grad av tillitt, og det kan oppstå problemer med manglende detaljer i kontraktene ved at f.eks. viktige aspekter av innkjøpet ikke kan bekreftes av en tredjepart eller er nedskrevet i den eksplisitte kontrakten. Dette må løses ved felles normer, målsetninger og verdier. Belønningsmekanismene i slike typer kontrakter er ofte gitt ved at leverandør får forlenget avtalen. [9]

Betydningen av den implisitte kontrakten er i dag blitt større og større. Dette er blant annet fordi kontrakten mellom operatør og leverandør inngås på et tidlig tidspunkt slik at man ved kontraktsinngåelsen derfor har mindre informasjon enn det om avtalen blir inngått ved et senere tidspunkt. For å oppnå mest mulig effektive byggeoppdrag er derfor operatørene avhengige av å etablere tillit og troverdighet ovenfor leverandørene, og motsatt. [9]

Kjernen i relasjonskontrakter står sentralt i anbefalingene fra NORSOK, god kommunikasjon, etablering av felles verdigrunnlag og felles lagbyggingsarbeid skal føre til etablering av felles målsettinger og tillit mellom partene. Dette vil igjen skape et godt samarbeidsklima og virke konfliktforebyggende. [9]

2.3.4. Asymmetrisk informasjon

Oppbygging av langsiktige relasjoner og gode implisitte kontraktsforhold betyr at partene må avstå fra strategisk adferd som kan gi kortsiktige gevinster. Konflikter mellom operatør og kontraktør kan ofte oppstå på grunn av asymmetrisk informasjon. Dersom en, eller begge parter sitter på informasjon som for eksempel egen produktivitet eller kostnadsestimat, som ikke er kostnadsfritt tilgjengelig for den andre parten kan dette utnyttes gjennom strategisk rapportering. Dette kan skape problemer i både budprosesser og oppfølging. [9]

Moral hazard, eller skjult adferd oppstår når leverandøren har informasjon som operatøren ikke har, og som agenten bruker til sin fordel i utførelsen av arbeidet som er avtalt. Problemer med moral hazard og asymmetrisk informasjon skaper igjen problemer med strategisk adferd. En leverandør som er spesialist på sitt felt vil normalt ha mer kunnskaper om arbeidet som skal utføres enn hva operatøren gjør. Dette kan leverandøren bruke til sin fordel ved å bruke strategisk prising for å vinne en kontrakt. Leverandøren vet i realiteten at det endelige arbeidet vil være mer

omfattende enn hva kunden antar, men gjør dette for og senere kunne generere ett overskudd gjennom endringsordre.

2.3.5 Endringsordre

En komplett kontrakt skal ifølge økonomisk kontrakts teori regulere partenes forpliktelser i enhver tenkt fremtidig tilstand, og som inneholder bestemmelser om høye straffeavgifter ved brudd på avtalen. I praksis kan man derimot aldri kunne forutse alle mulige endringer i rammebetingelsene, og det vil også være svært kostbart og inngå slike kontrakter. I praksis inngås det derfor ufullstendige kontrakter. Kontrakten som inngås vil derfor måtte endres underveis, en god avtale inneholder derfor mekanismer som beskytter begge partene i slike reforhandlinger. Alle avtaler er gjenstand for tolkninger og her har partene ofte ulike interesser. [9]

Leveranser til sokkelen er karakterisert ved nye tekniske løsninger og relativt mange designendringer underveis i prosessen. For komplekse transaksjoner som strekker seg over tid er det ikke mulig og lage en kontrakt som er så detaljert at den fanger opp alle mulige endringer i rammebetingelsene. Dette gjør det vanskelig for leverandørene og estimere kostnadene. Operatørene på sin side får også i noen tilfeller tilgang på ny informasjon underveis, som kan medføre endringsordre. Kontraktbetingelsene må derfor inneholde mekanismer for håndtering og prising av endringsarbeid. [9]

Forhandling av variasjonsordre er uunngåelig i utbyggingsprosjekter for sokkelen, detaljerte produktspesifikasjoner er ikke tilgjengelig, prosjektering og bygge kostnadene er usikre og presentasjonsmåling er vanskelig. Det er derfor et viktig moment å utvikle kontrakts og organisasjonsformer som gir en klarere fordeling av ansvar mellom partene. Kontrakten bør utformes slik at den sikrer begge sider beskyttelse mot unødvendig risiko og strategisk tilpasning fra den andre parten. [9]

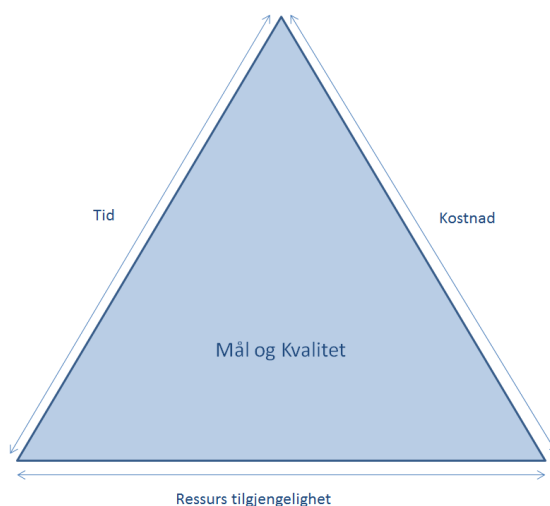
EPC-kontraktene inneholder bestemte mekanismer for håndtering og prising av endringsarbeid, og ulike prosedyrer for håndtering av konflikter. Det er en veldig

vanskelig oppgave og beregne de faktiske merkostnadene for tilleggsarbeid, spesielt dersom disse utføres etter at fabrikasjonen er påbegynt.

2.4 Prosjektstyring, oppfølging og kontroll

Et prosjekt er definert som en sekvens av unike, komplekse og sammenkoblede aktiviteter som har et mål eller en hensikt og må gjennomføres innen en gitt tid, innenfor budsjett og i henhold til bestemte spesifikasjoner.

Prosjekter er dynamiske systemer, og må derfor holdes i likevekt. Denne likevekten illustreres i prosjekttrekanten i Figur 5. Trekanten illustrerer fem begrensninger som opererer i alle prosjekt. Disse begrensningene er avhengige av hverandre, det vil si at en forandring i en vil kreve en forandring i minst en av de andre for å opprettholde balansen i prosjektet. Disse parameterne er nøkkelfaktorer for om prosjektet blir en suksess og vil diskuteres nærmere under.



Figur 5:Prosjekt trekanten

Prosjekt trekanten består av mål og kvalitet, kostnad, tid og tilgjengelighet av ressurser. Målet definerer grensene til prosjektet og forteller hva som skal gjøres og

ikke. I prosjekteringsarbeid blir ofte målet kalt for en arbeidspakke. Dette dokumentet blir fundamentet for alt arbeid som skal gjøres gjennom prosjektet. Det vil være to typer kvalitet som er en del av alle prosjekter. Det ene er kvaliteten på leveransen, det andre er kvalitet i prosessen. Fokuset skal der være hvor godt prosjektstyring prosessen fungerer og hvordan den kan forbedres. Kostnaden til prosjektet blir ofte definert som budsjettet estimert for prosjektet og er en viktig faktor gjennom prosjektets livssyklus.

Figur 5 skal illustrere at man ved å forandre på en av sidene i trekanten vil dette gå utover og da forandre på målsetningen eller kvaliteten. Hver av sidene av trekanten vil også påvirke hverandre, hvis det for eksempel ønskes kortere gjennomføringstid for prosjektet må det brukes ekstra penger hvis man skal opprettholde den ønskede kvaliteten og prosjektet vil mest sannsynlig bli dyrere en estimert.

Det vil alltid settes en tidsramme for prosjektet med en sluttdato hvor prosjektet må leveres. Kostnad og tid er inverst relatert. Tiden det vil ta for å fullføre prosjektet kan reduseres, men dette vil føre til ekstra kostnader. En stor del av prosjektstyringen vil være å bruke tiden så produktivt og effektivt som mulig. Ressursene til prosjektet vil være alle driftsmidlene slik som mennesker, utstyr og anlegg som det vil være begrenset tilgang til. Noen ressurser vil være faste mens andre er variable, og ressursene er sentrale for å kunne planlegge prosjektaktivitetene oversiktlig for å kunne ferdigstille prosjektet.

Livssyklusen til et prosjekt starter er en sekvens av prosesser som inkluderer definering av prosjektets målsetninger, planlegging, gjennomføring oppfølging og kontroll. Disse sekvensene inneholder prosjektdefinering, mulighetsstudier, kvalitetsbestemmelse, design, kontrakter, bygging og ferdigstilling.

For olje og gassindustrien ligger det store investeringer i utviklingen av en høyteknologisk og kompleks infrastruktur for leting og produksjon av olje og gass. Hvert enkelt felt vil ha ulike driftsforhold, de er unike, og de vil forandre seg

gjennom feltets historie. Dette fører til at produktene er svært tilpassede, og de krever kontinuerlig teknologisk og organisatorisk innovasjon og utvikling gjennom sin levetid. Denne næringens leverandørkjede er preget av at det er mange aktører involvert og deler av leting, design, konstruksjon og drift av oljefeltene har lenge blitt utsatt til ulike leverandører gjennom avanserte kontrakter.

En god prosjektplan er uunnværlig for en effektiv gjennomføring en slike prosjekter. Prosjektleder må vite hva målet med prosjektet er og hva løsningen for å oppnå dette er. Planlegging reduserer usikkerhet i prosjektet ved at ulike utfall og korrektive tiltak er gjennomtenkt på forhånd om ting ikke går som planlagt. Planleggingen gir også en bedre forståelse over prosjektets målsetning, og forbedrer effektiviteten ved at arbeid er planlagt etter hvilke ressurser som er tilgjengelig til ethvert tidspunkt. Det vil også bli enklere og planlegge prosesser i parallell og på denne måten korte ned den totale gjennomføringstiden for prosjektet. Prosjektplanen blir et veikart for hvordan arbeid er planlagt, men er også et verktøy for å hjelpe prosjektleder i sin beslutningstaking. Prosjektplanen er dynamisk og vil forandre seg gjennom prosjektet. En komplett plan må klart fastslå arbeidsoppgavene, hvorfor de er nødvendige, hvem som skal gjøre hva, når prosjektet skal ferdigstilles, hvilke ressurser som er nødvendige og hvilke kriterier som må møtes for at prosjektet skal kunne erklæres som ferdig og suksessfullt.

I gjennomføringsfasen av prosjektet vil variasjoner i prosjektplanen kan få store konsekvenser og føre til forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Effektene av dette kan bli mindre ved god oppfølging og kontroll. Dette er essensielt for å kunne bestemme om prosjektet gjennomføres i henhold til planer og budsjett, og med det formål og kunne starte nødvendige tiltak for å få prosjektet på riktig spor igjen dersom noe skjer, helst så tidlig som mulig. Oppfølging av prosjektet går ut på at prosjektleder skal få rapporter med detaljer om hva som har skjedd i prosjektet ved ulike milepæler, altså prosjektets historie frem til der prosjektet er i dag. I disse rapportene gjelder det å oppdage avvik tidlig og få igangsatt korrektive tiltak og følge med i svingninger mellom planlagte og målte resultater. Denne kontrollen av

prosjektet er kjernen i selve prosjektstyringen og innebærer å gjøre tiltak i henhold til disse rapportene, situasjonen må analyseres og utfra dette bestemmes det hva som skal gjøres og dette må så kommuniseres ut på en klar måte. [14]

3: Diskusjon

3.1 «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel» og «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft» - En analyse av rapportene

Som nevnt tidligere ble det i 2013 utgitt to uavhengige rapporter som hadde som hovedmål å se på grunner til kostnadsoverskridelser på norsk sokkel. Analysen i dette kapittelet er gjort på bakgrunn av disse to rapportene.

3.1.1 Bakgrunn for rapportene

«Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel» er utgitt av Oljedirektoratet som er et statlig fagdirektorat og forvaltningsorgan underlagt Olje- og energidepartementet. Deres overordnede mål er å bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje og gassvirksomheten gjennom en forsvarlig ressursforvaltning. De er rådgiver for Olje og energidepartementet, har ansvar for data fra norsk kontinentalsokkel og skal være en pådriver for å realisere ressurspotensialet fra norsk kontinentalsokkel. De setter rammer og fastsetter forskrifter og bestemmelser av vedtekter for å sikre en helhetlig oppfølging av petroleumsvirksomheten i Norge. De bidrar også med forvaltningskompetanse, ressurskartlegging og petroleumsdataforvaltning.

«EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft» er utgitt av Rystad Energy, en uavhengig olje- og gass konsulentteneste som tilbyr globale databaser, strategi rådgivning og ulike tjenester innen forskning. Deres klienter er oljeselskaper, myndigheter, leverandørselskaper til oljeindustrien og investorer. De har over flere år opparbeidet seg en stor database som kalles UCube. Dette er en komplett felt-for felt database over alle olje- og gassfelt i verden. Databasen inkluderer reserver,

produksjonsprofiler, økonomi, eierskap, lisenser og andre viktige parametere for alle olje- og gassfelt. Totalt har UCube 75.000 felt og lisenser, for 3.200 selskap hvor omlag 1100 av disse er norske oljeserviceselskaper.

Oljedirektoratets rapport ble utarbeidet etter en forespørsel fra Olje og energidepartementet om å foreta en prosjektgjennomgang av prosjekter som nylig har eller skulle ha kommet i produksjon, og som hadde ett investeringsomfang på over 10 mrd.NOK. Hovedformålet med gjennomgangen var å forstå årsakene til at rettighetshaverne lykkes eller ikke lykkes med å gjennomføre prosjektet til gitt kvalitet, kostnad og tid i forhold til PUD estimatene. De ønsket også at rapporten skulle påpeke viktig lærdom og erfaringsoverføring til andre prosjekter. Ett av rapportens delmål var å gi en beskrivelse av den reelle kostnadsutviklingen og gjennomføringstiden, og utfra dette beskrive årsakene til avvik på gjennomføringstid og kostnader. Prosjektene som ble gjennomgått var Skarv, Yme, Valhall videreutvikling (VRD), Tyrihans og Gjøa. Oljedirektoratet viser til at deres analyser ikke gir grunn til å kunne konkludere med at det er noen sammenheng mellom geografisk plassering av verft og kostnadsoverskridelsene, og mener at feil og mangler i stor grad skyldes operatørens manglende oppfølging.

Rystad har på sin side gått systematisk gjennom alle kontrakter på plattformdekk de siste ti årene og analysert årsaker til at de siste tildelinger av plattformdekkkontrakter har gått til Asia. Denne analysen har blitt gjort på oppdrag fra Norsk Industris bransjeforening for olje og gass, som representerer flesteparten av norske leverandører til olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel og internasjonalt. I henhold til konsulentselskapet viser deres analyser at merkostnadene ved oppfølging på plattformdekkkontrakter plassert i Asia, samt økt gjennomføringstid og forsinkelser gjør norske leverandører av plattformdekk internasjonalt konkurransedyktige.

3.1.2 Rapportenes datagrunnlag

For å kunne si noe om troverdigheten i rapportene har utgangspunktet vært å starte med å se på hvilke datagrunnlag som brukes og validiteten av disse dataene. Oljedirektoratet har i sin rapport sammenstilt data som viser utvikling av kostnader og tidsbruk basert på egne innrapporteringer fra operatørene. Disse innrapporteringene inneholdt også årsaker og erfaringer angitt av operatørene. Som utgangspunkt har de brukt estimatene lagt frem i plan for utbygging og drift.

Prosjekt	PUD/PAD godkjent	PUD/PAD estimat	Nye anslag	Endring	Endring %
Skarv	2007	35 632	47 162	11 530	32 %
Yme	2007	4 894	14 114	9 220	188 %
Valhall Videreutvikling	2007	25 163	46 727	21 564	86 %
Gjøa	2007	31 239	35 135	3 896	12 %
Tyrihans	2005	14 059	16 627	2 568	18 %

Tabell 2: Kostnadsendringer i henhold til PUD for Skarv, Yme, Valhal VRD, Gjøa og Tyrihans.[1]

Tabell 2 viser prosjektene gjennomgått av oljedirektoratet. Nest siste kolonne til høyre i tabellen viser at prosjektene til sammen hadde kostnadsoverskridelser på over 48 mrd. NOK.

Rystad Energy sitt datagrunnlag kommer fra deres egen database UCube. Databasen er bygget opp fra primærkilder som selskaps- og offentlige rapporter, og der informasjon mangler gjør Rystad Energy egne estimater. De har i rapporten benyttet data og produksjonsprofiler fra denne databasen samt informasjon fra blant annet industri-intervjuer, Oljedirektoratet, PUD og statsbudsjett for å lage egne analyser som presenteres i rapporten.

Prosjektene gjennomgått av Oljedirektoratet er svært forskjellige, de representerer stor variasjon i utbyggingsløsninger, og inkluderer både prosjekter som er gjennomført med store tids og kostnadsestimater, samt prosjekter som er gjennomført innenfor usikkerhetsspennet i PUD. Av prosjektene som er gjennomgått går Oljedirektoratet i rapporten nøye inn på arbeidsomfang av prosjektet, hvordan kontroll og prosjektoppfølgning har fungert, og peker på enkeltårsakene til de ulike kostnadsoverskridelsene. Dataene som er hentet inn er nøye analysert og gode for å ta lærdom av hvert enkelt prosjekt. Hvor mye av dataene som vil være brukbare i en større sammenheng, kan derimot diskuteres.

Oljedirektoratet peker i sin rapport på at det har vært viktig å avgrense oppgaven til et håndterbart, men representativt utvalg. Ved å se på 5 prosjekter har de et håndterbart utvalg, men denne begrensningen i dataomfanget vil samtidig begrense muligheten for å generalisere resultatene.

Tabell 3 viser kostnadsendringer for prosjekter med godkjent PUD mellom 2007 og 2012.

Prosjekt	PUD/PAD godkjent	PUD/PAD estimat	Nye anslag	Endring	Endring %
Atla	2011	1 382	1 382	0	0 %
Brynhild	2011	4 227	4 579	352	8 %
Edvard Grieg	2012	24 205	24 205	0	0 %
Ekofisk Sør	2011	28 022	27 237	-785	-3 %
Eldfisk II	2011	37 987	37 893	-94	0 %
Gaupe	2010	2 828	2 376	-453	-16 %
Goliat	2009	30 942	37 142	6 200	20 %
Gudrun	2010	20 592	18 976	-1 616	-8 %
Hyme	2011	4 593	4 780	187	4 %
Jette	2012	2 590	2 909	319	12 %
Kårstø Expansjon Project 2010	2008	6 675	6 297	-378	-6 %
Knarr	2011	11 437	11 527	90	1 %
Martin Linge	2012	25 641	25 641	0	0 %
Marulk	2010	4 162	4 476	314	8 %
Oselvar	2009	4 937	5 120	183	4 %
Skarv	2007	35 632	47 162	11 530	32 %
Skuld	2012	9 895	10 147	253	3 %
Stjerne	2011	5 263	4 976	-287	-5 %
Valemon	2011	26 329	26 880	551	2 %
Valhall Videreutvikling	2007	25 163	46 727	21 564	86 %
Vigdis Nordøst	2011	4 194	4 467	273	7 %
Visund Sør	2011	5 296	5 208	-88	-2 %
Yme	2007	4 894	14 114	9 220	188 %
Åsqard Kompresjon	2012	15 661	17 693	2 031	13 %
Gjøa	2007	31 239	35 135	3 896	12 %
Tyrhans	2005	14 059	16 627	2 568	18 %

Tabell 3: Kostnadsendringer i henhold til PUD for alle prosjekter godkjent mellom 2007 og 2012.[1]

Prosjektene analysert av oljedirektoratet er markert med gult. Skarv, Yme og Valhall VRD står for tilsammen 42 mrd. NOK i kostnadsoverskridelser. Dette er ekstremtilfellene og representerer langt ifra hvordan et gjennomsnittlig prosjekt ender. Det bør derfor diskuteres hvorvidt dataene og utvalget Oljedirektoratet bruker er representativt for all utbygging på norsk sokkel, og om dette er et tilstrekkelig grunnlag for å trekke konklusjoner.

En av Oljedirektoratets rammer fra OED var at prosjektene som ble gjennomgått skulle ha et investeringsomfang på over 10 mrd. NOK. Denne rammen gjør at flere prosjekter blir ekskludert fra mulige utvalgte prosjekter. En slik ramme vil for eksempel utelukke prosjekter estimert til 6 mrd. NOK som faktisk kostet 12 mrd.

NOK, men inkludere prosjekter som ble estimert til 12 mrd. NOK og kostet 6 mrd. NOK. Dette kan føre til skjevhet i analysene ved å gi et mer positivt eller negativt bilde av de faktiske overskridelsene.

Rystad Energy baserer som nevnt sin rapport på et stort datagrunnlag fra UCube. De ser spesifikt på EPC kontrakter på plattformdekk og sammenlikner kontraktsverdiene i Norge og utland for alle prosjekter de siste 13 år. Selv om Rystad Energy analyserer langt flere prosjekter enn Oljedirektoratet gjør i sin rapport (totalt 22 prosjekter er med i analysene), er det et problem også i denne rapporten at dataomfanget er relativt begrenset, og at dette gir problemer med å generalisere resultatene.

Det bør også påpekes at prosjektutvalget i de to rapportene er plukket fra omtrentlig samme tidsperiode. Oljedirektoratets eldste prosjekt fikk PUD godkjent i 2005, mens Rystad Energy's analyser ser på prosjekter for de siste 13 år. En periode på 10-13 år er relativt kort med tanke på at dette er prosjekter som strekker seg over en gjennomføringstid på flere år. Ved å undersøke er prosjektutvalg som strekker seg over en lengre periode vil dette i større grad kunne si noe om effekten av konjunkturer på kostnadsutviklingen.

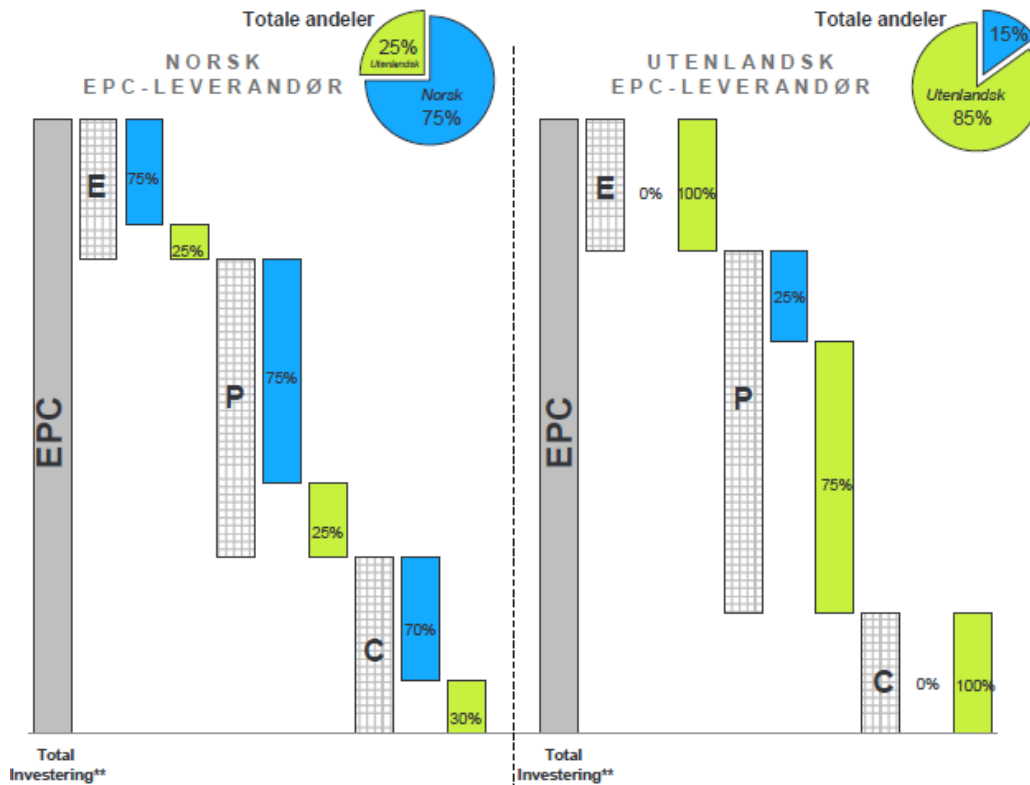
For en enklere sammenlikning av prosjektene har Rystad Energy omgjort alle kostnader til NOK/kg plattformdekk, og regner da inn alt fra prosjektering til ferdig levert dekk. Dette er en vanlig kostnadsindeks i bransjen, men Rystad Energy har ikke beskrevet alle forutsetningene som ligger til grunn for kr/kg i rapporten, og det burde gjøres en vurdering på om dette er et godt kriterium for sammenlikning av tilbud. Problemet er at det ikke fanger opp i hvilken grad leverandøren klarer å holde vekten nede, som står sentralt i feltutbygginger. Det er også et poeng at vekt ikke er noe delmål for oljeselskapene, de er opptatt av kostnad pr enhet prosesskapasitet. Dette ville muligens vært et bedre mål på produktiviteten i utbyggingsprosjekter, og vil kunne fange opp endringer i prosesskapasiteten underveis.

Det bør også påpekes at 7 av de 22 prosjektene Rystad Energy har med i sine beregninger er ikke ferdigstilt. Konklusjonene blir derfor til en viss grad foretatt på grunnlag av analyser som inneholder flere antagelser og ikke harde fakta. Hvis det i realiteten er slik at betydelige deler av kostnadsoverskridelsene inntreffer mot slutten av et prosjekt kan dette gi et helt annet bilde når prosjektene er ferdig gjennomført.

Det ble ovenfor diskutert rundt det å ekskludere Valhall og Yme fra datagrunnlaget. Da dette er ekstremtilfeller kan man argumentere statistisk for å fjerne disse, da de er så ekstreme at man ikke vil få et representativt bilde ved å inkludere dem. I Rystad Energy's rapport er de ikke konsekvente i analysene på om disse skal utelates fra datagrunnlaget eller ikke. Eksempelvis er i utgangspunktet både Valhall og Yme utelatt fra statistikken i analyse av mulig fremtidige kostnadsnivå i Asia kontra Norge, og i figur som viser at norske plattformdekkleverandører kan være konkurransedyktige mot asiatiske verft. I analysen som viser at det er økt risiko for forsinkelser og overskridelser på plattformdekk ved utenlandske verft kontra de norske er derimot Yme ekskludert, men Valhall med i beregningene. Det at det ikke blir brukt samme datagrunnlag i alle analysene deres gjør at konklusjonene deres ikke blir sammenliknbare. Rapporten konkluderer i utgangspunktet til fordel for norske leverandører, og det kan spekuleres i om hvilke prosjekter som inkluderes og ekskluderes i enkelte tilfeller er gjort strategisk for at statistikken skal fremstå som mer troverdig og at de ulike analysene skal gi ønskede resultater.

Begge rapportene har relativt klare konklusjoner når det gjelder betydningen av å velge utenlandsk leverandør. Det de derimot ikke poengterer er hva som egentlig definerer et utenlandsk prosjekt. I OD's rapport er det ingen diskusjoner rundt dette. Rystad Energy ser utelukkende på EPC-tildelinger av plattformdekk, og sammenlikner tilfeller hvor EPC-kontrakten går til utenlandske eller norske verft. I figur 6 har Rystad sett på hvor stor andel av arbeidet som utføres i Norge og hvor mye som settes til utlandet ved valg av enten en norsk eller utenlandsk EPC leverandør.

Norsk og utenlandsk andel* av topside-investeringen



Figur 6: Andel norsk arbeid i kontraktene ved valg av henholdsvis Norsk og utenlandsk EPC leverandør.[15]

Rystad Energy definerer i grafen over norsk innhold til kontrakter som er satt til en norsk motpart selv om fabrikasjon kan foregå utenfor Norge. Man ser i Rystads analyser at 25% av arbeidet gitt til en norsk EPC-leverandør estimeres til å bli satt til utland. Når man diskuterer hva som defineres som et utenlandsk prosjekt kan man altså ikke si at et prosjekt er norsk bare fordi EPC leverandøren er norsk. En EPC kontrakt kan være svært kompleks, og flere underleveranser settes til utlandet. Såkalte norske prosjekter setter ut betydelige deler til utlandet, og noen norske leverandører har også egne selskaper i utlandet. Det er følgelig vanskelig å definere hva som er norsk og utenlandsk. I en senere analyse av dette kan det vurderes om geografisk plassering av prosjektering og prosjektstyring kan være vesentlige kriterier for å skille et norsk og utenlandsk prosjekt. Da det i dag ikke finnes noen klare

definisjoner på hva som regnes for å være et utenlandsk prosjekt bør man vurdere hvorvidt man kan konkludere med om kostnadsoverskridelsene har noe å gjøre med leverandør eller verfts geografiske plassering. Konklusjonene vil da avhenge av den enkeltes oppfattelse om dette og ulike analyser bør antas å ikke kunne være sammenliknbare.

3.1.3 Konklusjoner og resultater

3.1.3.1 «Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel»

Oljedirektoratets vurdering peker på 4 hovedårsaker til tid og kostnadsoverskridelsene som er gitt i rapporten:

- Tidligfasearbeid
- Prekvalifisering av kontraktører
- Kontraktstrategi
- Prosjektoppfølgning

For prosjektene gjennomgått i rapporten kommer det frem at prosjektene med store tid og kostnadsoverskridelser har hatt betydelige mangler i operatørens prosjekteringsarbeid, som vil si all prosjektering som foregår før PUD, bygging og innkjøp starter. Hvis det allerede foreligger feil og mangler i den tidligere prosjekteringen påvirker dette det videre prosjekteringsarbeidet negativt og prosjektene får ett stort behov for endringer underveis i byggefasen. Ved at betydelige deler arbeid må gjøres om igjen, resulterer dette i store overskridelser og forsinkelser. En trend i prosjektene som ble gjennomgått var at gjennomføringsplanen var for ambisiøs, noe som også førte til ett for kort tidligfasearbeid.

Oljedirektoratet peker også på at årsakene knyttet til overskridelsene kan knyttes opp mot mangler i forhold til prekvalifisering av leverandørene. I flere tilfeller stoler operatøren for mye på at leverandør og underleverandører kan levere til kravspesifikasjonene. Det er vanskelig for operatøren å følge opp alle leveranser underveis og hvilke deler av leveransen man skal sette inn ekstra resurser på å følge opp må derfor prioriteres. Prekvalifiseringen er derfor viktig for å redusere risikoen for problemer underveis.

Prosjektets kontraktstrategi blir tatt fram som enda en grunn. Kontraktstrategien skal sikre fremdrift og kvalitet og operatørens mulighet for oppfølging underveis. Totalkontrakter har på mange måter vært tid og kostnadsbesparende og Oljedirektoratet ønsker at utfordringer som knyttes til totalkontraktene skal følges spesielt opp. For å sikre bygging knyttet i henhold til kvalitetskrav og norsk regelverk anbefales det en god oppfølging, og operatørene bør også i noen tilfeller vurdere å ta større direkte kontraktansvar for leveranser av større sentrale utstyrs pakker i prosjektene.

Oljedirektoratet konkluderer i rapporten med at det ikke er noen direkte sammenheng mellom prosjektenes overskridelser og geografisk plassering. De påpeker likevel at operatøren vil møte på større utfordringer mht. forståelsen av NORSOK – standarder og norske myndighetskrav ved de utenlandske verftene. Dette gjør at oppfølgingen gjennom hele byggeperioden ved valg av utenlandske leverandører blir særlig viktig.

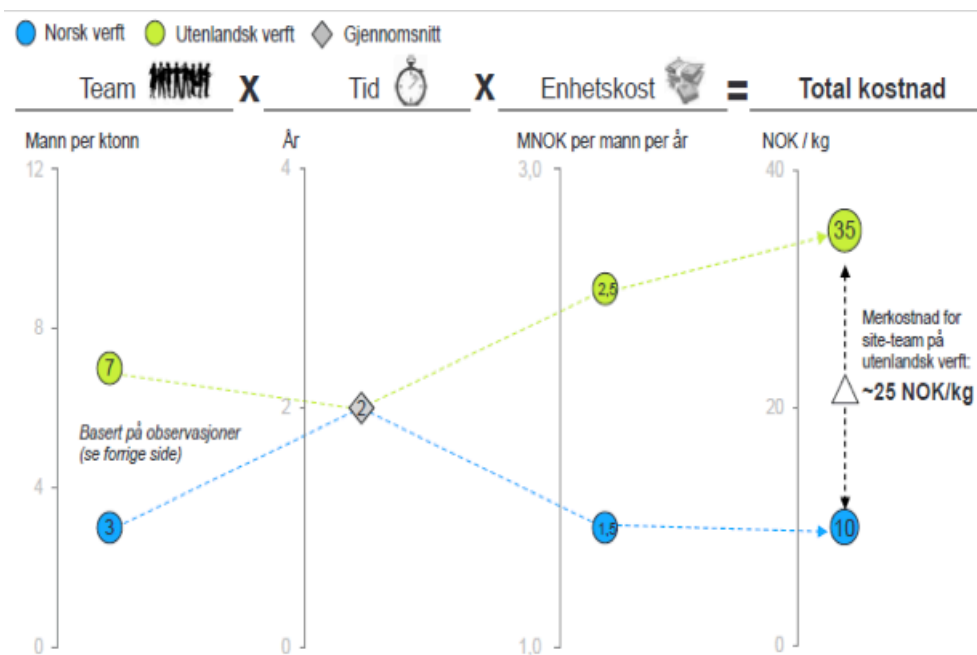
3.1.3.2. «EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft»

Rystad Energy konkluderer i 4 punkter til stor fordel for norsk verftsindustri:

- Valg av utenlandsk verft krever mer oppfølging fra operatørene som igjen fører til merkostnader
- Plattformdekk bygget i utlandet har gjennomsnittlig lengre gjennomføringstid
- Bygging i utlandet har økt risiko for forsinkelser og overskridelser
- Norske plattformdekk leverandører kan være internasjonalt konkurransedyktige

I rapporten estimeres merkostnaden ved ekstra oppfølging ved asiatiske verft til å være 25 NOK/kg plattformdekk. Det argumenteres med at det kreves opptil tre ganger så høy arbeidsinnsats til oppfølging hos utenlandske verft. For disse tallene er det tatt utgangspunkt i opplysninger for site- team for Goliat, Ekofisk LQ, Ivar Aasen, Valemon og Skarv som utenlandske verft, og ett estimert ressursbehov for Ivar Aasen dersom plattformdekk kontrakten hadde gått til ett norsk verft. De bruker så disse tallene til å estimere en gjennomsnittlig teamstørrelse pr/ Ktonn for on site

oppfølging. De ser også på enhetskostnaden knyttet til å ha en mann on-site i ett år. Den totale kostnaden knyttet til å ha ett oppfølgingsteam on site på verftet er illustrert i Figur 7.

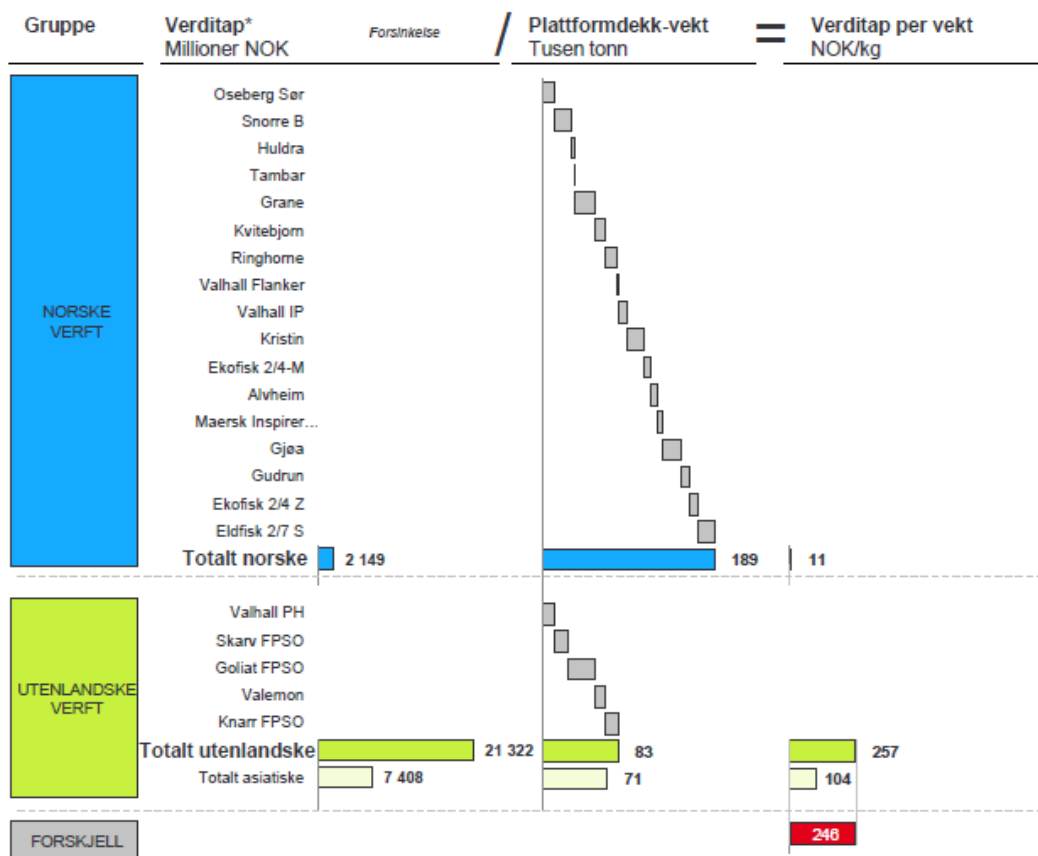


Figur 7: Merkostnad for site-team på utenlandsk verft.[15]

Rapporten påpeker også at plattformdekk bygget i Asia krever lengre tid enn tilsvarende leveranser fra norske EPC leverandører grunnet økt transporttid og mindre grad av parallellitet mellom prosjektering og fabrikasjon. Gjennomsnittlig tid fra plattformdekk-kontrakt ble tildelt til planlagt oppstart i PUD for de utenlandske verftene ligger på 48 måneder, mens det for norske verft ligger på 41 måneder. Deres analyser viser at prosjekter med plattformdekkleveranser fra Asia krever 6 måneder lengre gjennomføringstid enn tilsvarende leveranser fra Norge og estimerer nåverditapet av dette til 60 NOK/kg plattformdekk. Dette er beregnet utfra at transport av plattform fra byggested/verft i Asia til norsk mottakersted vil ta om lag 2 måneder, at gjennomføringsmodellen utgjør et viktig bidrag til forlenget leveransetid og er beregnet til 3-4 måneder, og som det siste potensielle opphavet er det beregnet 0-1 måneder for transport av innkjøpt utstyr fra Europa til utenlandsk verft. Det

påpekes også i rapporten at disse tallene ikke er påberegnet at man mister et potensielt værvindu for installasjon, og at 6 måneder derfor kan være et noe konservativt anslag.

Rystad har altså gått gjennom utbyggingsprosjekter på norsk sokkel som er levert siden 2000 eller fremdeles er under utbygging. I Rystad Energy's analyse konkluderes det med at man har større forsinkelser og overskridelser for EPC kontrakter plassert utenfor Norge. Overskridelser på plattformdekk prosjekter på norske verft har i gjennomsnitt vært 243 MNOK mot 2931 MNOK for utenlandske verft, og forsinkelser på plattform – prosjekter på norske verft har i gjennomsnitt vært 29 dager mot 425 dager for utenlandske verft. Rystad Energy estimerer de totale kostnader inkludert forsinkelser og verditap som følge av forsinkelser, til omlag 500 NOK/kg for de asiatiske verftene, mot omlag 440 NOK/kg for de norske. Resultatet fra analysene er at norske leveranser i snitt er forbundet med et verditap som følge av forsinkelser som er 246 NOK/kg lavere enn ved utenlandske leveranser. Dette er illustrert i figur 8.



Figur 8: Verditap fordelt på vekt plattformdekk levert av utenlandske og norske verft.[15]

Rystad Energy prøver slik som Oljedirektoratet å påpeke grunnene til forsinkelsene og overskridelsene. De påpeker i sin konklusjon følgende:

- Norske prosjekt utgjør en liten del av ordrene til koreanske verft. Plattformdekk for norsk kontinentalsokkel utgjør en liten del av verftets totale byggeaktivitet samtidig som verftene kjører ulike byggeprosjekter med svært forskjellige kvalitetskrav i parallell. Dette kan gi verftene lite insentiver til å omstille seg til strenge norske krav og standarder.
- Utenlandske verfts erfaringsbakgrunn er primært bygget på skipskonstruksjon. Dette kan blant annet føre til umoden prosjektering og undervurderinger av kompleksiteten og fabrikasjonsomfanget til avanserte plattformdekk.

- Ulike språkferdigheter samt ulik ledelseskultur kan by på problemer, utfordringer og misforståelser.

- Ledelses og organisasjonsmodellene som brukes hindrer enkel kommunikasjon. Alt må opp i systemet til ledelsen, for å så gå ned igjen. Dette fører til lange beslutningsprosesser, at terskelen for å ta snarveier er mindre, dårligere oppfølging av underleverandører og manglende dokumentasjon.

3.1.4. Rapportenes grunnlag for å trekke konklusjoner

Som nevnt tidligere trekker begge rapportene klare konklusjoner for og imot å velge utenlandske verft.

I Oljedirektoratets rapport ble ulike mangler ved prosjektgjennomføringen identifisert og sett på som sentrale for å lykkes med å gjennomføre store prosjekter. Manglene og problemene Oljedirektoratet trekker frem er gode, og er punkter det bør være stor fokus på i gjennomføringen av ett prosjekt. Om det er sammenheng mellom Oljedirektoratets analyser og konklusjonen om at vefte geografiske plassering ikke kan knyttes opp mot kostnadsoverskridelsene, er derimot noe diskutabelt. Av prosjektene Oljedirektoratet analyserte velges det å se på Gjøa og Tyrihans som «norske» prosjekter, hvor størst andel av arbeidet ble gjort i Norge. Begge disse prosjektene endte opp innenfor usikkerhetsestimatene lagt inn i PUD og ble gjennomført på angitt tid og kostnad. Yme og Skarv var derimot asiatiske prosjekter som begge endte opp med store forsinkelser og kostnadsøkninger. Yme var så ekstremt at man etter 6 år stoppet prosjektet før det var ferdigstilt, og plattformen var så dårlig at det ble bestemt at den skulle skrotes.

Dette er en analyse der 2 av 5 prosjekter er asiatiske, og hvor disse har kostnadsoverskridelser på til sammen nærmere 21 milliarder kroner. Med utgangspunkt i datagrunnlaget som faktisk er analysert i denne rapporten, bør man

være forsiktig med å utelukke at det kan finnes en sammenheng mellom geografisk plassering av verft og kostnadsoverskridelsene.

For å vurdere troverdigheten til Rystad Energys rapport vil det være behov for en større innsikt i analysene de har utført. Til nå er det bare ett kort sammendrag av rapporten som har vært tilgjengelig for offentligheten. Selv rapporten som Norsk Industri har fått av Rystad, og som er materialet diskutert i dette kapitlet, er ufullstendig, og hvilke antagelser som ligger bak analysene Rystad Energy har gjort er ikke beskrevet fullt ut. En rapport som slås stort opp i media og som har sterke konklusjoner vedrørende kommersielle aktørers produktivitet og norsk petroleumsinnkjøp bør være basert på transparente metoder og rapporten burde vært åpen for publikum slik at den kunne blitt evaluert av andre parter.

Av grunner nevnt i tidligere avsnitt bør man være noe kritisk til resultatene presentert i de to rapportene. Utvalget av prosjekter er relativt begrenset og både Oljedirektoratet og Rystad Energy bør være forsiktig med å generalisere konklusjoner utfra dette. Begge rapportene har gode poenger og påpeker viktige risikoelementer ved prosjektgjennomføringen. Fra et kritisk synspunkt bør man likevel gjøre en vurdering på hva den egentlige motivasjonen bak rapportenes resultater er, og om dette har ført til en noe uklar sammenheng mellom resultater og konklusjon. For Oljedirektoratet vil deres resultater legge et beslutningsgrunnlag for operatørselskapene som driver på norsk sokkel. Det vil derfor være viktig for Oljedirektoratet å påpeke at mye av ansvaret for overskridelsene ligger på operatørene selv, og at de ikke skal kunne skyldes på andre ved forsinkelser fra et utenlandsk verft. For Rystad Energy har målet vært noe annerledes, de gjør analysen på vegne av Norsk Industri, og for dem og norske leverandørselskaper er konklusjonene til Rystad Energy veldig positive.

3.2 Evaluering av problemstillingen

Så hva er egentlig årsakene til store kostnadsoverskridelser i byggeprosjektene på norsk sokkel? Dette er ingen ny problemstilling. Allerede i 1998 oppnevnte Olje og energidepartementet Investeringsutvalget, som fikk i oppgave å analysere investeringsutviklingen på norsk kontinentalsokkel. Bakgrunnen for studien var de samme problemene man ser i dag, nemlig at flere prosjekter opplevde store kostnadsoverskridelser. Rapporten gikk gjennom 13 prosjekter og påpekte blant annet disse 3 hovedårsakene til kostnadsoverskridelser for prosjektene:

1. Beslutningsgrunnlag – urealistiske PUD-estimat grunnet overdreven optimisme og lav forståelse av usikkerhetsmomenter og risiko.
2. Teknologi – Implementering av ny teknologi har introdusert usikkerhetsfaktorer som igjen har medført at flere prosjekter har møtt utfordringer med utestående arbeid fra nye leverandører.
3. Prosjektgjennomføring – Kort prosjektgjennomføring, leverandører har hatt problemer med å gjennomføre totalleveranser effektivt. Svikt i verftenes forståelse av kompleksitet, kvalitetskrav og gjeldende regelverk.

Alt det overnevnte er påpekt i de 2 gjennomgåtte rapportene, skrevet 15 år senere. Det har i flere sammenhenger blitt påpekt at oljebransjen er konservativ, og dette kan ses på som enda ett eksempel på det. Det burde kunne forventes at 15 år gamle problemstillinger ikke lengre er aktuelle. Dette kan indikere mangelfull evne til læring samt liten vilje til å finne nye løsninger på tidligere identifiserte problemstillinger.

Et annet moment som kan ha betydning for I kostnadsoverskridelser på norsk sokkel er selskapenes vilje til å påta seg risiko. Fra Rystad Energys rapport vises det til at kostnadene ved å velge asiatiske verft kan bli større enn forventet, og dermed

overskride kostnaden ved å velge et norsk verdt. Altså kan man også se på det å velge et asiatisk verft som det å påta seg større risiko. Som ved alle andre typer investeringer måles den forventede avkastningen på en investering opp mot risikoen. Jo høyere forventet avkastning, jo større er viljen til å påta seg risiko. Er det slik at denne avveiningen har betydning for operatørselskapene ved valg av verft? Og at forskjellen i estimert pris for kontraktene mellom et asiatisk og norsk verft for store operatører med solid finansiell styrke og en diversifisert portefølje gjør dem villige til å ta risikoen for mulige større kostnadsoverskridelser ved valg av utenlandsk verft?

Operatørselskapet Lundin er et eksempel på hvordan et mindre operatørselskap vurderer dette. Selskapet har de siste månedene vært mye omtalt i media for sin «made in Norway» strategi. Lundin er ansvarlig operatør for utbyggingen av Edvard Grieg feltet, og har satset alle sine kort på norske leverandører. Lundin er et relativt lite og nytt operatørselskap, og er derfor ikke rustet til å bære den samme risikoen som f.eks. Statoil. Ifølge administrerende direktør i Lundin, Torstein Sannes har Lundin undersøkt verft i både Norge, Europa og Asia. De mener at asiatiske verft er gode på fabrikasjon og derfor kan tilby lave priser, men at de ikke er like gode på kvalitet og tid. Han påpeker også at flere av de østlige leverandørene har problemer med å oppfylle kravene i NORSOK-standarden, og at dette fører til at man må beregne ekstra oppfølging og kontroll, noe Lundin ikke har ressursene til.

Mangelfull oppfølging og prosjektstyring er muligens en av de viktigste årsakene til kostnadsoverskridelsene. Dette har blitt påpekt av både Oljedirektoratet, Rystad Energy og Investeringsutvalget i deres analyser av prosjekter gjennomført på norsk sokkel. Det er ingen tvil om at dette er et svært viktig moment. God planlegging fra dag en er essensielt for å lykkes i både større og mindre prosjekter, og dette er bevist gjentatte ganger opp gjennom tidene. Det har også blitt bevist at oppfølging av prosjekter i utlandet kan være mer utfordrende enn i Norge. Et tilbakefallene problem er mangel på avklaringer i forhold til funksjonskrav, og at ulike land og kulturer har forskjellig oppfatning av dette.

Ifølge Rystad Energy er det her en rekke ulike faktorer som spiller inn og de påpeker hovedårsaker som erfaring, kvalitetsforståelse, språk og kultur og systemer og organisasjon.

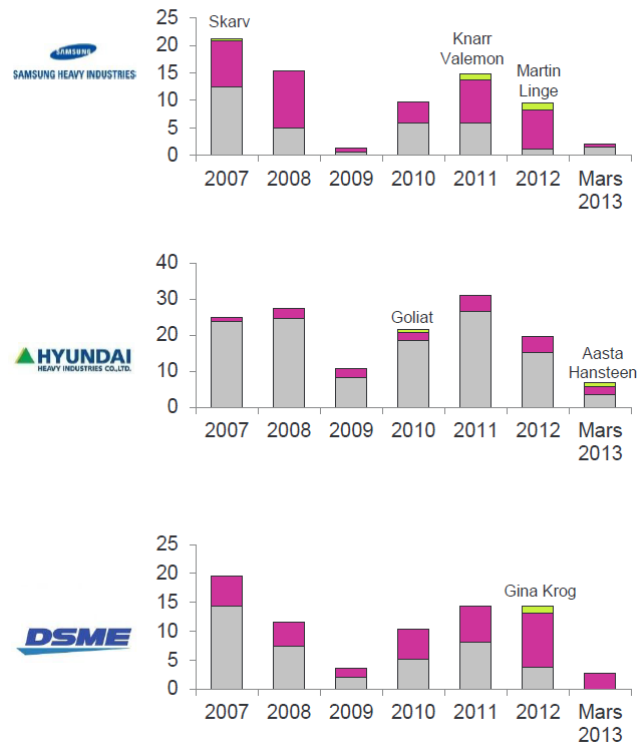
Da dette er ett kjent problem, har de fleste operatørselskapene iverksatt tiltak for å forbedre flere av disse faktorene. Operatørene prøver å ferdigstille en større andel prosjektering før fabrikasjon starter, dette fører til lengre leveransetid, men vil også redusere problemer forbundet med parallelle prosesser for fabrikasjon og prosjektering. Utenlandske verft får også opplæring rundt forståelse av norsk kvalitetsbehov og NORSOK krav, og operatørene er tilstede med team for oppfølging. Tross disse tiltakene opplever operatørene fremdeles problemer ved flere utenlandske verft. Dette kan delvis komme av kontraktstypene som brukes. I noen tilfeller er det fare for at operatøren ved å blande seg inn i byggeprosessen bryter noen av de klare ansvarslinjene i kontrakten. Operatøren står da ovenfor en avveining mellom klare ansvarslinjer versus å bidra til at prosjektet leveres på kost og tid. Et problem finnes også i de ulike standardkontraktene som gir operatørene lite handlingsfrihet. For relativt små og like transaksjoner som gjøres ofte kan det være ønskelig med standardisering. For større og mer unike prosjekter er det derimot viktig å skreddersy kontraktene, slik at elementer som risikodeling og kompensasjonsformat tilpasses det enkelte prosjektet.

NORSOK standardene kan også trekkes frem som en årsak til ulike problemer for operatørene. Bakgrunnen for standarden var å sørge for tilstrekkelig sikkerhet samt kost og nytteeffektivitet for petroleumsindustriens operasjoner og utvikling. Det krever enorme ressurser å «finne opp hjulet på nytt» og i de deler av design, produkter og gjennomføringsmodeller hvor standardisering er mulig, kan dette spare operatørene for mye arbeid. Som nevnt i rapporten fra Rystad Energy oppstår det likevel problemer i møte med utenlandske operatører i form av forståelse for norske standarder og kvalitet. Selskapet stilte også spørsmålstegn ved om utenlandske verft hadde den riktige motivasjonen til å omstille seg til norske krav og standarder.

Nye ordre for Samsung HI, Hyundai HI og DSME

Milliarder USD

■ Plattformdekk for NCS ■ Annen offshore ■ Skipsbygging og annet



Figur 9: Andel av asiatiske verfts totalleveranser som er plattformdekk til norsk kontinentalsokkel [15]

Fra figur 9 kan det observeres at plattformdekk til norsk sokkel står for en svært liten andel av asiatiske verfts totalleveranser. Fra 2010 har denne andelen vært 3,3 % av verftenes totale leveranser. En så liten andel gir ikke i seg selv verftene høye nokk insentiver til å bruke ressurser på å sette seg inn i og lære NORSOK kravene da dette ikke vil ha en større innvirkning på resten av verftets arbeid. Norge har noen av de strengeste krav for sikkerhet og kvalitet i hele verden, de endres over tid, og for leverandører i utlandet kan disse kravene oppfattes som lite forutsigbare og gjennomsiktede og derfor vanskelige å forstå.

Et annet spørsmål ved store utbyggingsprosjekter er tidspunktet for når kostnadsoverskridelsene egentlig oppstår. Når usikkerheten i et prosjekt skal reduseres vil mulighetene for dette være størst i tidligfasen av prosjektet. Det er i denne fasen kostnaden for å gjøre vesentlige endringer er minst. Senere i prosjektet er

situasjonen mer låst, og vesentlige endringer i prosjektet vil ofte medføre store ekstra kostnader. Dette gjør det viktig å bruke ressurser til planlegging i starten av prosjektet som en investering for å sikre en best mulig basis for prosjektet. Det kan likevel være vanskelig å skille mellom dårlig basis i tidligfasen og overskridelser som skyldes uforutsette problemer i gjennomføringen. Selv om basisen er gjennomtenkt og svært god, vil det aldri være mulig å forsikre seg og planlegge for alle risikoer i et komplekst prosjekt.

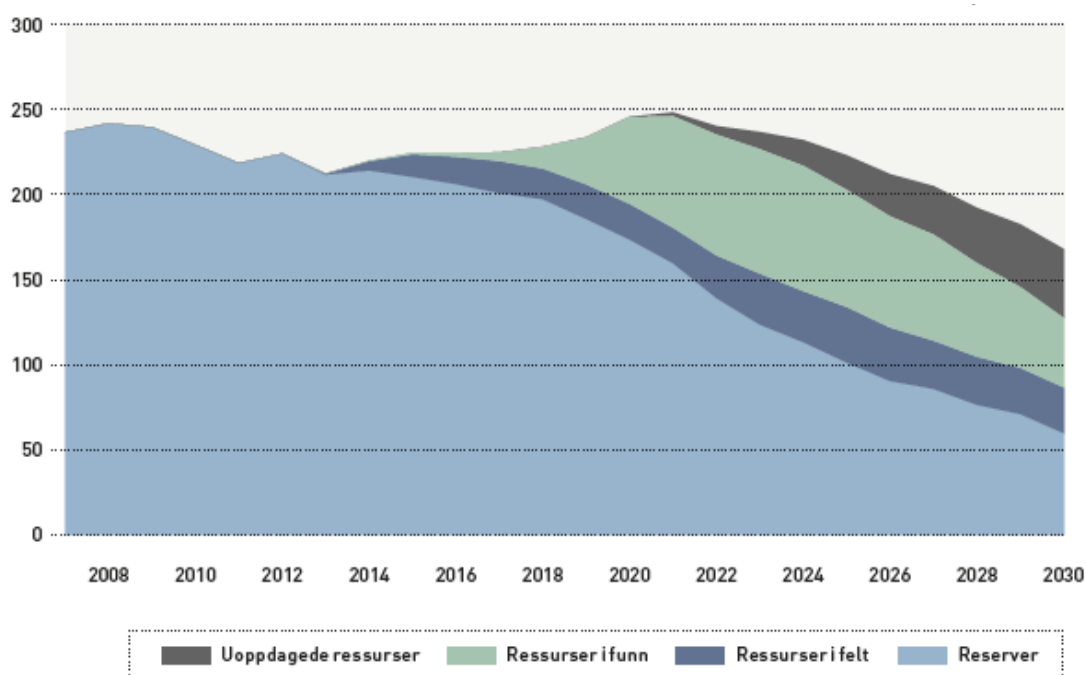
Gjennom NORSOK prosessen var noen av målene redusert gjennomføringstid ved flere parallelle aktiviteter. Dette har ført til større risiko for at en endring i en fase igjen vil føre til høyere kostnader og forsinkelser i neste fase. Det må også aksepteres at grunnlaget for utbyggingsbeslutningen ikke er ferdig utredet i detalj ved tidspunkt for PUD godkjenning. Dette fører til en usikkerhet når budsjettet blir satt, og ifølge Investeringsutvalget tilbake i 1998 preges beslutningsprosessene til en viss grad av overdreven optimisme, lav forståelse for usikkerhet og urealistiske ambisjoner samt for kort tid avsatt til planleggingsfasen. Dette samsvarer også med årsakene Oljedirektoratet nevner i sin rapport og indikerer at det fremdeles blir gjort for dårlig arbeid i tidligfasen av prosjektgjennomføringen som igjen fører til en for dårlig estimering av prosjektets kostnader. Det er altså liten tvil om at tidligfasearbeidet er viktig.

Som nevnt tidligere er kostnadsoverskridelser et tema som for tiden blåses opp i media. Staten tar 78 % av regningen, og det er klart dette fører til debatter. Alle er enige om at overskridelsene er der. Noen skylder på operatørene, andre skylder på Asia. Som drøftet i denne oppgaven er store prosjekter på norsk sokkel ekstremt komplekse, og det er vanskelig å konkludere nøyaktig med hvor grunnene til kostnadsoverskridelsene ligger, og hvor stor betydning den geografiske plasseringen av verftet har. Uavhengig av disse grunnene er likevel tallene klare, i løpet av 2013 tapte norske verft 3 av 4 kontrakter. Det er altså en klar trend at større deler av kontraktene blir utsatt til utlandet, men hvilke langsiktige konsekvenser vil egentlig denne storstilte utsettingen ha?

Det er ingen tvil om at dette vil påvirke norsk økonomi. Viktige utfordringer er mulig tap av norsk kompetanse innen prosjektering og prosjektstyring, som på sikt kan være svært kostbart for selskapene på norsk sokkel og for det norske samfunnet.

Ifølge Norsk olje og gass' Konjunkturrapport 2013 bidrar petroleumsnæringen med betydelige inntekter til fellesskapet. Den har på 5 tiår blitt Norges viktigste næring og står for rundt en fjerdedel av Norges nasjonalprodukt. I 2012 var statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten på 396 milliarder kroner, noe som sto for vel 30 % av statsbudsjettets samlede inntekter i 2012. For å sette disse tallene i perspektiv har petroleumsnæringen gjennom de siste 40 år bidratt til en verdiskapning på mer enn 6000 milliarder kroner. Dette tilsvarer nesten 1,4 milliarder per nordmann. Direkte og indirekte gir næringen rundt 250.000 arbeidsplasser. Norge har gjennom prosjekter på norsk sokkel opparbeidet seg en kunnskap og teknologi som har gitt et grunnlag for en høyteknologisk, internasjonalt konkurransedyktig leverandørindustri som i dag er Norges største eksportnæring etter olje og gass.

Faren ved at en stor andel av kontraktene går til utenlandske verft er altså betydelige. Det skal påpekes at kapasiteten ved norske verft ikke er stor nokk til å håndtere det høye aktivitetsnivået observert i olje og gass utbygginger, og at industrien derfor er avhengig av å utsette deler av arbeid til utlandet. Kompetanse er en knapp faktor og når kapasiteten hos leverandørene sprenges vil operatørene oppleve overskridelser blant annet ved at personell må leies inn til høye timerater og at ukvalifiserte underleverandører må benyttes. Verft rundt om i landet fungerer likevel som lærling fabrikker til offshoreindustrien og operatører, og er en viktig del av utdannelsen av personell for drift av offshoreinstallasjoner. Ved at verftene mister kontrakter vil det føre til mindre arbeidsplasser og oljeselskapene vil miste en viktig rekrutteringsbase. Færre kontrakter vil også føre til høyere arbeidsledighet. Ved nedbemanning er ofte konsulentene som sitter med stor spesifikk kunnskap de første som må gå. På lang sikt kan dette tappe Norge for kritisk kjernekompetanse som er opparbeidet gjennom 50 år. Det er denne kompetansen som har vært Norges base for å utvikle, implementere og teste ny teknologi, og dette er noe som bør vernes slik at denne utviklingen fortsetter.



Figur 10: Langsiktig produksjonsprognose for norsk sokkel - millioner Sm³ o.e. per år (oljedirektoratet)

Figur 10 viser en langsiktig produksjonsprognose for norsk sokkel. Ressursgrunnet på norsk sokkel er fortsatt betydelig, så langt er ikke mer en rundt 40 % av den delen av sokkelen hvor man forventer at det kan finnes petroleum åpnet. Ressurser i funn og økt utvinning fra felt i drift legger sammen med dette grunnlaget for lønnsom produksjon og videreutvikling av norsk petroleumsnæring i flere tiår fremover. Til dette forutsettes en aktiv leting og nye funn, og kompetansen og erfaringsoverføringen Norge til nå har hatt er av betydning for å få til dette.

Ut fra analysen gjort i denne oppgaven bør det kunne påpekes at flere av problemene som oppstår ved valg av asiatiske verft kan antas å ha sitt opphav i noe så grunnleggende som kulturforskjeller. Økt globalisering fører til et økt behov for forståelsen av andre kulturer, og dette gjelder også for temaene som diskuteres i denne oppgaven. Ulik bakgrunn fra politisk historie, og styresett, som igjen gir ulike

psykologiske og sosiologiske faktorer spiller inn på hvordan en organisasjon er satt sammen. Det kan observeres forskjeller ved blant annet flat kontra hierarkisk ledelsesstruktur, ulik risikoaversjon, arbeidsinsentiver, normer og verdier. Dette påvirker igjen hvordan prosjektene defineres, planlegges og gjennomføres samt samarbeid og kommunikasjon mellom de ulike aktørene. Det vil være viktig å tenke nytt i forhold til integrasjon og samhandling mellom operatører og leverandører. En viktig suksessfaktor for å lykkes ved å bruke asiatiske verft vil derfor være operatørens vilje til å tilpasse seg og forstå andre kulturer. Riktig oppfølging, implementering av norske standarder og forståelse av hvordan man skal kommunisere på en måte som er klar for begge kulturer er derfor essensielt for å oppnå effektive og integrerte team. Mangler dette i prosjektet er farene større for at det oppstår misforståelser som igjen kan resultere i kostnadsoverskridelser, og det kan ikke ses vekk fra at farene for at dette skjer er større ved valg av utenlandsk verft kontra et norsk verft.

Med bakgrunn i dette kan det ikke utelukkes at det finnes en indirekte sammenheng mellom geografisk plassering av verft og de store kostnadsoverskridelsene observert på norsk sokkel. Denne sammenhengen finner man delvis beskrevet i Rystad Energy's rapport ved de ulike merkostnadene som oppstår ved valg av asiatisk verft, og delvis grunnet oppfølgingsproblemer som i Oljedirektoratets rapport er beskrevet som en av hovedgrunnene til kostnadsoverskridelsene. Det burde være rimelig å anta at risikoen ved å velge en asiatisk leverandør er større enn ved å velge norsk. Denne risikoen blir delvis kompensert for hos operatørene ved at kostnaden for selve kontrakten er billigere i Asia. Det bør også antas at det ved et asiatisk prosjekt vil være behov for ekstra ressurser kontra et norsk prosjekt, og at dette fører til merkostnader grunnet et økt behov for oppfølging og kontroll i Asia. Til syvende og sist vil derfor dette bli en avveining mellom risiko og kostnad for operatøren, ved en billigere kontrakt fra Asia bør det brukes mer ressurser på oppfølging og planlegging, men dersom dette blir gjort på en god måte bør det også antas at prosjektet kan bli gjennomført til estimert kostnad og tid.

3.3 Videre arbeid

Gjennom arbeidet med denne oppgaven har det ikke blitt avdekket noen direkte korrelasjon mellom kontraktstypene som brukes og overskridelsene. Det er likevel et poeng at operatørselskapene i større grad kan beskytte seg mot overskridelsene gjennom aktiv bruk av kontrakter og insentivene gitt i disse kontraktene. For å hindre fremtidige overskridelser kan dette være et interessant tema å undersøke nærmere.

Kostnadsanalyser har som nevnt blitt gjort flere ganger opp gjennom årene, og rapportene peker hver gang på de samme type årsakene. Debatten bør framover derfor endre fokus fra hvem man kan skylde på, til heller å fokusere på hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere kostnadsoverskridelsene.

Det bør tas lærdom fra tidligere prosjekter, både de som har lykket og de som har opplevd store kostnadsoverskridelser. Større integrasjon og bedre samarbeid og kommunikasjon mellom operatør og leverandør, økt ressursbruk på videreutvikling av kvalitet i tidligfase, gjennomgang av nåværende metoder for prosjektoppfølgning og kontroll, samt å jobbe for bedre estimater for utbyggingskostnadene vil her være sentrale temaer operatør bør jobbe med.

4: Konklusjon

I 2013 gikk 3 av 4 kontrakter for byggeprosjekter til norsk kontinentalsokkel til utenlandske verft, og sammen med kostnadsoverskridelser på over 40 milliarder kroner de siste årene har dette startet debatten om hva årsakene er og hvem som har skylden.

Investeringsutvalget gjorde i 1998 en omfattende kostnadsanalyse på dette før problemstillingen igjen ble tatt opp av Oljedirektoratet og Rystad Energy i 2013. Dette er en kompleks problemstilling, og som diskutert i denne oppgaven er det en rekke faktorer som spiller inn for at et prosjekt lykkes eller ikke i forhold til å levere på kvalitet, tid og kostnad. Det vil alltid være en viss risiko for overskridelser grunnet usikkerheter i markedet og prosjektforutsetningene for et olje og gassprosjekt ved tidspunkt for godkjenning av PUD. Dette gjør at forfatter av denne oppgaven ønsker å være forsiktig med å generalisere konklusjonene.

Det ønskes likevel og påpeke at historien gjentar seg. Oljedirektoratet fastslår i sin rapport flere av de samme årsakene som Investeringsutvalget påpekte i 1998, og dette kan indikere begrenset evne til læring og forbedring både hos operatørselskapene og hos leverandørene. Valg av kontraktstrategi, kommunikasjon og forståelse av norske standarder og regelverk, integrasjon mellom operatør og leverandør samt prosjektplanlegging og oppfølging er viktige faktorer som spiller inn på om prosjektene lykkes eller ikke.

Arbeidet med analysene i denne oppgaven kan vise til enkelte hovedpunkter som går igjen som årsaker til kostnadsoverskridelsene. Et fellestrekk i oppgangstider med høy etterspørsel og gode priser på olje og gass er presset fra operatørselskapene til å starte produksjonen så raskt som mulig for å unngå å tape nåverdi. Prosjektene blir tidsstyrte. Dette kan føre til for lite fokus på tidligfasearbeidet og dermed økt risiko i gjennomføringsfasen. Dårlig planlegging kan derfor bli kostbart.

Oppfølging av utenlandske leverandører ved verft i stor geografisk avstand fra hjemlandet kan vise seg å bli mere krevende enn antatt. Kulturforskjellene kan også gi større utfordringer enn forutsatt. Dessuten mangler disse verftene ofte insentiver til å prioritere de norske leverandører da disse leveransene utgjør en liten andel av den totale omsetningen. Et poeng ved valg av utenlandsk verft er at operatørselskapene gjør sine egne vurderinger av risiko og usikkerhet ut i fra selskapets posisjon, størrelse og sammensetning av porteføljen. Det ligger derfor rasjonelle økonomiske beslutninger bak valgene hvert enkelt operatørselskap tar når de vurderer sannsynligheten for overskridelser opp mot prisforskjellen i anbud ute og hjemme. Da verdiskapningen kan blir betydelig større ved valg av utenlandsk leverandører er dette en sjanse de er villige til å ta forutsatt at de har den nødvendige finansielle robustheten. Det betyr at de ulike operatørselskapenes vilje og evne til å påta seg risiko også kan påvirke utfallet av en sammenligning av verft hjemme og ute.

Med bakgrunn i dette kan det derfor konkluderes med at geografisk plassering av verft ikke er direkte knyttet opp mot kostnadsoverskridelsene, men at det kan antas å ha betydning for faktorene nevnt ovenfor, og derfor indirekte ha betydning for kostnadsoverskridelsene.

Referanser

1. Oljedirektoratet, *Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel*. 2013.
2. Berends, K., *Engineering and construction projects for oil and gas processing facilities: Contracting, uncertainty and the economics of information*. Energy Policy, 2007. **35**(8).
3. Trond Nilsen, I.B.N., Stig Karlstad *Leveranser til utbyggingsprosjektet Goliat i Barentshavet in Norut Alta*. 2013.
4. Oljedirektoratet, *Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)*. 2000.
5. Mork, E.B.o.M., *Annskaffelser og Ansvar*. IUSEF, (27).
6. Spanne, S., *Norsk totalkontrakt 2000 : Begrensning i leverandørens risiko ved underleveransesvikt etter NTK 2000 artikkel 8.3*.
7. Kolrud, H., *Ny standardkontrakt for offshoreleveranser, NTK 2000 – Norsk total kontrakt 2000*. Tidsskrift for Forretningsjus, 2000. **2**.
8. *Norsk Totalkontrakt 2007*.
9. Osmundsen, P., *Norsok og kostnadsoverskridelser sett ut i fra økonomisk kontrakts- og insentivteori”, vedlegg til Investeringsutvalgets utredning, Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, NOU 1999: 11, oppnevnt av Olje- og energidepartementet 28. august 1998*. 1999.
10. Osmundsen, P., *Insentivutforming innen riggkontrakter*. Scandinavian Journal of Business Research, 2009. **23**(2): p. 1-17.
11. Investeringsutvalget, *Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. NOU 1999: 11, oppnevnt av Olje- og energidepartementet 28. august 1998*. 1999.
12. Nicola Dimitri, G.P., Giancarlo Spanglo, *Handbook of procurement*. 2006.
13. Askheim, L.O., *Innføring i petroleumskontrakter*. 1988.
14. Wysocki, R.K., *Effective project management - Traditional, Agile, Extreme*. 5 ed. 2009.
15. Rystad Energy., *EPC-tildelinger av plattformdekk til asiatiske verft*. 2013.