



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industriell Økonomi/Prosjektledelse	Vårsemesteret, 2018 Åpen
Forfatter: Jone Hustveit Jan Petter Skaar Knutsen (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Tone Bruvoll, Universitet i Stavanger Veileder: Tone Bruvoll, Universitet i Stavanger	
Tittel på masteroppgaven: <i>En sammenligning av utbyggingsprosjekter: Overførbar læring mellom Olje- & Gassprosjekter og Offshore Vindkraft</i> Engelsk tittel: <i>A Comparison of development projects: Transferable learning between Oil & Gas and Offshore Wind Power</i>	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Prosjektledelse Kontraktadministrasjon Estimering Kostnadsoverskridelser	Sidetall: 67 + vedlegg/annet: 3 Stavanger, 15. juni 2018

Denne siden er hensiktsmessig uten innhold

Forord

Avhandlingen er skrevet som en avsluttende del av en mastergrad i industriell økonomi ved Universitetet i Stavanger, Institutt for industriell økonomi, risikostyring og planlegging. Begge forfatterne har en bachelorgrad i undervannsteknologi – drift & vedlikehold. Med innsikt i petroleumsnæringen ble det naturlig å ta for seg et tema som knytter sammen tidligere kunnskap med pågående studier. Arbeidet med oppgaven har resultert i stor interesse og forståelse for de ulike energiløsningene, tilhørende prosjektutvikling og – gjennomføring. Læringsutbytte fra oppgaven vil komme til nytte i arbeidslivet hvor forståelse for utviklingen i energimarkedet er høyst relevant i årene som kommer.

Masteroppgaven har blitt gjennomført i samarbeid med Universitetet i Stavanger og Statoil. Vi ønsker med det å uttrykke vår takknemlighet til de som har bidratt til å realisere oppgaven gjennom erfaringer, tanker, uttalelser og engasjement. Takk til samtlige intervjuobjekter fra Statoil som har tatt seg tid til å stille på intervju og delt sine synspunkt gjennom opplysende samtaler.

Vi ønsker å rette en stor takk til vår veileder ved Universitetet i Stavanger, Tone Bruvoll, for gode innspill, verdifull informasjon og konstruktive tilbakemeldinger gjennom prosessen. Hennes erfaring og forståelse for de ulike bransjene har vært essensiell for utformingen av oppgaven.

Til slutt ønsker vi å takke hverandre for et godt samarbeid og lærerike diskusjoner, samt våre medstudenter på INDØK for to fantastiske år!

Oppgaven er utarbeidet med utgangspunkt i:

Forfatter, Jone Hustveit, er ansvarlig for: Delkapittel 3.3, 3.2.2, 4.1.2, 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 5.2 og 5.6.

Forfatter, Jan Petter S. Knutsen, er ansvarlig for: Kapittel 2, Delkapittel 3.1, 3.2.1, 4.1.1, 4.1.3, 4.1.4, 5.1, 5.3, 5.4 og 5.5.

Innledning, overførbart læring og konklusjon er skrevet i samarbeid.

Denne siden er hensiktsmessig uten innhold

Sammendrag

I kjølvannet av oljekrisen, har flere aktører i petroleumssektoren uttalt at de ønsker å satse på fornybare energiprojekter. Klimautfordringer gjør at selskap ser behovet for å utvikle en bredere energiportefølje. Her til lands ble dette tydelig understreket da Statoil i mars 2018 annonserte at de bytter navn til Equinor. Oljebransjen har i nyere prosjekter satt større krav til kostnadseffektive løsninger hvor standardisering skal prioriteres foran «skreddersøm». Dette er en tilnærming offshore vindkraft har innarbeidet for å sikre lønnsomhet. Samtidig har oljeselskap gjennom flere tiår utviklet en solid prosjektkompetanse innen marine operasjoner. I denne oppgaven sammenlignes prosjektutbygginger innen olje og gass med offshore vindkraft. Målet er å undersøke likheter og forskjeller for å identifisere erfaringer som hensiktsmessig bør overføres mellom bransjene.

Studien tar for seg utbyggingsprosjekter gjennomført i de to bransjene. Fokusområdene er prosjektgjennomføring, utbyggingskostnader og kontraktteori. Med bakgrunn i teorien er det gjennomført kvalitative intervju. Erfaringer fra samtaleene er sammenlignet mot funn i prosjektstudien. Samtlige intervjuobjekter har lang erfaring fra prosjekter innen olje & gass, og har de senere årene arbeidet med offshore vindkraft.

Konklusjonen som blir presentert viser at prosjekter innen offshore vindkraft og olje & gass kan hente kunnskap og lærdom fra hverandre. Et utbyggingsprosjekt innen offshore vindkraft er avhengig av standardiserte komponenter for å holde et nøkternt kostnadsnivå. Et olje- og gassprosjekt er preget av stor variasjon og kompleksitet, og gjør standardisering noe mer utfordrende. Samtlige intervjuobjekter uttrykker at petroleumsnæringen fortsatt har et uforløst potensial innen standardisering. Leverandørsamarbeid i tidlig fase blir avdekket som en suksessfaktor ved vindprosjekter. Samarbeidet har resultert i lønnsomme utbygginger med konkurransedyktige løsninger. Basert på funn i studien og informasjon fra intervjuobjektene kan en konkludere med at tankegangen kan praktiseres i større grad ved olje- og gassprosjekter.

Det avdekkes gjennom studiet at selskaper i petroleumssektoren besitter kompetanse innen offshore operasjoner og prosjektstyring. Det kan konkluderes med at delkontrakter vil være den foretrukne kontraktsformen innen offshore vindkraft. Per i dag eksisterer det ikke leverandører med nødvendig kompetanse innen komplekse marine operasjoner, prosjektledelse og -gjennomføring som kan bære ansvar og tilhørende risiko tilknyttet en totalkontrakt.

Petroleumsnæringen har utviklet rutiner og prosedyrer for helse, miljø og sikkerhet. Offshore vindkraft oppleves som en ung bransje med forbedringspotensial på dette området. Grunnet oljeselskapenes inntog peker utviklingen i riktig retning.

INNHOLDSLISTE

FORORD	I
SAMMENDRAG	III
LISTE OVER FIGURER	VII
LISTE OVER TABELLER	VIII
1. INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN FOR OPPGAVEN	1
1.2 PROBLEMSTILLING	3
1.3 AVGRENSNINGER	3
1.4 INNDELING OG OPPBYGGING	4
2. FORSKNINGSMETODIKK	5
2.1 HVA ER METODE	5
2.1.1 KVALITATIVE OG KVANTITATIVE METODE	5
2.2 VALG AV METODE	5
2.3 LITTERATURSØK	6
2.3.1 KILDEKRITIKK	6
2.4 INTERVJU	6
2.4.1 INTERVJUMETODER	7
2.4.2 VALG AV INTERVJUOBJEKT	8
3. TEORETISK RAMMEVERK	9
3.1 PROSJEKTGJENNOMFØRING	9
3.1.1 PROSJEKTERS LIVSSYKLUS	10
3.1.2 TYPISKE TREKK VED ET PROSJEKT	12
3.1.3 PROSJEKTUTVIKLING – OLJE & GASS	14
3.1.4 PROSJEKTUTVIKLING – OFFSHORE VINDKRAFT	17
3.2 UTBYGGINGSKOSTNADER	18
3.2.1 KOSTNADSESTIMERING	18
3.2.2 KOSTNADSOVERSKRIDELSER	21
3.3 KONTRAKTSADMINISTRASJON	24
3.3.1 ANSKAFFELSESTRATEGI	24
3.3.2 INNGÅELSE AV KONTRAKT	26
3.3.3 GJENNOMFØRINGSMODELL	27
3.3.4 KOMPENSASIONSFORMAT	30
3.3.5 INSENTIVTEORI	30
3.3.6 OPPFØLGING OG KONTROLL	31
4. PROSJEKTSTUDIET	33

4.1 OLJE & GASS	33
4.1.1 UTBYGGING AV SKARV	34
4.1.2 UTBYGGING AV GJØA	38
4.1.3 UTBYGGING AV IVAR AASEN	40
4.1.4 OPPSUMMERING – OLJE- & GASSPROSJEKTER	42
4.2 OFFSHORE VINDKRAFT	45
4.2.1 UTBYGGING AV SHERINGHAM SHOAL	46
4.2.2 UTBYGGING AV DUDGEON	47
4.2.3 UTBYGGING AV HYWIND	48
4.2.4 OPPSUMMERING – VINDKRAFTPROSJEKTER	49
<u>5. DISKUSJON - FUNN I STUDIEN</u>	<u>51</u>
5.1 PROSJEKTGJENNOMFØRING	51
5.2 KONTRAKTSTRATEGI	53
5.3 LEVERANDØRMARKEDET	54
5.4 ESTIMERING	56
5.5 STANDARDISERING	57
5.6 KULTUR	58
<u>6. OVERFØRBAR LÆRING</u>	<u>59</u>
6.1 OVERFØRBART: VIND – OLJE & GASS	59
6.2 OVERFØRBART: OLJE & GASS - VINDPROSJEKTER	61
<u>7. KONKLUSJON</u>	<u>63</u>
VIND – OLJE & GASS	64
OLJE & GASS – VIND	64
ANBEFALINGER TIL VIDERE ARBEID	64
<u>REFERANSER</u>	<u>65</u>
<u>VEDLEGG 1: INTERVJUGUIDE</u>	<u>68</u>

Liste over Figurer

Figur 1: Energy perspectives 2017(Statoil, 2017e)	2
Figur 2: Oppgavens struktur.....	4
Figur 3: Intervjumetoder (Harrel & Bradley,2009).....	6
Figur 4: Et prosjekts faser (Gardiner,2005).....	10
Figur 5: Typiske trekk ved et prosjekt (Gardiner,2005).....	12
Figur 6: Informasjonsflyt i et prosjekt (PMI,2000)	13
Figur 7: Prosjektutviklingsprosess ved et Olje- & Gassprosjekt.....	14
Figur 8: Prosjektutviklingsprosess, Offshore Vindkraft.....	17
Figur 9: Prosjekttrekant (Wysocki,2014)	18
Figur 10: Kostnadsestimering (Drevland,2013)	19
Figur 11: n-prosentkvantil (Drevland,2014).....	20
Figur 12: Kostnadsutvikling for prosjekter på norsk sokkel (Oljedirektoratet, 2017)	22
Figur 13: Gjennomsnittlig kostnadsoverskridelser energiprojekter (Ernst & Young, 2016).....	22
Figur 14: Anskaffelsesprosessen (Difi, 2017a)	24
Figur 15: Kraljics posisjoneringsmatrise (Difi, 2017b).....	25
Figur 16: Ansvars- og rollefordelingen i delt og integrert gjennomføringsmodell (Statens vegvesen., 2010).....	27
Figur 17: hovedaktiviteter som inngår i kontrakter(Oljedirektoratet, 2013)	28
Figur 18: Typisk multi-leveranse for vindprosjekt(BVG Associates, 2017).....	29
Figur 19: Typisk EPCI leveranse for et vindprosjekt (BVG Associates, 2017).....	29
Figur 20: Konsept for utbygging av Skarv (Oljedirektoratet,2013)	35
Figur 21: Gjøa (Norsk Petroleum, 2018a).....	38
Figur 22: Ivar Aasen (AkerBP, 2016b)	40
Figur 23: Utvikling oljepris (DN.no, 2018).....	42
Figur 24: Utbygging Sheringham Shoal (Statoil, 2018b).....	46
Figur 25: Tidsplan utbygging Dudgeon (Dudgeonoffshorewind, 2017).....	47
Figur 26: Utbygging Hywind Scotland (Statoil, 2017b)	48
Figur 27: Prosjektutvikling - Olje & Gass, Statoil	51

Liste over Tabeller

Tabell 1: Intervjuobjektene	8
Tabell 2: Kompensasjonsmodeller	30

Denne siden er hensiktsmessig uten innhold

1. Innledning

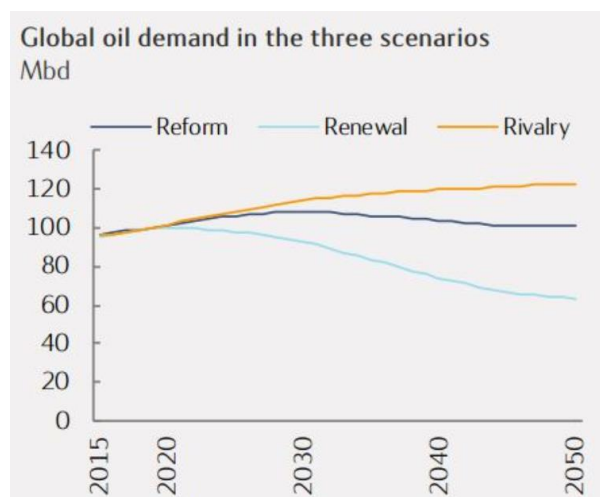
Dette kapittelet presenterer bakgrunn for oppgaven, problemstilling som belyses, avgrensinger som er satt, og oppbygging og inndeling av selve oppgaven.

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Etter flere år med vekst og tidvis rekordhøy oljepris, opplevde olje- og gasssektoren en nedgang i 2014. Gjennom vinteren stupte oljeprisen ned mot 30 dollar fatet. Feltene var ikke lengre lønnsomme, noen ikke engang på 90-100 dollar fatet. Ringvirkningene av dette var oppsigelser, avtakende boligpriser og svakere kronekurs. Statistisk sentralbyrå anslår at 50.000 mistet sitt arbeid som følge av oljekrisen. For bransjen betydde dette nærmest stopp i investeringene, fra 228 milliarder kroner i 2014 til 149 milliarder i 2017. Det resulterte i at prosjekter ble satt på vent og andre kansellert (SSB, 2017).

Kostnadene hadde nådd et nivå som ikke var bærekraftig og bransjen ble nødt til å iverksette en omfattende omstillingsprosess. Den største operatøren på norsk sokkel, Statoil, gjennomførte en rekke endringer og satt fokus på å effektivisere virksomheten. Ved inngangen til 2017 var det tydelig at handlingene ga resultat, årlige kostnader var redusert med 27 milliarder og summen var forventet å øke til 35 milliarder ut året. Kostnadsnivået var tilbake på samme nivå som i 2007 (Seglem, 2017).

Samtidig har klimaendringer blitt et av de viktigste temaene i politikken de siste årene. Paris-avtalen forplikter alle land å bidra til å begrense den globale oppvarmingen under 2 grader. For et oljeselskap betyr det at fremtidsutsiktene er usikre. Figur 1 viser Statoils årlige rapport «energy perspectives» som anslår at det mest miljøvennlige utviklingsalternativet kan redusere global oljeetterspørsel med over 30 millioner fat innen 2050 (Statoil, 2017e).



Figur 1: Energy perspectives 2017(Statoil, 2017e)

På tross av at olje og gass vil være en del av energimiksen, har Statoil uttalt at de ønsker det grønne skiftet velkommen. Karbonfangst, havvind, sol- og geotermisk energi er alle en del av energiporteføljen i dag. Selskapet planlegger videre å investere 100 milliarder i fornybare energiprojekter innen 2030 (DN, 2017). Det fremtidige fokuset ble ytterligere understreket ved at Statoil bytter navn til Equinor. Navnet skal reflektere selskapets strategi og utviklingen mot å bli et bredere energiselskap (Statoil, 2018c).

Med bakgrunn i dagens utvikling av energimarkedet, hvor fornybar energi er i fokus, vil det være interessant å undersøke i hvilken grad erfaringer og kompetanse fra olje- og gassnæringen kan komme til nytte for offshore vindkraft. Samtidig vil det være interessant å undersøke om vindkraft besitter kunnskap og erfaringer som vil kunne bidra til å effektivisere oljeindustrien.

1.2 Problemstilling

Hensikten med oppgaven er å sammenligne utbyggingsprosjekter innen olje & gass og offshore vindkraft. Studien har som mål å avdekke likheter og ulikheter mellom industriene for så å identifisere overførbar læring som kan bidra til å effektivisere og/eller redusere kostnader. For å belyse dette har vi valgt å fokusere på følgende punkter:

- Prosjektgjennomføring
- Utbyggingskostnader
- Kontraktteori

Hvilke likheter og forskjeller finnes mellom utbyggingsprosjekter innen Olje & Gass og Offshore Vindkraft?

Hvilke erfaringer vil hensiktsmessig være overførbare mellom utbyggingsprosjekter innen Olje & Gass og Offshore Vindkraft?

1.3 Avgrensninger

Med tanke på oppgavens kompleksitet er problemstillingen belyst fra feltutbyggers ståsted. For å få et fullstendig vurderingsgrunnlag opp mot det teoretiske rammeverket og prosjektstudiet, har det vært gjennomført intervjuer. Grunnet begrenset tid ble det valgt å fokusere på prosjekter gjennomført av Statoil, da de har erfaring fra utbygginger innen olje & gass og vindkraft.

Oppgaven baserer seg på innhentet, kvalitativ informasjon som er avdekket gjennom prosjektstudiet og intervjuer. Det er rimelig å anta at det er flere elementer som er overførbare på tvers av industriene, som ikke er blitt avdekket i oppgaven.

1.4 Inndeling og oppbygging

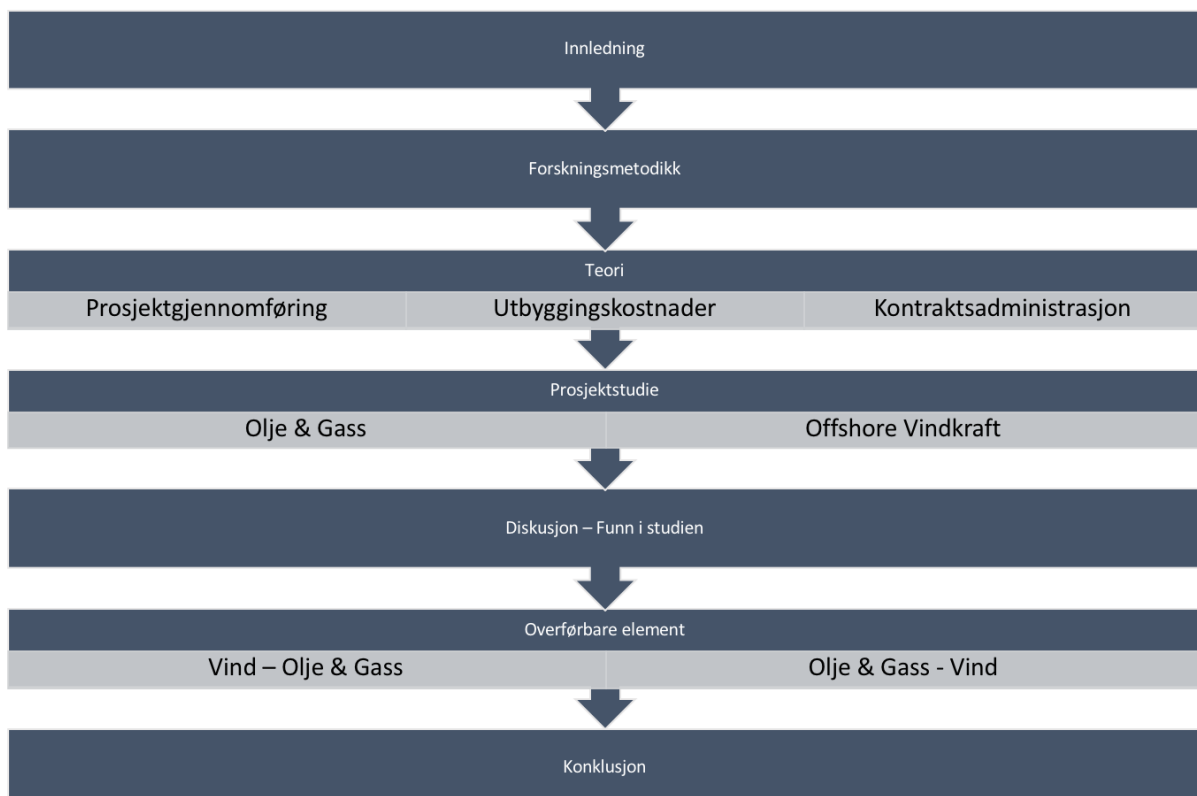
Oppgaven består av syv hovedkapitler, som vist i figur 2. I følgende kapittel beskrives ulike forskningsmetoder, intervjuformer og hvilke metoder som er valgt for dette studiet.

Kapittel 3 gir en gjennomgang av det teoretiske rammeverket som danner utgangspunktet for oppgaven. Kapitlet fokuserer på tre hoveddeler: Prosjektgjennomføring, utbyggingskostnader og kontraktsadministrasjon. Sammen med kapittel 4, som tar for seg prosjektstudier innen henholdsvis olje & gass og offshore vindkraft, utgjør dette sammenligningsgrunnlaget opp mot intervju med fagpersonell.

I kapittel 5 analyseres og diskuteres likheter, ulikheter mellom offshore prosjekter og vindprosjekter, på bakgrunn av det teoretiske rammeverket, prosjektstudiene og informasjon innhentet fra intervjuobjektene.

Kapittel 6 tar for seg overførbare elementer mellom offshore olje & gass og offshore vindkraft.

I kapittel 7 presenteres konklusjon og videre arbeid.



Figur 2: Oppgavens struktur

2. Forskningsmetodikk

Dette kapittelet tar for seg forskningsmetodikk og valgt metode.

2.1 Hva er metode

Ifølge Vilhelm Aubert blir en metode definert som: «*En fremgangsmåte, et middel til å løse problemer og komme fram til ny kunnskap. Et hvilket som helst middel som tjener dette formål, hører med i arsenalet av metoder.*» (Dallan, 2007).

Metode er et verktøy som benyttes når et fenomen skal undersøkes og hjelper en med innhenting av relevant data for å gjennomføre selve undersøkelsen. Hvilken forskningsmetode som velges er avhengig av problemstilling og studiens formål. Det finnes to tilnærminger: kvalitative og kvantitative forskningsmetoder.

2.1.1 Kvalitative og kvantitative metode

Kvalitative metoder bygger på teorier om fortolkning og menneskelige erfaringer. Metodene baserer seg på ulike former av innsamlet data fra intervjuer, observasjoner eller dokumentstudier. Forskningsmetoden er velegnet på området hvor det finnes lite forskningsbasert kunnskap fra før og bidrar til å belyse fenomener som har vært lite studert (De nasjonale forskningsetiske komiteene, 2010)

Den kvantitative metoden går ut på å samle inn et sett av materiale som omformes til målbare enheter, og hvor resultatet kan tallfestes. Målinger og kalkulasjoner er vanlige former for kvantitative metoder som resulterer i statistiske fremstillinger som tabeller og grafer. Formålet med en slik metode er gjerne å teste en hypotese hvor en finner ut om en antakelse om virkeligheten stemmer overens med tilgjengelig data. Kvantitativ metode kartlegger at noe skjer, mens kvalitativ metode avdekker hvorfor det skjer (Dahlum, 2017).

2.2 Valg av metode

På bakgrunn av problemstilling i studiet er det naturlig å ta i bruk kvalitativ forskningsmetode. Det finnes lite tilgjengelig data på feltet og studiet er avhengig av erfaringer fra prosjektgjennomføringene for å kunne møte oppgavens mål. Ettersom metoden er basert på relasjoner mellom utspørrer og respondent, kan forskningen være vanskelig å etterprøve. Datainnsamling for valgt forskningsmetode vil hovedsakelig bli gjort gjennom intervjuer og dokumentstudier.

2.3 Litteratursøk

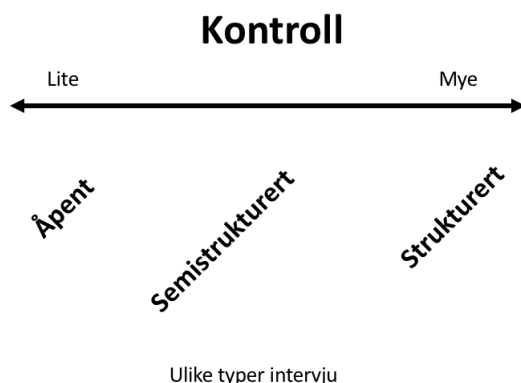
Gjennom studiet er det blitt utført litteraturstudier for å belyse den aktuelle problemstillingen. Datainnsamlingen er hentet fra lærebøker, nyhetsartikler, offentlige publikasjoner, statlige rapporter og vurderinger. Innsamlet data utgjør grunnlaget for teoridelen av oppgaven og gir nødvendig kunnskap for å kunne besvare valgt problemstilling. Kvalitet og innhold i innsamlet data må vurderes og en må ta stilling til om valgte kilder kan sees på som pålitelig.

2.3.1 Kildekritikk

Et kvalitativt intervju gir innsikt i en eller flere personers subjektive meninger. Det er derfor viktig å gjennomføre et visst antall intervjuer for å kvalitetssikre og få troverdighet i studiet. I denne oppgaven har perioden vært satt til et semester, noe som har begrenset utvalget intervjuobjekter.

2.4 Intervju

Formålet med intervjuer er å få innsikt og dybdekunnskap om hendelser, meninger, vurderinger, argumenter, beslutninger og tiltak som er relevant for studiet. Ulike intervjumetoder kan brukes ut i fra hvor mye kontroll en ønsker. Som en ser ut i fra figur 3 kan et intervju gjennomføres som åpent eller mer strukturert hvor det er fordeler og ulemper knyttet til hver av metodene (Margaret C. Harrell Melissa A. Bradley, 2009).



Figur 3: Intervjumetoder (Harrel & Bradley, 2009)

2.4.1 Intervjumetoder

Ved gjennomføring av et åpent intervju vil utspørter ha et bestemt formål, men liten kontroll over hvordan respondenten svarer. Et åpent intervju karakteriseres ved at samtalen kan ta flere retninger og spørsmålene vil være basert på emner respondenten bringer opp. Denne formen for intervju kan ta svært lang tid å gjennomføre og egner seg best hvor fenomenet en skal analysere krever oppfølging over tid (Margaret C. Harrell Melissa A. Bradley, 2009). Semistrukturerte intervjuer kjennetegnes ved at det blir utarbeidet en guide som inneholder relevante spørsmål for å dekke det aktuelle temaet som skal undersøkes. Denne formen for intervju benyttes når utspørter har detaljert informasjon som en vil avdekke og ønsker å forstå. For å kunne oppnå nødvendig informasjon tillater denne type intervju å stille nye spørsmål basert på respondentens svar.

Strukturerte intervjuer er den mest kontrollerte formen for intervjuer. Ved denne formen har en et sett av faste spørsmål gitt i en bestemt rekkefølge, som ikke kan fravikes. Denne type intervju blir ofte benyttet ved forskning som er avhengig av mange respondenter eller baserer seg på spørreundersøkelser (Margaret C. Harrell Melissa A. Bradley, 2009).

Ved dette studiet er det valgt å benytte semistrukturert intervju hvor det er blitt utarbeidet en intervjuguide i forkant av intervjuene. Guiden inneholder temaer med tilhørende spørsmål som dekker prosjektgjennomføring, kontraktsadministrasjon og øvrige forhold. Intervjuguiden har fungert som en veiledning i prosessen med å avdekke ønsket informasjon. Samtidig har det vært avgjørende å stille oppfølgingsspørsmål for å oppnå tilstrekkelig forståelse av intervjuobjektens subjektive meninger og erfaringer.

2.4.2 Valg av intervjuobjekt

Intervjuobjektene har alle lang erfaring fra prosjekter innen olje & gass, og har de siste årene jobbet med offshore vind. De fleste har arbeidet eller arbeider innen et eller flere av feltene: prosjektgjennomføring, prosjektkontroll og kontrakt. Uavhengig av utdanning og stilling har alle teknisk og kommersiell forståelse for hvordan prosjekter gjennomføres i de respektive bransjene. Intervjuobjektene er nummerert i tabell 1 og forblir anonymisert gjennom oppgaven.

Intervjuobjekt nr:	Selskap:	Stilling:
1	Statoil	Advisor – Offshore Wind
2	Statoil	Project Control – Hywind Scotland
3	Statoil	Project Development – Offshore Wind
4	Statoil	Project Engineer - Doggerbank

Tabell 1: Intervjuobjekter

3. Teoretisk rammeverk

I følgende kapittel presenteres det teoretiske rammeverket som danner grunnlaget for å møte studiens formål.

3.1 Prosjektgjennomføring

I følge Wysocki er et prosjekt definert som følgende; «En sekvens av unike, komplekse og avhengige aktiviteter som har et mål eller et formål, som må ferdigstilles innenfor avtalt tid og budsjett, og i henhold til gitte spesifikasjoner».

Et prosjekt består av ulike aktiviteter som må gjennomføres i en bestemt rekkefølge, eller sekvens. Sekvensen av aktiviteter er basert på tekniske krav og tilgjengelige ressurser. Hver enkelt aktivitet i et prosjekt er unik ved at det alltid vil være hendelser som påvirker gjennomføringen. Forsinkelser, kvalitetsfeil eller misforståelser er eksempler på dette. Aktivitetene i et prosjekt står som oftest i forhold til hverandre, om det er en logisk rekkefølge eller krav som påvirker, vil det være en gitt sekvens som må følges for å fullføre et prosjekt. Aktiviteter blir vurdert som avhengig når resultatet av den foregående aktiviteten er avgjørende for oppstart av kommende aktivitet (Wysocki, 2014). Tid, kapital og arbeidskraft er begrensede ressurser som vil påvirke hvordan en oppnår prosjektets mål innenfor gitte spesifikasjoner.

I tillegg til overnevnte karakteristiske trekk, er det flere kjennetegn som assosieres ved et prosjekt (Gardiner, 2005);

- Bære risiko og håndtere usikkerhet.
- Fortløpende tilegning av kunnskap.
- Interaksjon mellom ulike mennesker, bedrifter og organisasjoner.
- Endringsledelse.
- Krever team-arbeid.
- Krever ledere.

3.1.1 Prosjektets livssyklus

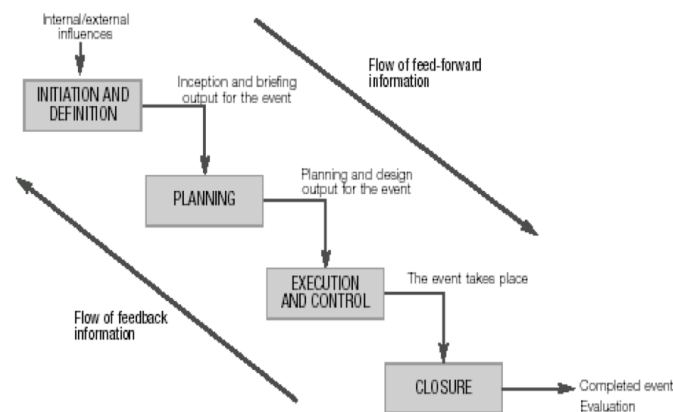
Et prosjekt beveger seg typisk gjennom et sett av faser som kalles en prosjektlivssyklus. Hver fase kjennetegnes ved at den produserer et stykke arbeid som overleveres til neste fase. Ved å etablere beslutningspunkter mellom hver fase hvor en verifiserer og evaluerer resultatet fra den foregående fasen vil en kunne forenkle kontrollen over et prosjekt (Gardiner, 2005).

Framdriften i arbeidet vil på denne måten bli evaluert fra fase til fase og eventuelle feil/endringer fra prosjektets plan vil kunne bli detektert og utbedret.

Å styre et prosjekt etter livssyklusmodellen vil ifølge Gardiner bidra til at;

- utfordringer i prosjektet ikke blir oversett.
- Tid og penger ikke blir sløst.
- Ressurser blir brukt effektivt.

En livssyklus markerer prosjektets oppstart og avslutning (Project Management Institute, 2000). Antall faser i livssyklusen vil variere og er avhengig av prosjektets utforming og kompleksitet. Figur 4 illustrerer en prosjektmodell som er inndelt i fire faser; oppstart, planlegging, gjennomføring og avslutning.



Figur 4: Et prosjekts faser (Gardiner,2005)

Oppstartsfasen representerer starten av prosjektet, hvor hovedfokuset er å utarbeide og definere prosjektets mål, spesifikasjoner samt å identifisere prosjektets suksessfaktorer. De viktigste beslutningene som utformer et prosjekt blir tatt i denne fasen, til tross for at en på dette stadiet innehar begrensede ressurser og informasjon (Gardiner, 2005). Det er derfor ekstremt viktig å innhente tilstrekkelig informasjon og gjennomføre de nødvendige vurderinger for å kunne fatte en beslutning om prosjektet er gjennomførbart og bør iverksettes.

Når et prosjekt beveger seg over i fase to, planlegging, har avgjørende beslutninger vedrørende prosjektets utforming blitt tatt. Hovedfokuset i planleggingsfasen tar for seg tre hovedelement som utgjør grunnlaget for prosjektkontroll og videre gjennomføring (Gardiner, 2005);

1. Opprette nødvendige planer for å støtte prosjektet, inkludert;
 - a. Utførelsesplan, hva skal gjøres når, omfang av prosjektet.
 - b. Ressurs- og budsjett planer, herunder: tid, kost og bemanning.
 - c. Risikovurdering av arbeid som skal bli utført.
 - d. Kvalitetskontroll av produkt/tjeneste som skal leveres.
2. Organisering og mobilisering av nødvendige ressurser; arbeidskraft, materialer, utstyr, kunnskap og informasjon.
3. Opprette en infrastruktur som skal sikre effektiv kommunikasjon mellom prosjektets interessenter.

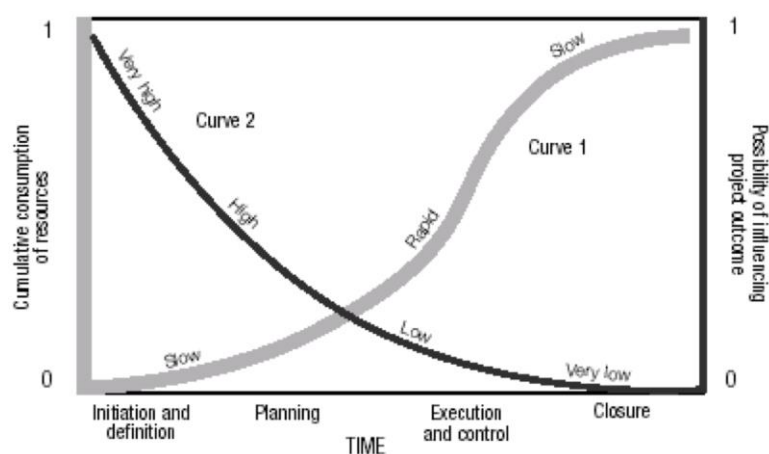
Relasjonen mellom kostnadsoverskridelser og endringer kan i et prosjekt være sterk. Det er kjent at endringer som gjennomføres etter at et prosjekt er iverksatt kan gi økte kostnader (Gardiner, 2005). Det er derfor essensielt at planleggingsfasen avsluttes ved at en verifiserer prosjektets fremdrift og påser at gitte krav er tilfredsstillt.

Gjennomføringsfasen er preget av forventninger fra prosjektets interessenter, hvor hovedfokuset er å levere i forhold til krav, tilgjengelige ressurser og å oppfylle prosjektets mål. Et typisk kjennetegn for gjennomføringsfasen er at klienten, først nå, får et fysisk forhold til hvordan det endelige resultatet vil fremstå (Gardiner, 2005). Når et prosjekt først har startet kan ny informasjon og bedre forståelse av klientens ønsker bli avdekket, og dette kan føre til endringer. Selv om ønsket scenario ved alle prosjekter er å; «Do It Right The First Time», vil sannsynligheten for endringer alltid være tilstede.

Til slutt, i avslutningsfasen, vil en av hovedaktivitetene være overføring av prosjektets resultat, produkt/tjeneste, til klienten. Her er det viktig at tilstrekkelig opplæring og dokumentasjonskrav følger med i overlevering for å ferdigstille kompletteringen (Gardiner, 2005). Avslutningsfasen gir også en mulighet for en formell evaluering av prosjektet. Fokuset i evaluering bør være rettet mot hva organisasjonen kan ta lærdom av gjennom prosjektutførelsen, med fokus på positive og konstruktive elementer som kan bidra til å øke selskapets konkurransevne. Det er viktig å presisere at kontinuerlig evaluering bør være en innarbeidet prosess som gjenspeiles i samtlige prosjekter.

3.1.2 Typiske trekk ved et prosjekt

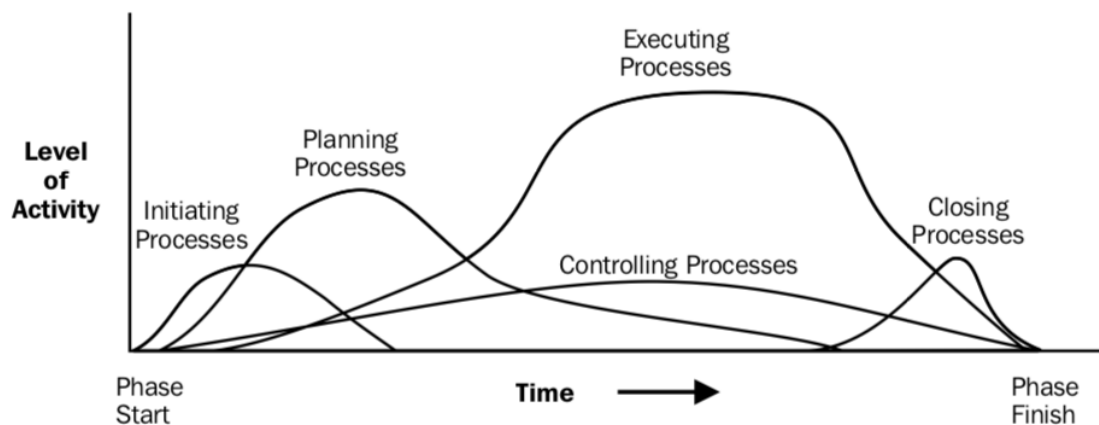
Gjennom et prosjekts livssyklus og tilhørende faser er det typiske mønstre som reflekterer de fleste prosjekter (Gardiner, 2005) I oppstarten av et prosjekt vil bruken av *ressurser* være relativt lav for så å øke gjennom planleggingsfasen. Ved gjennomføringsfasen vil ressursbruken være på topp, og avta ved prosjektets avslutning. Fra figur 5 ser vi tydelig hvordan ressursbruken fordeler seg gjennom prosjektets faser. Etterspørselen av *arbeidskraft* vil være varierende gjennom et prosjekts livssyklus. Ved oppstarten vil etterspørselen typisk være lav for så å øke fra planleggingsfasen mot avslutningen, hvor etterspørselen vil avta. Som det kommer frem fra figur 5 vil muligheten for å *påvirke prosjektets sluttresultat* være størst ved oppstarten for så å avta gjennom prosjektets levetid. Dette skyldes forpliktelse som prosjektet påtar seg forløpende ettersom det utvikler seg.



Figur 5: Typiske trekk ved et prosjekt (Gardiner,2005)

Å bearbeide informasjon mellom de ulike fasene i et prosjekt er sentralt for å kunne gjennomføre på en effektiv måte. Hver fase har sitt eget mål og mening, og å bevege seg fra en fase til en annen innebærer en form for omstilling (Project Management Institute, 2000). Det som kjennetegner et prosjekt er at resultatet i en fase utgjør grunnlaget for den kommende fasen, eksempelvis ved at resultatet av planleggingsfasen danner grunnlaget for prosjektets gjennomføring. For å styre et prosjekt effektivt er en dermed avhengig av informasjonsflyt mellom fasene. En effektiv informasjonsflyt bidrar til å forbedre kvaliteten på prosjektets resultat gjennom kunnskaps- og erfaringsoverføring fra fase til fase, fra prosjektets start til slutt.

Fra figur 6 kan en se hvordan informasjon flyter gjennom de ulike fasene av et prosjekts livssyklus (Project Management Institute, 2000).

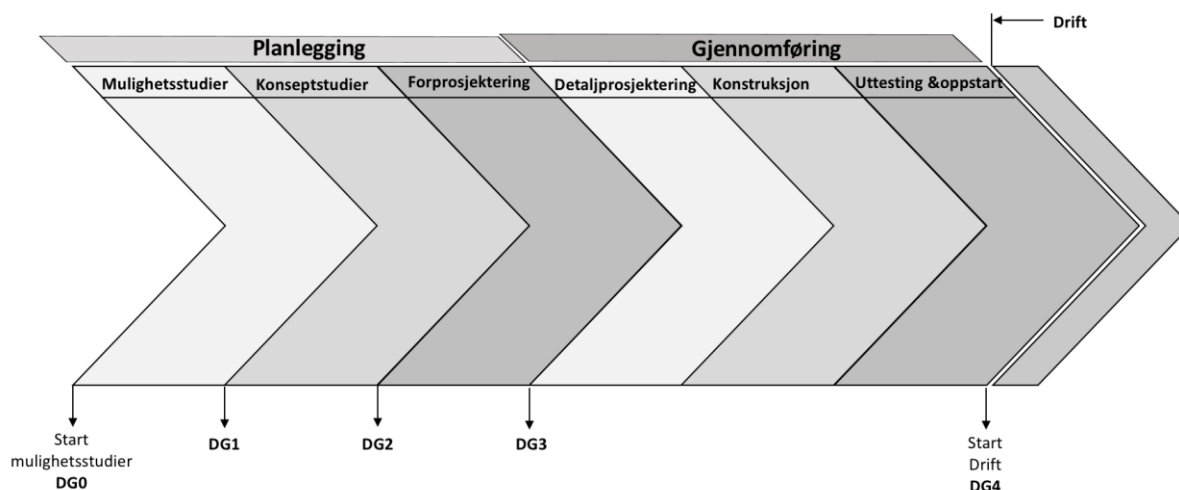


Figur 6: Informasjonsflyt i et prosjekt (PMI,2000)

En ser tydelig hvordan aktivitetsnivået endrer seg, hvor toppunktet typisk vil være i gjennomføringsfasen.

3.1.3 Prosjektutvikling – olje & gass

Offshoreprosjekter deles hovedsakelig inn i en planleggingsfase og en gjennomføringsfase (Oljedirektoratet, 2013). Formålet med planleggingsfasen er å klargjøre om et forretningskonsept er teknisk gjennomførbart, har en håndterbar usikkerhet og har tilstrekkelig lønnsomhet (Oljedirektoratet, 2017). I fasen utarbeides arbeidsomfanget med innlagt fleksibilitet, det etableres en gjennomføringsplan, en kontraktstrategi utformes, tilbud fra leverandør innhentes og kontraktør velges. En vital faktor er å utarbeide realistiske estimater for gjennomføringstid, krav til arbeidsinnsats og kostnader. Planleggingsfasen deles inn i mulighetsstudier, konseptstudie og forprosjektering, og danner grunnlaget for plan for utvikling og drift (PUD). PUD fremlegges for OED og må godkjennes av myndighetene før en eventuell utbygging av et oljefelt kan iverksettes (Olje- og energidepartementet et al., 2017). Figur 7 skisserer en typisk prosjektutvikling i olje og gass.



Figur 7: Prosjektutviklingsprosess ved et Olje- & Gassprosjekt

En plan for utvikling og drift (PUD) omhandler utbygging av en petroleumsinstallasjon og hvilke konsekvenser de planlagte utbyggingstiltakene vil ha. PUD utføres av rettighetshaverne i utvinningstillatelsen. En PUD skal i henhold til Petroleumsloven inneholde en beskrivelse av den planlagte utbyggingen hvor økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige og miljømessige forhold skal utredes (Olje- og energidepartementet, 1999). Utredningen sendes på høring til alle som kan berøres av utbyggingen, slik at partene får anledning til å gi uttrykk for sitt syn. Formålet med prosessen er å sikre at alle relevante argumenter er kjent før en avgjørelse om utbygging tas, og at utbyggingene som finner sted er forsvarlig og har akseptable konsekvenser for andre samfunnsinteresser (Norsk Petroleum, 2018c)

PUD danner grunnlaget for at Olje- og energidepartementet kan godkjenne utbygging av petroleumforekomster og gi tillatelse til drift. OED har sammen med Arbeids- og sosialdepartementet utarbeidet en veiledning for PUD hvor en får en detaljert beskrivelse av hva som skal inkluderes. Formålet er å klargjøre både regelverket og myndighetenes forventinger til utbygger. Plan for utbygging og drift fungerer dermed som en kontrollordning som sikrer at utbygginger på norsk sokkel tilfredsstiller gitte krav som er satt av myndighetene (Norsk Petroleum, 2018c)

Gjennom et prosjektets levetid er det mange avgjørende beslutninger som må fattes. Forut for beslutningene må det gjennomføres kvalitetssikring i ulike former, både internt og eksternt. Kvalitetssikring omhandler teknisk kvalitet så vel som tverrfaglig og kommersiell kvalitet av prosjektet basert på operatørens erfaringsdata fra andre prosjekter og eksternt benchmarking. Som det kommer frem av figur 7, utviklingsmodell for prosjekter på norsk sokkel, er det innlagte beslutningsporter (DG 0-4) hvor fremgang og status blir evaluert. For et utbyggingsprosjekt er investeringsanslaget et sentralt grunnlag for beslutningen om det skal investeres eller ikke. Parametere som produksjonsvolum, prisforventninger på olje og gass, drifts- og tredjepartskostnader er andre forhold som er avgjørende for om et prosjekt er lønnsomt (Olje- og energidepartementet, 1999).

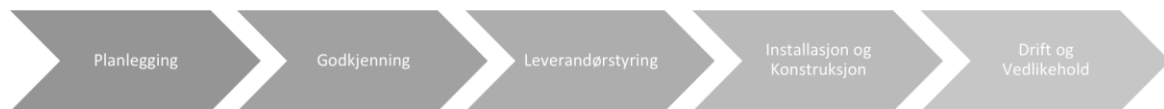
Gjennomføringsfasens hovedformål er å påse at alle praktiske og formelle forberedelser er gjort for så å styre prosjektet innenfor gitte tids- og kostnadsrammer mot ferdigstillelse. Fasen deles i detaljprosjektering, utbygging og uttesting/oppstart (Oljedirektoratet, 2013). I forkant av selve utbyggingen tar detaljprosjektering for seg det endelige grunnlaget for utbyggingen, hvor det utarbeides og kontrolleres nøyaktige beregninger av vekt, materialbehov og plass, og innkjøpsavtaler inngås.

For offshoreprosjekter på norsk sokkel vil operatøren ha det overordnede ansvaret for den daglige ledelsen og prosjektgjennomføring. Det er dermed en forutsetning at operatøren har tilstrekkelig prosjektkompetanse og kjennskap til krav som stilles til norsk kontinentalsokkel. Det er videre operatørens ansvar at leverandørene innehar nødvendig kompetanse for å kunne levere i henhold til gitte bestemmelser. For et prosjekt vil dermed kompetanse og kvalitet i alle prosjektets aktiviteter være et suksesskriterium. En forutsetning for at et prosjekt skal lykkes i forhold til kvalitet, kostnads- og tidsrammer er oppfølging. Prosjektoppfølging i gjennomføringsfasen innebærer å følge opp kontraktmessige forhold, sikre fremdrifts- og kostandskontroll, styre prosjekteringsarbeid, følge opp konstruksjoner, foreta innkjøp og

kvalitetssikring (Oljedirektoratet, 2013). Fordelingen av overnevnte oppgaver mellom operatør og leverandør vil kunne variere med ulike kontraktsformer, uansett vil operatøren ha det overordnede ansvaret og må påse at fremdrift og kostnader er i henhold til planene, samt sikre kvalitet på leveransene.

3.1.4 Prosjektutvikling – Offshore vindkraft

Livssyklusen for utbygging av offshore vindkraft består av ulike aktiviteter og faser som hver og en påvirker hverandre. Som for olje & gass prosjekter vil utbygging av vindkraft bestå av en planleggingsfase og en gjennomføringsfase. Typiske aktiviteter som inngår er presentert i figur 8.



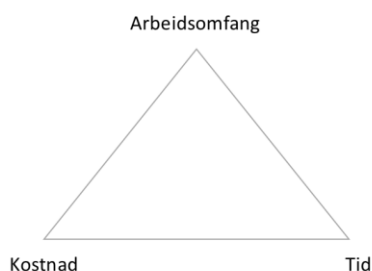
Figur 8: Prosjektutviklingsprosess, Offshore Vindkraft

Selve planleggingsfasen for offshore vindkraft igangsettes ved å gjennomføre geotekniske undersøkelser for å identifisere egnede områder for utbygging, evaluere metrologiske forhold og tilkomst til strømmnett. Undersøkelser iverksettes for å kartlegge bunnforhold og tilhørende topografi i det aktuelle området. Miljøstudier er viktige for å vurdere hvordan en eventuell utbygging vil påvirke dyreliv og miljø. Basert på avdekkede elementer utarbeides det et prospekt for havvindfeltet. Prospektet utgjør grunnlaget for utbyggingen og må godkjennes av myndighetene før videre utvikling starter (BVG Associates, 2017). Ved tildelt konsesjon fra staten, beveger en seg over i fasen for valg av utviklingskonsept og identifisering av aktuelle leverandører. Det er avgjørende å etablere et innkjøpsteam for å kunne anskaffe nødvendige leveranser som turbin, fundamentløsning, fartøy og installasjonsarbeid for å møte prosjektets mål.

Gjennomføringsfasen deles inn i konstruksjon, installasjon, operasjon og vedlikehold. Fasen består av aktiviteter hvor gjennomførelse innenfor gitte tids- og kostnadsrammer er i hovedfokus (BVG Associates, 2017). Aktiviteter som installasjon og vedlikehold utføres under krevende forhold hvor helse, miljø og sikkerhet er i hovedfokus. Dermed er det essensielt med kontinuerlig vurdering av risiko gjennom prosjektets gjennomføringsfase.

3.2 Utbyggingskostnader

Gjennom et prosjekts livssyklus vil kostnader alltid være en variabel som en må ta hensyn til. Kostnader er en av tre faktorer som påvirker ethvert prosjekt. Samspillet mellom tid, kostnad og arbeidsomfang er suksessfaktoren for en utbygging, og parameterne er essensielle for å forstå at tilgjengelige ressurser og kvalitet i et prosjekt er avgjørende for å kunne levere i henhold til etterspurt leveranse. Parameterne er vist i figur 9 prosjekttrekanten.



Figur 9: Prosjekttrekant (Wysocki,2014)

Dersom en av faktorene i prosjekttrekanten endres vil dette påvirke de to respektive. Et eksempel på dette kan være hvor det implementeres en kostnadsreduksjon som igjen fører til lavere kvalitet på utført arbeid grunnet kutt i antall tilgjengelige arbeidstimer. På en annen side, risikerer en å utvide tidsplanen for å oppnå ønsket kvalitet, noe som krever flere arbeidstimer, som resulterer i økte kostnader (Wysocki, 2014)

3.2.1 Kostnadsestimering

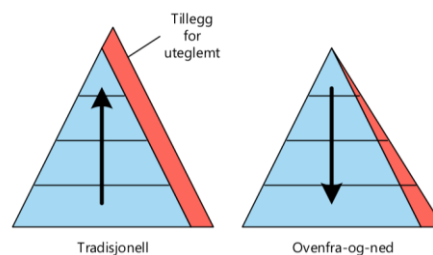
En sentral del av planleggingen av et prosjekt er å beregne hva prosjektet kommer til å koste. En prognose for de totale kostnadene utarbeides og kalles et kostnadsestimat. At det er en prognose tilsier at det er en tilnærmet beregning og at det er usikkerhet knyttet til estimatet. Usikkerhet knyttet til et prosjekt kan sies å være mangel på innsikt i arbeidsomfang og om hva de ulike nødvendige aktivitetene kommer til å koste (Drevland, 2013). Usikkerheten kan slå ut både positivt og negativt på et prosjekts kostnader og det er dermed ikke mulig å estimere eksakt hvor mye et prosjekt kommer til å koste før det er ferdigstilt. Det er utfordrende å sette et nøyaktig estimat tidlig i planleggingsfasen, og må i enkelte tilfeller endres fortløpende gjennom prosjektets livssyklus ettersom informasjon blir tilgjengelig.

Hovedhensikten med kostnadsestimering er å danne et mest mulig dekkende bilde over kostnader og usikkerhet knyttet til kostnadene for et prosjekt. Det som kjennetegner gode estimat er at alle forhold ved prosjektet er vurdert, og at mulige virkninger av respektive forhold er kvantifisert og inkludert i kostnadsestimatet. Dette betyr at estimatet må inkludere alle

ressurser for hver prosjektaktivitet, eventuelle planendringer og markedssvingninger (Drevland, 2013)

Et kostnadsestimat er basert på forutsetninger, spesielt med hensyn på hva omfang prosjektet består av, hvordan det skal gjennomføres og hvilket prisnivå kostnadene regnes i. Utfordringen med forutsetninger er at de kan være urealistiske i forhold til hva som er oppnåelig. Urealistiske forutsetninger som krever endring underveis i prosjektet medfører typisk en økning i estimatet (Drevland, 2013).

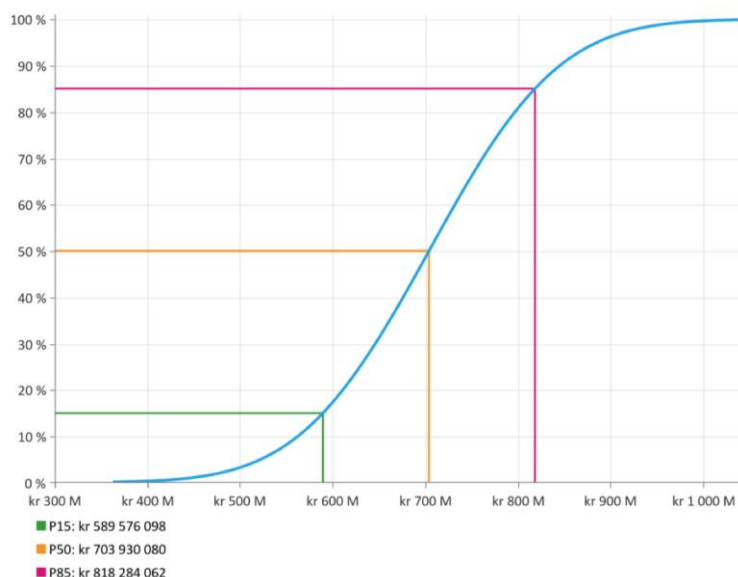
Når en skal estimere kostnader knyttet til et prosjekt er en avhengig av en estimatstruktur. Det er i hovedsak to prinsipper for kostnadsestimering, «Ovenfra-og-ned» og «Nedenfra-og-opp»(Drevland, 2013). Metodene er illustrert i figur 10 under avsnittet. «Ovenfra-og-ned» estimering tar utgangspunkt i overordnede aktiviteter i et prosjekt, og ved «Nedenfra-og-opp» baserer en seg på å bryte prosjektet ned til enkeltkomponenter som det kan knyttes kostnader til, hvor summen av disse utgjør totalestimatet. Dersom en har tilgang på sammenlignbare prosjekter og ikke har detaljert informasjon tilgjengelig, egner «Ovenfra-og-ned» estimering seg godt, typisk da i tidlig fase av et prosjekts livssyklus. Metoden baserer seg i stor grad på eksperters meninger og er generelt sett rimeligere å utføre, men igjen er den mindre nøyaktig. «Nedenfra-og-opp» er en ressurskrevende prosess som foretrekkes ved komplekse prosjekter som inneholder sammenfattede problemstillinger (Gardiner, 2005).



Figur 10: Kostnadsestimering (Drevland,2013)

Det mest etterspurte resultatet fra et kostnadsestimat er selve estimatet. For å kunne uttrykke sannsynligheter for usikre verdier er det mest hensiktsmessig å benytte en sannsynlighetsfordeling, som angir sannsynlighetene for ulike utfall. Ved bruk av kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger beregner en sannsynlighet for at investeringskostnaden blir *lik* eller *lavere* enn en angitt verdi, det vil si sannsynligheten for at et budsjett på gitt beløp vil holde (Drevland, 2013). Et n-prosentkvantil er den verdien som det er n prosent sannsynlig at en ikke

vil overskride. 85 prosentkvantilet angir eksempelvis verdien som det er 85 prosent sannsynlig at ikke overskrides, se figur 11 for eksempel. En tar gjerne utgangspunkt i et P50-estimat, hvor en justerer opp til høyere nivå (P85, P90) utfra hvor mye risiko og usikkerhet som er knyttet til prosjektet. Det er dermed viktig å utføre tilhørende risikoanalyser på tid og kostnader for å avdekke usikkerhet.



Figur 11: n-prosentkvantil (Drevland,2014)

Olje & gass

I petroleumssektoren skal kostnadsestimatet være klart ved innsendelse av plan for utbygging og drift (PUD). Det vil alltid være en avveining hvor sikre estimatene må være som grunnlag for en beslutning, kostnadene blir derfor estimert innenfor et intervall med en viss grad av konfidens. Eksempelvis kan et prosjekt estimeres med en usikkerhetsgrad på +/- 20 prosent, dette gir oss et 80% konfidensintervall, hvor kostnadene i 8 av 10 tilfeller vil falle i mellom +/- 20 prosent (Oljedirektoratet, 2013). I veiledning til PUD fremgår det at operatøren skal presentere et forventingsrettet estimat som er estimert med rimelig sikkerhet. For å si noe om usikkerheten knyttet til estimatet skal det inkluderes estimer med 10/90 og 90/10 konfidensnivå (Olje- og energidepartementet et al., 2017). Estimaten vil da vise hva prosjektet vil koste i de 10 prosent beste og verste utfallene av utfallsrommet.

3.2.2 Kostnadsoverskridelser

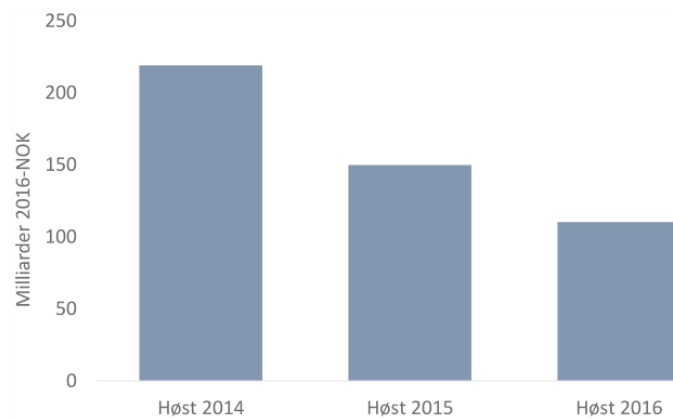
Kostnadsoverskridelser skjer når et prosjekt påløper seg utgifter utover det opprinnelige budsjettet. Det kan være flere hendelser som fører til at et prosjekt går over budsjett. Optimistiske estimat og endringer i gjennomføringsfasen er typiske årsaker. Gjennom et prosjekt vil det være nyttig å evaluere hvordan de faktiske kostnadene utvikler seg i forhold til estimert. Dette kan gi verdifull informasjon om nøyaktigheten på prognosene og anslå videre utvikling.

Alvorlige overskridelser kan lede til forsinkelser og i verste fall kansellering av prosjektet. I andre tilfeller hvor tidsrammen er kritisk kan budsjettoverskridelser være nødvendig for å ferdigstille prosjektet etter planen. Det kan også argumenteres for at forbedringer og endringer som fører til økt fremtidig inntjening er akseptert.

Olje & gass

På 90-tallet opplevde olje og gass industrien økte kostnader med overskridelser langt over anslagene i plan for utbygging drift(PUD) . Riksrevisjonen fikk i oppgave å undersøke utbyggingsprosjektene på vegne av regjeringen. I rapporten kom det frem at overskridelsene ved de utvalgte prosjektene varierte fra 19% til 46%. Ved flere av tilfellene skyldtes kostnadsøkningen manglende tekniske spesifikasjoner som undervurderte de endelige resultatene (Riksrevisjonen, 2001). Utviklingen i perioden frem mot 2013 viste en moderat bedring, hvor de fleste prosjektene endte innenfor usikkerhetsspennet i PUD. Oljedirektoratets gjennomgang konkluderte imidlertid med at det var noen få prosjekter som bidro med store overskridelser. Feltene Yme, Skarv og Valhall stod alene for nærmere 86% av endringene på 50 milliarder NOK. Utvalget peker på ambisiøse tidsplaner som en av hovedårsakene. Forprosjekteringen (FEED) ble ikke tilstrekkelig fullført, noe som førte til følgefeil ved innkjøps- og byggefasen (Oljedirektoratet, 2013).

På et tidspunkt slet Statoil med lønnsomhet selv ved en oljepris på 112 USD per barrel (Statoil, 2018a). Bransjen ble tvunget til å sette i gang en omfattende prosess for å stoppe de galopperende kostnadene. Fokus på digitalisering, standardisering og innovasjon ser ut til å gi resultater. Oljedirektoratet har sammenlignet syv feltutbyggingsprosjekt i perioden 2014-2016. Resultatene er vist i figur 12 under.

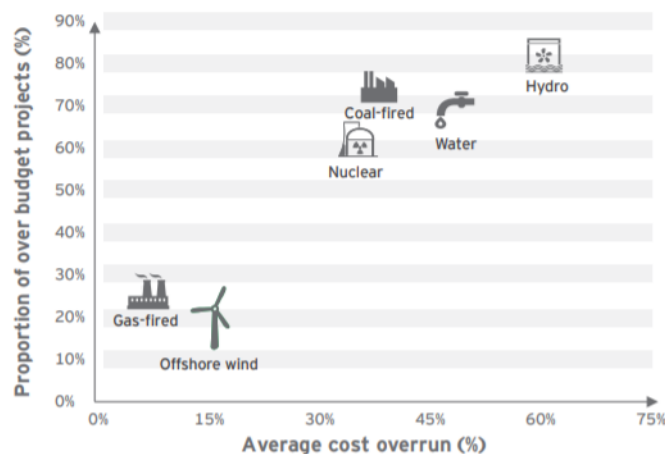


Figur 12: Kostnadsutvikling for prosjekter på norsk sokkel (Oljedirektoratet, 2017)

Prosjektkostnadene er omtrent halvert fra i underkant av 220 milliarder NOK til 110 Milliarder NOK. Dette gir utslag i lønnsomheten for feltene. Snittet for de utvalgte prosjektene har en balansepris på 40 Dollar fatet (Oljedirektoratet, 2017). For gigantfeltet Johan Sverdrup er break-even ytterligere redusert til under 15 dollar fatet for første fase (Statoil, 2018d).

Offshore vindkraft

En analyse gjort av rådgivning og revisjonsselskapet Ernst & Young viser at offshore vindprosjekter opplever de laveste overskridelsene i energisektoren. Forsinkelser og kostnadsoverskridelser ved de 100 største prosjektene gjennomført av globale kraftselskaper ble evaluert. Undersøkelsen fokuserte på alle fasene ved utbygging, inkludert prosjektering, gjennomføring og nedleggelse (Ernst & Young, 2016). Resultatet er vist i figur 13.



Figur 13: Gjennomsnittlig kostnadsoverskridelser energiprojekter (Ernst & Young, 2016)

Offshore vindkraftprosjekter opplevde gjennomsnittlig kostnadsoverskridelser rundt 15 %, markant bedre enn samlet snitt på 35 %. Vindprosjektene kom også ut på topp med den minste andelen av prosjekter over budsjett. Rapporten konkluderer videre med at Europa er den regionen i verden med minst forsinkelser og overskridelser(Ernst & Young, 2016).

Resultatene fra analysen ser ut til å stemme godt overens med Statoils erfaringer fra det britiske vindkraftprosjektet Dudgeon. Selskapet har opplyst at prosjektet ble levert innenfor tidsskjema og 250 millioner under budsjett. Erfaring fra tidligere prosjekter og stadig utvikling i turbinstørrelse nevnes som hovedårsakene til besparelsen. Eksempelvis var turbinene økt til 6 MW fra tidligere 3,6 MW ved Sheringham Shoal prosjektet (Statoil, 2017a).

3.3 Kontraktsadministrasjon

Ved store prosjekter er det behov for å gjøre flere større anskaffelser. En anskaffelse kan defineres som alle aktiviteter som skal foretas for å dekke et nærmere angitt behov for varer, tjenester, bygg- og anleggskontrakter, eller en kombinasjon av overnevnte (Nærings- og fiskedepartementet, 2016). Kontraktene som inngås varierer i størrelse og kompleksitet, og det er derfor viktig at hver kontrakt tar hensyn til risikoen forbundet med leveransen. I startfasen etableres en strategi for anskaffelsene. Muligheten til å påvirke prosessen er størst i tidligfasen og det bør dermed tildeles tilstrekkelig ressurser til denne delen av prosjektet. Her legges også grunnlaget for konkurranse og kontraktetablering. For å sikre leveranse i henhold til avtale er siste fase å følge opp kontrakten. Prosessen er illustrert i modellen under (Difi, 2017a).



Figur 14: Anskaffelsesprosessen (Difi, 2017a)

3.3.1 Anskaffelsesstrategi

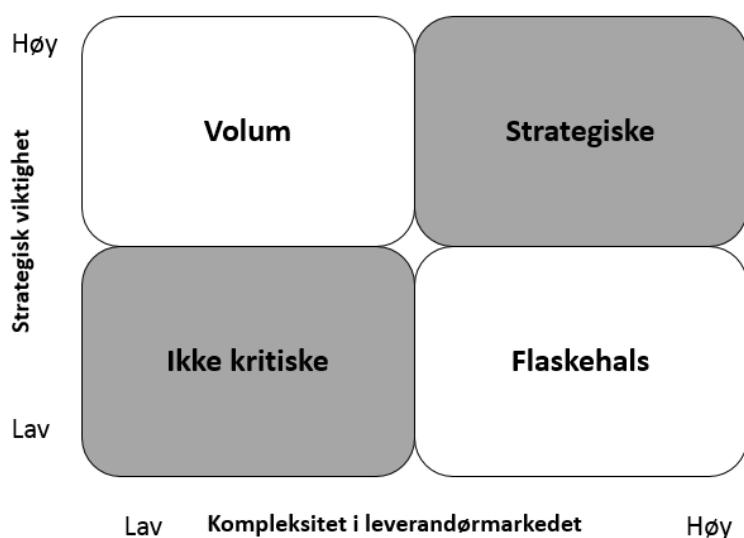
Når det skal utarbeides en anskaffelsesstrategi er det viktig å identifisere behovet. Målet er å finne ut hva en trenger og hvorfor det er nødvendig (Need to have vs. Nice to have). Dette bør gjøres av et team bestående av personell med innkjøpskompetanse, beslutningsmyndighet, produktforståelse og lang erfaring fra bransjen. Uklare mål eller «helgardering» kan potensielt være kostnadsdrivende. I større prosjekter er det flere behov som skal dekkes og det kan dermed være fordelaktig å dele anskaffelsen opp i flere strategier.

Videre utføres ulike analyser for å kartlegge markedet, kostnadsdrivere og risikoer knyttet til anskaffelsen. Gjennom risikoanalyse undersøkes sannsynligheten for at ulike hendelser inntreffer og hvilke konsekvenser de ulike scenarioene har. Å ha oversikt over risikoaspekt ved anskaffelsen bidrar til at en er forberedt på potensielle hendelser og kan dermed utføre tiltak for å spare ressurser samt ivareta sikkerhet for personell og miljø.

Neste steg er å spesifisere anskaffelsen og utarbeide målsetningen. Kontraktmodell og kompensasjonsformat bestemmes med utgangspunkt i dette. Det er viktig å ta høyde for risikodeling mellom oppdragsgiver og leverandør, tidsbruk, kvalitet, kostnader og HMS.

I nivå tre gjennomføres en dypere markedsanalyse. Porters fem krefter er en strategisk modell som gir et bilde på konkurransen i et marked. Leverandørmakt, kundens forhandlingsmakt og rivalisering mellom eksisterende aktører er interne krefter. Substitutter og nye etableringer er eksterne trusler. Størrelsen på aktørene, lønnsomhet og mulighet for nyetablering er blant svarene en kan få fra en slik analyse.

Figur 15 Kraljic´s posisjoneringsmatrise er et nyttig verktøy for å utarbeide den riktige strategien. Matrisen tar høyde for at innkjøp og forhold mellom partene vil variere og at strategien bør tilpasses deretter.



Figur 15: Kraljics posisjoneringsmatrise (Difi, 2017b)

Kraljic´s tilnærming klassifiserer produkter på grunnlag av to dimensjoner: «Kompleksitet ved kjøp» og «Strategisk viktighet». Strategiske innkjøp er både viktige og komplekse. Her bør leveranse sikres gjennom partnerskap eller lange kontrakter. Ved volumkjøp er det mange leverandører, og innkjøper kan bruke sin forhandlingsmakt til å presse pris. Innkjøp er derimot ikke «låst» til en kategori og endring av «scope» eller krav kan for eksempel flytte en anskaffelse fra «flaskehals» til ikke «kritiske». I dette tilfellet vil det være en fordel for innkjøper da leverandørens forhandlingsmakt blir redusert.

Kritiske faktorer må identifiseres før den overordnede strategien blir etablert. Her beveger en seg gjennom trekanten og trekker ut det viktigste fra øvrige nivåer. De kritiske faktorene vil typisk være relatert til kostnad, tid, personell eller kvalitet/HMS.

Hvem som står bak anskaffelsen gir ofte utslag i kritiske faktorer. Et kommunalt prosjekt vil typisk ha andre prioriteringer enn en offshore feltutbygging.

Til slutt formes en strategi basert på funnene i prosessen, fra identifisering av behov og markedsanalyser til kritiske faktorer. Selv om utarbeidelsen av en anskaffelsesstrategi foregår i fire nivåer, er det en fullstendig dynamisk prosess, og nivåene påvirkes av hverandre. Anskaffelsesstrategien danner grunnlaget for kunngjøring, evaluering, kontraktsinngåelse og oppfølging.

3.3.2 Inngåelse av kontrakt

Inngåelse av en kontrakt starter ved at oppdragsgiver sender ut en invitasjon til bud. I en åpen konkurranse har alle leverandører mulighet til å delta. Dette krever imidlertid stor administrativ kapasitet av oppdragsgiver og det kan derfor være hensiktsmessig å bruke en begrenset konkurranse. Ved begrenset konkurranse får kun inviterte oppdragsgivere komme med tilbud. Dersom løsningen er kompleks eller har høy grad av innovasjon vil det være naturlig å forhandle med leverandørene. Her vil typisk andre kriterier som teknisk kompetanse og erfaring være mer avgjørende enn pris. Det er viktig at dette blir spesifisert i forespørselen slik at leverandørene vet hva de blir vurdert på.

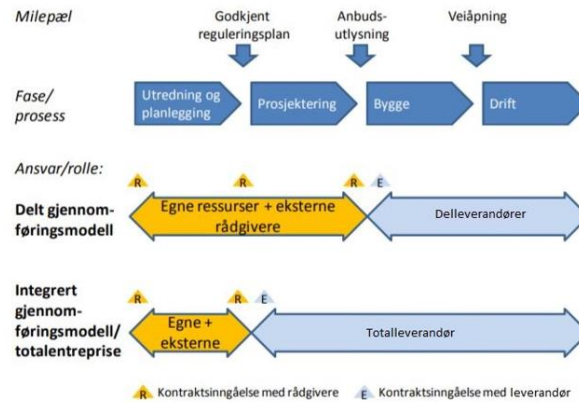
Normalt vil det være hensiktsmessig å inkludere prekvalifisering i prosessen. Dette er et tiltak som skal være med på å sikre at leverandør er i stand til å overholde bestemmelsene i henhold til kontrakten. Det er kun de leverandørene som tilfredsstillt kravene som får komme med tilbud. Kvalifikasjonskrav skal være forhold relatert til finansiell og teknisk kapasitet. Eksempler er omsetning, utdanningsnivå, erfaring og HMS historikk.

Petroleumsnæringen og offshore vindkraft

Lov og forskrift for offentlig anskaffelser gjelder for alle statlige myndigheter, fylkeskommuner, kommuner og offentligrettslige organer, og gjelder i så måte ikke for petroleumsnæringen eller vindkraft (Nærings- og fiskeridepartementet, 2016). Likevel brukes utdrag av reglene som veiledning for effektiv ressursbruk og objektiv behandling av leverandører.

3.3.3 Gjennomføringsmodell

Hovedsakelig finnes det to modeller for gjennomføring av et prosjekt: delleveranse og totalleveranse. Figur 16 viser ansvars og rollefordeling ved de to modellene.



Figur 16: Ansvars- og rollefordelingen i delt og integrert gjennomføringsmodell (Statens vegvesen., 2010)

Delleveranse/delt gjennomføringsmodell kjennetegnes ved at oppdragsgiver både planlegger og prosjekterer. Dette gir stor frihet og mulighet til påvirkning i tidligfasen av prosjektet. Mangel på prosjektkompetanse eller høy kompleksitet, kan gi grunnlag for å ansette eksterne rådgivere i prosessen. Etterhvert som prosjekteringen ferdigstilles, tildeles kontraktene for byggefasen. Ved å ta i bruk flere leverandører blir markedskonkurransen stor og en kan fritt velge mellom tilgjengelige løsninger. Oppdragsgiver er selv ansvarlig for grensesnittet mellom de ulike leveransene og bærer dermed risikoen for feil og forsinkelser i prosessen (Statens vegvesen., 2010).

Totalkontrakt/integrert gjennomføringsmodell innebærer at leverandører påtar seg større ansvar og leverer en komplett pakke, ofte kalt «turn key». Fordelen med en slik modell er at leverandøren selv kan bestemme når aktiviteter skal starte og slutte. Dette gir større muligheter for overlappende arbeid og en mer effektiv prosess. På en annen side får oppdragsgiver mindre valgmuligheter og begrenset konkurranse ettersom det er færre leverandører som har kapasitet til å ta på seg en totalkontrakt.

Olje & gass

Ved store offshoreprosjekter er det mange varer og tjenester som skal anskaffes. Tradisjonelt har delleveranser vært en mye brukt modell for anskaffelser. Operatørselskapet har muligheten til å velge de beste og mest spesialiserte innenfor hver kategori. Ansvar for prosjektoppfølgning tar ofte operatøren og modellen gir dermed stor frihet til å koordinere arbeidet selv. Typiske aktiviteter i et offshoreprosjekt er listet i tabellen nedenfor.

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

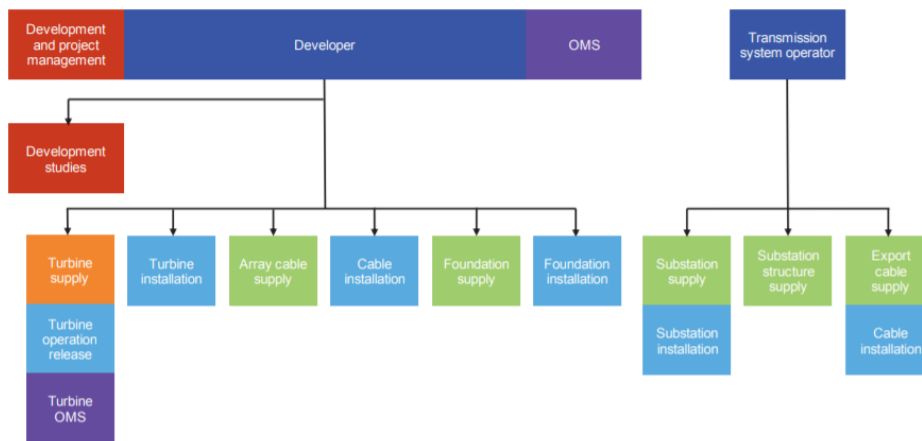
Figur 17: Hovedaktiviteter som inngår i kontrakter(Oljedirektoratet, 2013)

Et høyt og akselererende kostnadsnivå gjorde at bransjen på 90-tallet satte i gang en omfattende effektiviseringsprosess. Målet var at Norsok-prosessen skulle øke norsk sokkels konkurransevne globalt gjennom standardisering og kortere gjennomføringstid i prosjekter. Som et resultat av dette utviklet det seg en ny kontraktmodell.

Sammensetningen av aktiviteter tillater flere variasjoner av totalkontrakten. EPCI- kontrakter blir ofte brukt på kabler, rør og undervannsinstallasjoner. Et nylig eksempel på det er ABB som er tildelt EPCI-kontrakt på kraft og fiberkabler for strømforsyning på Johan Sverdrup (Statoil, 2015). På plattformkontrakter erstattes ofte installasjon med sammenstilling. Grunnen til det er at været på den norske kontinentalsokkelen kun tillater installasjon i vår/sommersesongen. Leverandør vil sjelden bære den type risiko og det er dermed mer vanlig at operatør koordinerer denne operasjonen selv.

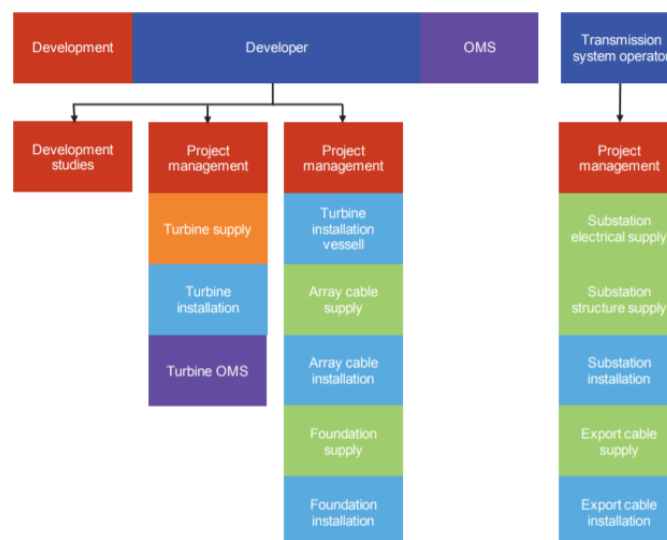
Offshore vindkraft

På samme måte som i petroleumsbransjen er det delkontrakter og EPCI som dominerer utbygginger for offshore vindkraft. Delkontrakter har vært foretrukket av store selskaper som Dong Energy, Statoil og Vattenfall. Dette er store selskaper med evne til å bære risiko. De har også mye erfaring fra lignende utbygginger og kan overføre den kompetansen til vindkraft. Modellen under viser hvordan kontraktene er delt i ni pakker ved en delleveranse.



Figur 18: Typisk multi-leveranse for vindprosjekt(BVG Associates, 2017)

EPCI kontrakter reduserer antallet pakker, noe som gjør det enklere for oppdragsgiver å håndtere leverandørene. Turbinpakken som er den mest kritiske, skilles ut og spesifiseres før de andre kontraktene inngås (BVG Associates, 2017). På denne måten reduseres risikoen for forsinkelser og konflikter. Mindre erfarne selskaper som Otary og EDP Renewables har valgt å bruke EPCI modellen ved offshore vindprosjekter. Modellen under viser en EPCI modell med tre hovedpakker (BVG Associates, 2017).



Figur 19: Typisk EPCI leveranse for et vindprosjekt (BVG Associates, 2017)

3.3.4 Kompensasjonsformat

Kompensasjonsformat fordeler risiko mellom oppdragsgiver og tilbyder. De vanligste modellene med tilhørende risikofordeling er listet i tabellen under.

Kompensasjonsformat		Risikofordeling	
		Oppdragsgiver	Kontraktør
Fastpris	Pris/Scope		$Q*N*R$
Enhetspris	Pris/m, m ² , kg	Q	$N*R$
Timerate	Pris/Time	$Q*N$	R
Dagrate	Pris/Dag	$Q*N$	R
Kost-pluss	Kostnader + Avgift	$Q*N*R$	

Tabell 2: Kompensasjonsmodeller

Petroleumsnæringen og offshore vindkraft

Ved fastpriskontrakt får leverandør betalt for fullført arbeid. Prisen skal dekke kostnad av materialer og arbeid. Et eventuelt overskudd vil bli fortjeneste til leverandør. Leverandør bærer risiko for økonomisk tap og har dermed insentiver til å redusere kvalitet for egen vinning. En godt definert arbeidsbeskrivelse er en forutsetning for oppdragsgiver ved bruk av fastpriskontrakt. Formatet er det vanligste innen Capex kontrakter for vindkraft. Vindprosjekter krever at leverandør holder seg til gitte budsjetter og leveringsplaner for å oppnå lønnsomhet.

Enhetspris med rater og normer er mye brukt i oljeindustrien. Pris per tonn brukes ofte ved bygging av plattformer. Sammenlignet med fastpris gir modellen økt fokus på kvalitet og operatør får større rom for endringer underveis. Dersom effektivitet er en målsetting, kan pris per meter være en god modell for boreoperasjoner. En ulempe med regningsarbeid er at det kan være vanskeligere å estimere pris enn ved fastpris.

Time- og dagrater er et format hvor leverandør får betalt en sum per tidsenhet. Formatet er det foretrukne alternativet i forbindelse med leie av rigg. Oppdragsgiver dekker risiko for produktivitet og arbeidsomfang.

Dersom arbeidsomfanget er uklart eller har stor grad av innovativ karakter, vil kost pluss være mer passende enn fast pris. Oppdragsgiver er ansvarlig for all risiko, men vil i gjengjeld ha muligheten til å gjøre endringer. Generelt anbefales ikke formatet dersom oppdragsgiver har lite budsjettfrihet.

3.3.5 Insentivteori

I en kontrakt mellom to parter kan potensielle uklarheter gi rom for *opportunistisk adferd*. *Opportunistisk adferd* er når en eller flere parter bevisst utnytter svakheter i en kontrakt, eller

hos den andre part for egen vinning. Eksempelvis kan en leverandør som får timebetaling arbeide ineffektivt for å øke egen profitt.

Insentiver vil kunne påvirke resultatet i ønsket retning og gjøre at en unngår opportuniste. Insentiver kan være positive, dvs. gi belønning for god kvalitet, pris eller tidsbruk. Motsatt er bøter en form for negative insentiver. Det er viktig at oppdragsgiver har gode og rettferdige rutiner for å kontrollere at målsetningen er oppnådd. Insentiver vil kunne virke mot sin hensikt dersom de er uoppnåelige. For eksempelet i avsnittet ovenfor, kan bonus ved fullført arbeid i henhold til tidsplan være et godt insentiv.

Det er ønskelig at agentens insentiver i stor grad er forenelig med prinsipalens mål. Ved høyordens insentiver vil kompensasjonen være et resultat av hele livssyklusen til leveransen. Fordelen er at det gir leverandør insentiver til å skape høy driftssikkerhet og lave vedlikeholdskostnader over tid. Det kreves imidlertid at partene oppnår målkongruens og at leverandør aksepterer utsatt innbetaling. Hvorvidt dette alltid er mulig, er omstridt. I store utbyggingsprosjekt kan det være utfordrende å beregne den enkelte leverandørs påvirkning på hele livssyklusenkostnaden. Ved å inkludere drift i kontrakten kan en gi insentiver til langsiktig målforenelighet. Ofte begrenses denne muligheten av mangel på kompetanse eller kapasitet hos leverandør.

Oppsummert viser teorien hvordan kritiske faktorer som risiko, kompleksitet og relasjon mellom partene bør gjenspeiles i strategien. Optimal kontraktsform, kompensasjonsformat og insentiver utarbeides ved hjelp av skreddersydde løsninger. Dette står i sterk kontrast med bransjens ønske om mer standardisering (Osmundsen, 2006).

3.3.6 Oppfølging og kontroll

For å sikre at begge parter overholder kontraktbestemmelsene bør det etableres rutiner og prosedyrer for oppfølging og kontroll. Det er viktig at begge prosjektgruppene er gjort kjent med målsettingen, i tillegg til prosedyrene rundt måling og oppfølging. Typisk kan dette inkludere kostnadskontroll, kostnadsutvikling, kvalitet og samfunnsansvar. God kommunikasjon mellom oppdragsgiver og leverandør er viktig for å ha mulighet til å gjøre endringer dersom det er nødvendig. Fokus på progresjon kan være et effektivt verktøy for å beregne prosjektets status.

Innen olje, gass eller offshore vindkraft benyttes ofte flere leverandører til å utføre arbeid. Oppdragsgiver har som regel ansvaret for å følge opp og koordinere prosessen. Dette innebærer

å styre grensesnittene mellom leverandører og sikre smidig overgang mellom fasene i prosjektet. Juridisk har oppdragsgiver også et stort ansvar for å kontrollere at leverandører og underleverandører følger arbeidsmiljølover, menneskerettigheter og anti-korrupsjonsprinsipper.

4. Prosjektstudiet

Dette kapittelet gir en gjennomgang av ulike prosjekter fra henholdsvis petroleumssektoren og offshore vindkraft. For å kunne avdekke og diskutere om det finnes overførbar lærdom eller erfaring er prosjektene delt etter bransje. For alle prosjektene er det valgt å fokusere på følgende tre forhold: prosjektgjennomføring, kontraktsadministrasjon og utbyggingskostnader.

4.1 Olje & gass

Petroleumsnæringen har i flere tiår vært Norges viktigste næring. I årene før det ble påvist olje- og gassforekomster i Nordsjøen var det få som hadde tro på nettopp dette. I 1958 mottok utenriksdepartementet et brev fra Norges Geologiske Undersøkelse: «*En kan se bort fra mulighetene for at det skulle finnes kull, olje eller svovel på kontinentalsokkelen langs den norske kyst*». (Olje- og energidepartementet, 2016). Denne oppfatningen delte ikke det nederlandske selskapet Phillips Petroleum. I 1962 kom de med et tilbud på 160.000 dollar måneden i et ubeskjedit forsøk på suverenitet på norsk sokkel. Tilbudet ble avvist, men myndighetene innså nå at det var på tide å få et lovverk som avklarte eneretten til norsk sokkel (Olje- og energidepartementet, 2016). Delelinjer mot Storbritannia og Danmark ble avtalt med utgangspunkt i midtlinjeprinsippet. To av de største feltene, Ekofisk og Statfjord, endte dermed akkurat innenfor den norske grensen (Olje- og energidepartementet, 2016).

Hovedmålet i petroleumpolitikken er å sikre at verdiene tilfaller den norske stat slik at det kommer samfunnet til gode. I tillegg til vanlig selskapskatt (23% i 2018), inkluderer petroleumsskatten en ekstra særskatt på 55% fra inntekter knyttet til utvinning, behandling og transport av petroleum. Dette betyr at oljeselskapenes marginale skattesats er på 78%. I skattegrunnlaget er det inntekten som beskattes og ikke feltene. Slik kan selskaper trekke fra investeringsrelaterte kostnader med den hensikt at dette skal gi insentiver til å investere mer på sokkelen. Letefunksjonsordningen gir også selskaper som går med underskudd mulighet til å få utbetalt skatteverdien av letekostnadene, eller framføre underskuddet til senere år når selskapet får skattbart overskudd.

I 1990 ble det lovfestet at store deler av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten, skulle spares til senere generasjoner. Statens pensjonsfond utland ble opprettet for å forvalte de enorme inntektene og samtidig gi fremtidig avkastning. Investeringene er hovedsakelig aksjer, rentepapirer og eiendom. Ved utgangen av 2017 var verdien på fondet hele 8.500 milliarder kroner, noe som tilsvarer 1,6 millioner per innbygger (NBIM, 2018).

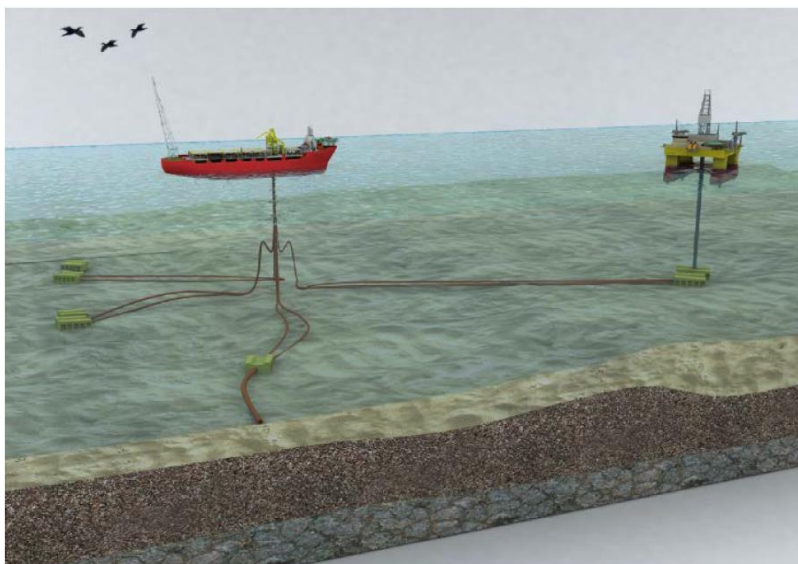
Oljebransjen har ikke bare gitt penger i statskassen, den har også bidratt til høy sysselsetting og lav arbeidsledighet i landet. SSB har gjort beregninger som viser at 183 800 er tilknyttet næringen, enten direkte eller som ansatt hos leverandører og underleverandører (SSB, 2017). På grunn av høy kompleksitet og utfordrende lokasjoner har bransjen vært med å utvikle Norge som teknologinasjon. I starten var det først og fremst utenlandske selskaper som hadde ekspertise og økonomi til å drive olje og gass produksjon. Først i 1972 ble staten selv involvert gjennom opprettelsen av det statseide selskapet Statoil. Etterhvert fikk også andre nasjonale og internasjonale selskaper delta og det er i dag 44 lete- og produksjonsselskaper på sokkelen. Maritim erfaring og industrivirksomhet la grunnlaget for at norsk leverandørindustri i dag er verdensledende innenfor olje og gass teknologi. Norsk Petroleum (2017) definerer leverandørindustrien som: «*selskaper som leverer olje- og gassrelaterte produkter eller tjenester til oppstrøms olje- og gassindustri. Leveranser til petroleumsindustrien av mer generell karakter (som hotell, kontortjenester, eiendom, telekom m.v.), regnes ikke med*».

Norsk sokkels strenge regelverk og utfordrende klima har bidratt til at norske leverandører har fått et godt renommé også utenfor landegrensene. Foruten salg av olje og gass er leverandørindustrien Norges nest største næring med en omsetning på 378 milliarder norske kroner i 2016.

I kommende avsnitt vil vi vurdere tre prosjekter gjennomført av rettighetshavere på norsk sokkel. I prosjektgjennomgangen vektlegges utviklingen i kostnader og gjennomføringstid sammenlignet med planer i PUD, årsaken til utviklingen og lærdom som kan tas fra prosjektene. Gjennomgangen er basert på informasjon innhentet fra Oljedirektoratet.

4.1.1 Utbygging av Skarv

Skarv er et olje- og gassfelt i Norskehavet som er bygget ut med en flytende produksjonsinnretning, med lagrings- og lossekapasitet, «Floating Production, Storage and Offloading» (FPSO). Enheten er ankret til havbunnen og er koblet opp til fem havbunnsrammer med 15 brønner. Gassproduksjonen fra feltet blir transportert via et 80 kilometer gass-grenrør til Åsgards transportsystem og videre til det europeiske markedet. Oljen blir bøyelastet direkte til tankskip. Feltet produserer med trykkstøtte fra reinjeksjon av produsert gass for å forbedre oljeutvinningen (akerbp.com,2018). AkerBp er operatør for utbygging og drift av feltet som er skissert i figur 20.



Figur 20: Konsept for utbygging av Skarv (Oljedirektoratet,2013)

Skarv ble påvist i 1998, og søknad om utbygging og drift ble levert juni 2007, og godkjent i statsråd november 2007. Prosjektet bestod av to hoveddeler (Oljedirektoratet,2013):

- Boring og brønn, inkludert leie av borerigg og kostnader for materialer til brønn.
- Fasiliteter som inkluderer produksjonsinnretning, bunnramme, rørledninger, umbilicals og eksportrør for gass.

Produksjonsinnretningen ble produsert i Sør Korea av Samsung, via en EPC-kontrakt. Undervannsutstyret ble bygget av Vetco.

Planlagt oppstart av produksjon ble satt til august 2011, men grunnet store kostnadsøkninger og kraftige forsinkelser startet ikke produksjonen før årsskriftet 2012/2013. Ved innlevering av PUD var kostnadsanslaget for hele prosjektet 35 milliarder, og etter ferdigstilling endte kostnadene på 46,3 milliarder. En kostnadsoverskridelse på hele 11,3 milliarder, tilsvarende 32%. Overskridelsen ligger over usikkerhetsspennet som er definert i PUD på +/- 20%, og prosjektet er dermed definert som ikke vellykket. 50% av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse og 59% av forprosjekteringen var ferdigstilt ved innlevering av PUD (Oljedirektoratet,2013).

De største kostnadsoverskridelsene var knyttet til topside-fabrikasjon på produksjonsinnretningen (økte med 3,55 milliarder (55%)), undervannsinstallasjon (økte med 3,49 milliarder (47%)) og boring og komplettering (økte med 2,59 milliarder (39%)). Operatøren oppgir at de største utfordringene i løpet av konstruksjonsfasen var i forbindelse med bygging av produksjonsinnretningen og forståelsen av norske krav til arbeidsmiljø. Tidlig

i byggefasen ble kravene oversett av både operatør og leverandør, og resulterte i utfordrende og kostnadskrevende endringer for å etterkomme kravene. I operatørens estimater fra forprosjekteringen ble konsekvensen av den norske arbeidsmiljøloven, med hensyn på bruk av overtid feilberegnet. Resultatet var at arbeid som ble utført i Norge ble mer personellkrevende enn antatt ved PUD. Utstyrspakker tilhørende produksjonsinnretningen ble bestilt på et tidlig tidspunkt grunnet lang leveringstid. Utfordringen var at prosjekteringen ikke var tilstrekkelig ferdigstilt da bestillingene ble sendt. Dette førte til flere forandringer underveis i prosjektet og endte i kostnadsoverskridelser og forsinkelser (Oljedirektoratet, 2013).

Produksjonsskipet kom til Stord i henhold til planen for mekanisk ferdigstilling, men det ble imidlertid oppdaget feil og mangler som måtte utbedres. Tiden før skipet gikk ut på feltet ble dermed forlenget med fire måneder. Forsinkelsen førte til at planlagt værvindu for trekking av stigerør gikk tapt. Det ble likevel valgt å holde installasjonsfartøy på feltet slik at en kunne benytte «godværsperioder» til installasjonsarbeid. Å ha fartøy liggende uvirksomme på feltet er kostbart og var en vital bidragsyter til kostnadsoverskridelser tilknyttet undervannsinstallasjon (Oljedirektoratet, 2013).

Operatøren sikret tidlig rigg for boring og komplettering av brønner. Ratene for riggen ble lagt til grunn for estimatene i tidlig fase. Etter kort tid viste det seg at riggen ikke ville komme til å bli ferdigstilt i henhold til kontrakten, og kontrakten ble dermed terminert med leverandøren. For å sikre at brønnene ble boret i tide inngikk operatøren en kontrakt med en ny leverandør. Kontrakten ble dyrere enn den opprinnelige og førte til en økning i borekostnadene (Oljedirektoratet, 2013).

Prosjektet erfarte mange utfordringer knyttet til utstyrspakker og kvaliteten på disse. I ettertid ser operatøren at enkelte av utstyrspakkene var avgjørende å følge opp med hensyn på tid, kvalitet og kost. Kontrakten med hovedleverandøren burde vært terminert og fulgt direkte opp av operatør. Forsinkelser og kostnadsoverskridelser knyttet til fartøy som feilet kunne vært unngått med grundigere prekvalifisering av selskaper og kvalitetskontroll av fartøy i forkant av inngåelse av installasjonskontraktene. Gjennom prosjektet opplevde operatøren at flere av leverandørene ikke hadde mulighet til å levere i henhold til gitte krav. Det ble derfor tatt beslutning om å terminere enkelte kontrakter og bytte leverandør. Operatøren opplevde evnen til å våge og bytte leverandør underveis som en viktig lærdom, og viktig for realiseringen av prosjektet (Oljedirektoratet, 2013).

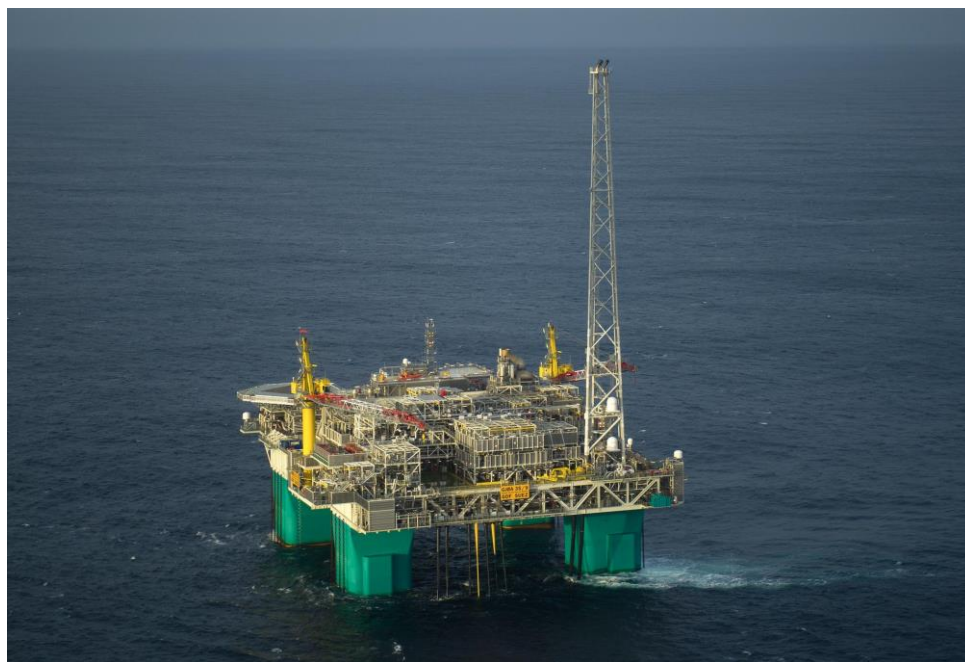
At en leverandør håndterte alle grensesnittene mellom de marine operasjonene forenklet prioritering av operasjoner. Det er mange operasjoner som skal utføres og koordineres, det å legge alle marine operasjoner i en kontrakt var ifølge operatøren et vellykket grep.

Å involvere driftspersonell tidlig i prosjektet er avgjørende for å oppnå en innretning som er driftsvennlig. Operatøren fikk inn personell fra drift i prosjektet, men manglende kontinuitet gjennom byggefase var uheldig. Dette førte til at innspillene fra driftspersonellet i byggefasen ikke ble implementert i tilstrekkelig grad og resulterte i noen tilfeller i merarbeid og kostnadsøkninger (Oljedirektoratet, 2013).

Gjennom byggingen av produksjonsinnretningen hadde operatøren hyppige diskusjoner med kontraktøren vedrørende endringsordre. Å ha et sterkt kommersielt team på byggeplassen erfarte operatøren som meget verdifullt. De fleste foreslåtte endringer ble presentert tidlig og totalkostnaden ble langt lavere enn om endringsordrene hadde blitt innvilget ukritisk (Oljedirektoratet, 2013).

4.1.2 Utbygging av Gjøa

Gjøa er et olje- og gassfelt i den nordlige delen av Nordsjøen som er bygget ut med en halvt nedsenkbar prosess- og produksjonsinnretning. Fire havbunnsrammer og en satellittbrønn utgjør tilsammen 13 brønner, hvorav 9 er oljeproducenter og 4 er gassproducenter. Plattformen mottar delvis kraftforsyning fra land gjennom en vekselstrømkabel fra Mongstad. Rørledninger fra undervannsinntakene fører hydrokarboner ombord for prosessering og videre eksport. Stabil olje sendes til Troll gjennom oljerør II, før den transporteres til oljeraffineriet på Mongstad. Rå naturgass blir kondisjonert for transport gjennom rørledningssystemet FLAGS før den ilandføres i St. Fergus i Storbritannia. Feltet er tilrettelagt for gassløft, men vil i første omgang bli produsert ved naturlig trykkavlastning (Oljedirektoratet). Statoil var operatør i utbyggingsfasen, mens Neptune Energy Norge As (tidligere Engie) tok over driften da feltet stod klar til produksjon (Wintershall, 2018). Figur 21 nedenfor viser Gjøa plattformen.



Figur 21: Gjøa (Norsk Petroleum, 2018a)

Feltet ble påvist i 1989 og det var først i 2006 søknaden for utbygging og drift ble levert til OED. Planen ble godkjent i statsråd i mai 2007. Prosjektet bestod hovedsakelig av boring og brønntjenester, samt infrastruktur som undervannsanlegg, stigerør og kraftkabel. Selve produksjonsinnretningen ble levert av Aker Kværner på EPCI-kontrakt. Varianter av totalkontrakten ble foretrukket gjennom hele prosjektet. FMC og NKT hadde EPC-kontrakter for henholdsvis undervannsinntakene og stigerør. Kraftkabelen ble levert av ABB på EPCI-kontrakt mens understykket kom fra Samsung Heavy Industries i Sør-Korea (Oljedirektoratet, 2013).

Feltet var i produksjon 7. November 2010, kun få uker etter planlagt start i oktober samme år. Totalkostnaden etter ferdigstilling endte på 35,1 milliarder, en økning på 3,9 milliarder sammenlignet med estimatet ved innlevering av PUD. Overskridelsene på 12% er innenfor usikkerhetsspennet på +/- 20% definert i PUD, og prosjektet blir derfor ansett som vellykket (Oljedirektoratet, 2013).

Den største økningen i kostnader skyldtes produksjonsplattformen-topside. Kontraktutformingen bidro til at underleverandører hadde insentiver til å levere på tid og kvalitet, men ikke vekt. Resultatet ble en vektøkning på 3000 tonn sammenlignet med estimatene. Senere ble det også oppdaget et kvalitetsproblem med rørene som skulle brukes på plattformen. En av underleverandørene hadde nedprioritert prosedyrene for varmebehandling grunnet stor ordrebok. Feilen førte til at styrken på rørene var svakere enn tillatt, og måtte erstattes av helt nye. Dette var en omfattende og kostbar operasjon, men ved hjelp av insentiver og felles forståelse for problemet, ble større forsinkelser unngått (Oljedirektoratet, 2013).

For boring og brønn økte kostnadene med 22% i forhold til PUD, og bidro med en overskridelse på 1,3 milliarder. Underestimering av antall døgn nevnes som en viktig årsak. Forprosjektering hadde i for liten grad tatt hensyn til erfaringer fra omkringliggende felt (Oljedirektoratet, 2013). Underveis i prosjektet ble det klart at kostnadsdrivende endringer var nødvendig for å oppnå optimal løsning. Det originale designet med liner og orienterte perforeringer ble vraket til fordel for bruk av sandskjermer. Under boringen viste det seg at noen av brønnene var tørre og måtte plugges, før nye brønner kunne bores (Oljedirektoratet, 2013).

Understellet ble levert i henhold til tid, kvalitet og kostnad. Et godt samarbeid mellom leverandørene trekkes frem som et nøkkelpunkt. Samsung, som var ansvarlig for byggingen ble pålagt å reise til Norge for å gjøre seg kjent med Akers prosjekteringsarbeid. Tanken til Statoil var at dette ville gi koreanerne bedre designforståelse, samt innsikt i norske standarder. Senere ble erfaringene delt med underleverandører gjennom flere prefabrikasjonsmøter. Statoil lyktes med å spesifisere arbeidsomfanget slik at endringer og misforståelser ble begrenset. De utplasserte også en gruppe eksperter for å drive oppfølging og kontroll av prosjektet (Oljedirektoratet, 2013).

4.1.3 Utbygging av Ivar Aasen

Ivar Aasen er et olje- og gassfelt som ligger i den nordlige delen av Nordsjøen. Utbyggingen omfatter en produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med stålundestell og en separat oppjekkbar rigg for boring og komplettering. Innretningen er tilrettelagt for tilkobling av en havbunnsramme for videre utvikling og for mulig utbygging av nærliggende felt. Førstetrinnprosessering av hydrokarboner skjer på Ivar Aasen, og de delvis prosesserte væskene transporteres videre til Edvard Grieg for endelig behandling og eksport. Edvard Grieg-innretningen vil også forsyne Ivar Aasen med kraft fra land. Endelig avtale om kraft fra land skal være klar i tredje kvartal, 2018. Feltet produseres med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å forbedre oljeutvinningen. Aker BP er operatør for utbygging og drift av feltet (Norsk Petroleum, 2018b). Figuren nedenfor viser Ivar Aasen PDQ.



Figur 22: Ivar Aasen (AkerBP, 2016b)

Ivar Aasen-funnet ble påvist i 2008, og søknad om drift og utbygging ble levert i desember 2012, og godkjent i statsråd i juni 2013. Planlagt oppstart for produksjon ble satt til desember 2016. Oppstarten ble i tråd med planen og produksjonen startet 24. desember 2016 (AkerBP, 2016b). Ved innlevering av PUD ble de totale investeringene for utbyggingen beregnet til 24,7 milliarder. I følge data gitt til OD ved oppstart av Ivar Aasen-innretningen ble det informert om at det ikke har blitt gjennomført store endringer på utbyggingsløsning eller utvinningsstrategi for feltet i forhold til PUD. Ny data fra avgrensings- og utvinningsbrønner boret etter PUD har ført til en oppjustering av reservene. De totale utbyggingskostnadene er forventet å bli tilnærmet likt som estimatet ved PUD. Operatøren oppgir at kostnadene til boring og brønnarbeid er betydelig redusert grunnet mindre tidsforbruk, men kostnader knyttet til prosjektering og bygging har økt noe. En kan med dette konkludere med at utbyggingen av Ivar Aasen er

vellykket og ble gjennomført innenfor tid og budsjett- og uten alvorlige hendelser (Oljedirektoratet, 2016).

Ved oppstarten av Ivar Aasen-prosjektet i 2012 var det et høyt aktivitetsnivå i et presset marked og flere store utbygginger var iverksatt samtidig. Dette gjorde det utfordrende å inngå kontrakter da det var begrenset tilgang på leverandører. Operatøren inngikk flere store kontrakter i forkant av PUD for å kunne estimere og vurdere om nødvendige ressurser var tilgjengelig for planlegging og utbygging av innretningen.

En betydelig del av prosjektets leveranse kom fra Norge. Aker Solutions ble tildelt kontrakten for forprosjektering og design av utbyggingen. Operatøren erfarte at prosjekteringen i tidlig fase bar preg av tidspress, i kombinasjon med markedssituasjonen. Dette resulterte i at det ble lagt ut anbud på arbeid som ikke var tilstrekkelig planlagt og spesifisert. Den parallelle prosessen mellom prosjektering og kontraktsinngåelse førte til endringer og økte kostnader seinere i prosjektet.

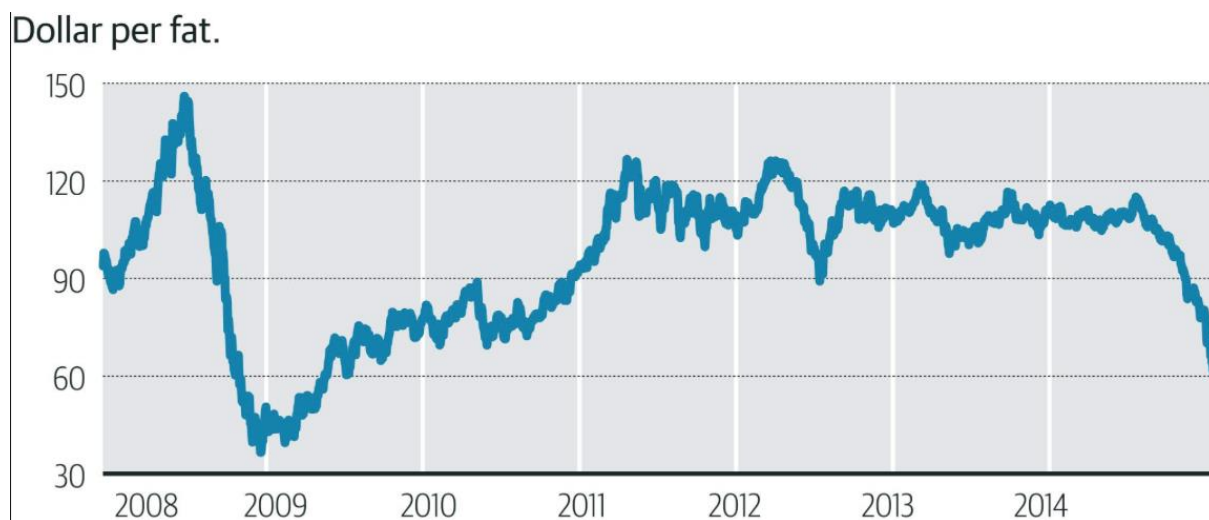
Hoveddelen av plattformdekket er bygget av SMOE i Singapore. Operatøren opplevde at SMOE hadde utfordringer med å levere i henhold til en EPC-kontrakt og satt inn ekstra arbeidskraft for støtte og ledelse i Singapore. Ifølge operatøren var dette avgjørende for å kunne levere i henhold til kvalitet, tids- og kostnadsforbruk. Boligkvartalet er vanligvis inkludert i en EPC-kontrakt for plattformdekket, men operatøren valgte å dele kontrakten opp. Boligseksjonen ble bygget av Apply Leirvik, på Stord.

Stålunderstellet med en total vekt på rundt 9000 tonn er bygget av Saipem på Sardinia, og ble installert i 2015. Saipem fikk også oppdraget med transport og installasjon. Kontrakten sikret samtidig at plattformdekket skulle kunne løftes på understellet til rett tid. Aibel fikk tildelt kontrakten for oppkobling av selve plattformen. Selskapet fikk også ansvaret for driftsstøtte, vedlikehold og modifikasjoner for feltet. Med riggen Maersk Interceptor boret og kompletterte Maersk Drilling brønnene på feltet (Det Norske, 2013). Over fem tusen mennesker har til sammen arbeidet med byggingen av Ivar Aasen. Prosjektet har mottatt leveranser fra over 300 steder i verden, hvor store deler av leveransene til plattformdekket i Singapore kom fra Norge (AkerBP, 2016a).

4.1.4 Oppsummering – olje- & gassprosjekter

Med utgangspunkt i de tre utvalgte prosjektene ser en at resultatet fra gjennomføringsfasen for utbyggingene har vært ulike. Utbyggingen av GjØa lå innenfor usikkerhetsspennet på +/- 20%, med en endring på 12% i forhold til godkjent estimat ved PUD, som per definisjon gjør det til et vellykket prosjekt. Skarv derimot ble rammet av store kostnadsøkninger og kraftige forsinkelser som resulterte i 32% endring i totale kostander i forhold til estimat ved PUD. Som eneste utbygging av de utvalgte, var Ivar Aasen den som leverte i henhold til estimer fremlagt ved PUD.

I olje- og gassprosjekter vil oljeprisen være med på å påvirke når utbygginger iverksettes. Ved høy oljepris vil en fremskynde utbygginger grunnet gunstig netto nåverdi på prosjekter og muligheten for økt inntjening. I perioder med høy oljepris vil kostnadsoverskridelser i det lange løpet ikke ha stor betydning for en operatør så lenge inntjeningen vil forsvare en utbygging. Samtidig vil perioder med lavere oljepris resultere i fokus på kostnader og føre til lavere inntjening. For de utvalgte prosjektene ble PUD godkjent mellom 2007 og 2013, og utbyggingene ferdigstilt i 2010, 2013 og 2016. Som en ser ut av figur 23 var oljeprisen variabel i løpet av denne tidsperioden, med en økning mot 2008, før et kraftig fall. Oljeprisen var deretter stabil på + 90 dollar per fat mellom 2011 og midt 2014.



Figur 23: Utvikling oljepris (DN.no, 2018)

Det høye aktivitetsnivået i utbyggingsperiodene har gitt et presset marked for de utvalgte prosjektene. Knapphet på ressurser og kompetanse, samt økte priser på innsatsfaktorer er resultatet. Ifølge Oljedirektoratet, bidrar dette til å forsterke de negative effektene på framdrift og kostnader knyttet til utbyggingene. Et høyt aktivitetsnivå medfører strammere betingelser

for projektutbyggingene og er en medvirkende årsak til tid- og kostnadsoverskridelser som har påløpt enkelte prosjekter (Oljedirektoratet,2013).

For samtlige av de utvalgte utbyggingene har feil og mangler i forprosjektering forplantet seg gjennom prosjektets livssyklus. Med tidlig prosjektering menes all prosjektering som foregår før PUD, samt før innkjøp og oppstart av bygging (Oljedirektoratet,2013). Grundig forprosjektering er avgjørende for å lykkes med å ferdigstille et prosjekt innen tids- og kostnadsestimat, og i henhold til kvalitetskrav. Det kan virke som at flere av prosjektene er drevet av for ambisiøse gjennomføringsplaner fra oppstart og har av den grunn kortet ned på arbeid i tidlig fase. Eksempelvis ser en at forprosjektering for enkelte av de utvalgte prosjektene ikke har vært ferdigstilt ved innsending av PUD, kontrakter har blitt inngått før prosjektering er ferdigstilt og bygging iverksatt uten tilstrekkelig planlegging. Erfaringsmessig har prosjekter med mangelfull forprosjektering opplevd et stort behov for endringer underveis i byggefasen. Betydelige deler av arbeid har måttet gjøres om igjen og resultert i store kostnadsoverskridelser og forsinkelser (Oljedirektoratet,2013).

For utbyggingen av Skarv og Gjøa kan en av årsakene til kostnadsoverskridelser være knyttet opp mot mangel av prekvalifisering av leverandører. I store offshore prosjekter vil ikke operatøren ha mulighet til å følge opp alle leveransene underveis og må derfor prioritere hvilke områder som følges opp. En prekvalifisering som vektlegger tidligere erfaring, kvalitet på utført arbeid, leveransesikkerhet og økonomisk likviditet er viktige for å redusere risikoen for feil og behovet for oppfølging. Gjennomgangen av de utvalgte prosjektene viser at operatøren har stolt på leverandørens evne til å levere i henhold til kravspesifikasjoner. En ser tydelig at konsekvensene ved mangelfull prekvalifisering har resultert i endringer, med kostnadsoverskridelser og forsinkelser som følge.

Det er viktig at prosjektet har en kontraktstrategi som sikrer kvalitet, kostnadseffektiv framdrift, mulighet for oppfølging, kontroll og korrektive tiltak gjennom prosjektets livssyklus. Strategien bør gjenspeile de sentrale risikoelementene i prosjektet og ses i sammenheng med operatørens direkte oppfølging og prekvalifisering av leverandører (Oljedirektoratet,2013). Prosjektstudiet viser at operatøren bør vurdere å ta større ansvar av kontrakten i forhold til leveranser av sentrale utstyrspakker i prosjekter.

Totalkontrakter har i flere tilfeller vist seg å være både tid- og kostnadsbesparende sammenlignet med sekvensielle kontrakter fra tidlig 90-tallet. Særlig for de mindre operatørene på norsk sokkel vil det være avgjørende at totalkontrakt er en tilgjengelig strategi, da de gjerne ikke er like rustet til å bære risikoen som er tilknyttet en utbygging. En utfordring som er avdekket gjennom prosjektene er oppfølging av utbyggingen, da spesielt hvor den finner sted i utlandet. Forståelsen av NORSOK-standarder og norske myndighetskrav er en større utfordring på utenlandske verft enn på norske. Dette påfører operatøren et ansvar for oppfølging. Å gjennomføre kurs i norske sikkerhetskrav og standarder er viktig, men ikke tilstrekkelig. En gjennomgående årsak til prosjektoverskridelser er mangelfull leveranse i henhold til kontrakt. Ofte omhandler dette manglende tilfredsstillelse av norske standarder så vel som mangler i forhold til øvrige kvalitetskrav (Oljedirektoratet,2013). Oppfølging må finne sted gjennom hele byggeperioden, og er avgjørende for å kunne levere i innenfor kvalitet, tid og kostnad.

4.2 Offshore vindkraft

Klimautfordringer og stadig økende levestandard gjør at behovet for ren energi aldri har vært større. EU importerer i dag rundt 50% av sitt energiforbruk, og vil med dagens utvikling måtte importere opp mot 70% innen 20-30 år. Med en sårbar energiforsyning er utbygging av nye energikilder blitt et av de viktigste temaene i politikken. Dette har resultert i EUs fornybardirektiv som sier at 20% av EUs forbruk skal komme fra fornybare kilder innen 2020. Satsningen har gitt resultater. Fornybare energikilder utgjorde i 2016 hele 86% prosent av kapasitetsøkningen på strømmettet i Europa. Fra å være den femte største energikilden i 2007, har vindkraft passert atomkraft, vannkraft og kull, og er i dag kun rangert bak gass i EU (Vindportalen, 2015). Vindkraft har i mange år vært synonymt med landbaserte turbiner. Kostnader og kompleksitet har gjort det naturlig å plassere vindparker på solid grunn fremfor til havs. Ulempen er at passende arealer onshore er begrensede og i stor grad utbygd. Havbasert vindkraft er identifisert som en av de energikildene med størst potensiale. Havet dekker over 70% av jordkloden og stabil vind gjør det til en ideell lokasjon for vindparker. En rekke land har innsett dette og over halvparten av investeringene i fornybar energi i 2016 ble gjort innen offshore vindkraft. Ved utgangen av 2017 var Europas samlede offshore vindkapasitet i underkant av 16.000 MW (Wind Europe, 2018). Rekordåret 2017 så 3.148 MW ny elektrisk energi bli koblet til strømmettet. Installasjoner i Nordsjøen utgjør største delen av installert kapasitet med Storbritannia som Europas største utbygger.

I Norge møter vindkraft stor konkurranse fra olje, gass og enorme vannkraftressurser. Likevel er vindkraft en interessant mulighet for norske bedrifter. Allerede i 2011 deltok Statoil i sitt første vindprosjekt, Sheringham Shoal. Senere har de utviklet og driftet Dudgeon-feltet som gir strøm til 410.000 briter. I 2009 satte selskapet verdensrekord med verdens første flytende vindturbin. Pilotprosjektet ble en suksess og var opphavet til den flytende vindparken Hywind utenfor Skottland (Statoil, 2018b). Flytende vindturbiner gir mulighet til å utforske områder langt utenfor begrensingene til bunnfaste pilarer. Nye anslag viser at opp mot 100 milliarder dollar vil bli brukt på offshore vindprosjekter frem mot 2025. Norsk leverandørindustri har opparbeidet seg kompetanse i verdensklasse når det gjelder maritime operasjoner. Norwegian Energy Partners har identifisert prosjektering, undervannskabler, fundamentering og installasjon som deler av verdikjeden hvor norske bedrifter har sin spisskompetanse (Norwegian Energy Partners, 2017).

I kommende avsnitt vil vi vurdere tre av Statoils vindprosjekter. Prosjektene vurderes ut ifra gjennomføringstid og kostnader i forhold til estimat. Gjennomgangen av prosjektering og kontraktstrategier vil gi grunnlag for å diskutere forskjeller og likheter sammenlignet med olje og gass prosjekter.

4.2.1 Utbygging av Sheringham Shoal

Sheringham Shoal er en offshore vindpark utenfor kysten for Storbritannia. Anlegget er lokalisert 17 km til 23 km nord for havnebyen Sheringham. Prosjektet var et samarbeid mellom Statkraft(Equitix kjøpte Statkrafts andel i desember 2017), The UK Green Investment Bank og Statoil, hvor Statoil er ansvarlig for drift av anlegget (Statkraft, 2017a). Vindparken vist i figur 24, består av 88 turbiner forankret i havbunnen. Havdybde på 17 til 22 meter og stabil høy vind gjør lokaliseringen ideell for vindkraft. To fordelingstranformatorer, to 132 kV havbunnskabler på 22 km hver, samt en 21,6 km onshore kabel og innlandsstasjon utgjør utbyggingen slik det er i dag (Sheringhamshoal.co.uk).



Figur 24: Utbygging Sheringham Shoal (Statoil, 2018b)

Totalt er installert kapasitet 317 MW hvorav 88 turbiner produserer 3,6 MW hver. Turbinbladene er 52 meter lange og tårnet har en høyde på 82 meter. Den årlig produksjonen på 1,1 TWh er nok til å forsyne over 200.000 britiske husstander med strøm (Statoil, 2018b).

Lisensen til det 35 kvadratkilometer store området ble tildelt i 2004. Planleggingsfasen tok 4 år og ble ferdigstilt i 2008. På grunn av den globale finanskrisen ble prosjektet utsatt noe. Først i

2010 ble grunnarbeidet fullført og videre installasjon av fundamentene påbegynt. Vindfarmen ble offisielt åpnet den 27. Juni 2012.

Kontraktene ble tildelt ved bruk av flere delleveranser. Siemens ble i 2009 tildelt en EPC - kontrakt på leveranse av de 88 turbinene til feltet. Areva signerte i 2008 kontrakt for de to fordelingsstasjonene offshore, samt den landfaste terminalen. Firmaet Seaway Heavy Lifting fikk kontrakt på installasjon av de to fordelingstransformatorene og alle fundamentene til turbinene. Dette arbeidet ble gjennomført tre uker foran skjema. Nexans som spesialiserte seg på kabelsystemer ble tildelt kontrakt for 22 km undervannskabel, optisk kabel og reservekabel. Senere vant de også tildelingen for interne kabler og utstyr.

4.2.2 Utbygging av Dudgeon

Dudgeon offshore vindpark ligger i likhet med Sheringham Shoal utenfor kysten for Norfolk. Området er på 35 kvadratkilometer og har en dybde på 18-25 meter. Turbinene leverer 6 MW og er forankret til havbunnen ved hjelp av «monopiles» festet med sugeanker. Anlegget har en samlet installert kapasitet på 402 MW, nok til å forsyne mer enn 400.000 briter med strøm (Statoil, 2017d). Prosjektet var opprinnelig et samarbeid mellom Masdar, Statkraft og Statoil. I 2017 solgte Statkraft sine 30% til China Resources for 555 millioner GBP (Statkraft, 2017b).

Prosjektet ble overtatt av Statoil og Statkraft fra Warwick Energy i 2012. Året etter ble utbyggingsplanene godkjent. Figur 25 viser utviklingen fra prosjektet start til feltet ble satt i drift i 2017.

All the main consents are in place	
Financial Investment decision	Q3/2014
Onshore substation site preparation: commencement	Q3/2014
Onshore cable construction	2015
Foundations installation	2016
Offshore cables installation	2016
Turbines installed	2017
First electricity to National Grid	Q1/2017
Fully commissioned	end 2017

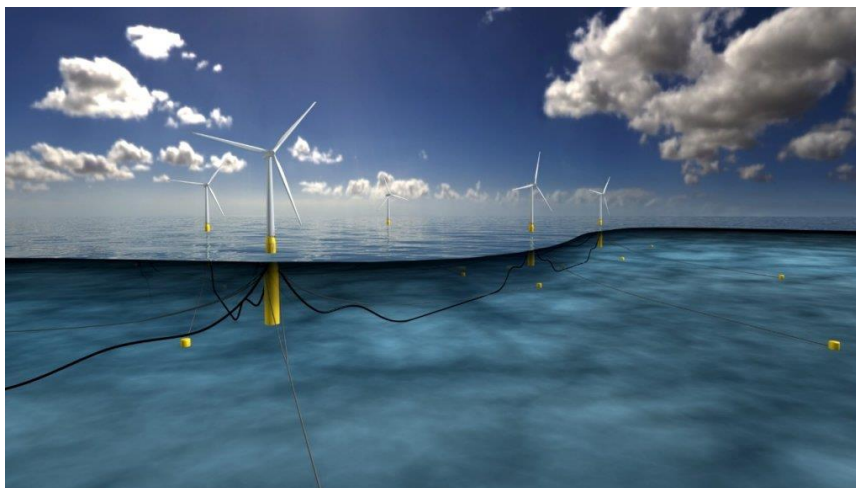
Figur 25: Tidsplan utbygging Dudgeon (Dudgeonoffshorewind, 2017)

Siemens ble tildelt kontrakt på konstruksjon, innkjøp, ferdigstillelse og vedlikehold av de 67 vindturbinene. Selskapet fikk i tillegg en totalkontrakt for å levere nettilkobling i prosjektet. Visser and Smit Marine Contracting (VSMC) leverte eksportkabler samt det interne kabelsystemet på EPCI-kontrakt. Undervannskablene ble levert av ABB, i en kontrakt som inkluderte engineering, innkjøp og konstruksjon. I likhet med Sheringham Shoal utbyggingen var det Seaway Heavy Lifting som installerte fundamentene og substasjon (Power Technology, 2017).

Totalt ble det investert i underkant av 1,5 Milliarder GBP, som er i henhold til estimatet i investeringsgrunnlaget. På samme tid annonserte Statoil også at prosjektet ble ferdigstilt før den opprinnelige tidsfristen (Statoil, 2017c).

4.2.3 Utbygging av Hywind

Hywind Scotland er en vindpark som er lokalisert 30 km utenfor kysten av Skottland. Prosjektet var et resultat av flere års erfaring fra Hywind Demo Park ved norskekysten. Til forskjell fra Sheringham Shoal og Dudgeon, er Hywind en flytende vindpark. Det betyr at turbinpilarene ikke er forankret i havbunnen men holder seg flytende ved hjelp av avansert teknologi illustrert i figur 26. Teknologien er en videreføring av Spar-konseptet utviklet i oljeindustrien. Vandybden i området er 95-129 meter, for dypt til at tradisjonelle pilarer er lønnsomt. Samlet høyde inkludert turbin er 254 meter, hvor hele 176 meter er over vannoverflaten. Anlegget har fem 6 MW turbiner som gir en installert kapasitet på 30 MW (Statoil, 2017b).



Figur 26: Utbygging Hywind Scotland (Statoil, 2017b)

I likhet med både Sheringham Shoal og Dudgeon, var det Siemens som fikk ansvaret for å levere turbinene. Disse ble montert og fraktet fra Stord ved hjelp av Saipem 7000, verdens nest største kranfartøy. Tårnene ble bygget av Navacel og fraktet fra Spania med Offshore Heavy

Transport som hovedkontraktør for transporten. På leverandørlisten i prosjektet stod også flere bedrifter fra norsk leverandørindustri. Nexans Norway leverte eksportkabelen som ble installert av Subsea 7. Technip Norge hadde ansvaret for transport og installasjon av de 15 sugeankrene. På konsulentsiden var Aibel ansvarlig for FEED og arbeidet tett med Statoil gjennom hele prosessen (4coffshore.com, 2018).

Da prosjektet ble akseptert, var det beregnet til å koste rundt 2 milliarder norske kroner. Dette viste en reduksjon på 60-70 % per MW fra demo prosjektet ved Karmøy. Statoil har uttalt at ambisjonen for Hywind er å redusere kostnaden med ytterligere 40-60 dollar/MWh innen 2030 (Statoil, 2017f).

4.2.4 Oppsummering – vindkraftprosjekter

Fra gjennomgang av vindkraftprosjektene ovenfor kan det virke som at vindprosjekter opplever faktiske kostnader innenfor estimert i plan for utbygging. Ut i fra våre vurderinger er alle tre prosjektene definert som vellykket. Dette stemmer godt med rapporten fra EY beskrevet i punkt **3.2.2 prosjektoverskridelser**. Gjennomgangen av de 100 største energiprojektene viser at vindkraft opplever de laveste prosjektoverskridelsene både på kostnad og tid. Det er rimelig å anta at bransjens krav om å holde kostnadene nede for å oppnå lønnsomhet, er en stor faktor. Et annet argument er at vindprosjekter er enklere og mindre usikre enn eksempelvis oljeprosjekter. Reservoarqualiteter og brønnforhold er typiske komplekse områder som kan gi stort utslag i kostnad ved oljeprosjekter.

Når det gjelder arbeid fra leverandører virker det som at de fleste leverer på tid, kvalitet og kost. Gjennom intervjuer håper vi å avdekke forholdet mellom utbygger og leverandør i vindprosjekter samt eventuelle forskjeller i prosjektgjennomføring og kontraktpraksis mellom bransjene.

Totalkontrakter ble prøvd ut ved Sheringham Shoal. Erfaringene utbygger satt igjen med førte til at de fremtidige prosjektene baserte seg på multikontrakter, hvor prosjektene ble delt opp i fire hoveddeler: turbin, kabel, fundament og installasjon. Det viste seg at dersom utbygger evner å bære risiko og ha ansvaret for grensesnittet mellom ulike kontraktører og prosjektets faser vil kostnadene for en eventuell risikopremie ved en totalkontrakt falle bort, og utbygger vil samtidig opprettholde mulighetene for å implementere endringer.

Statoil har uttalt at de ser for seg ytterligere kostnadsreduksjoner innen vindkraft, lignende den trenden en har sett de siste årene. En stor pådriver for dette virker å være stadig utvikling i

turbinstørrelse. Fra Sheringham Shoal til Hywind har kapasiteten økt fra 3,6 MW til 6 MW per turbin. Hovedleverandør Siemens har videreutviklet turbinene til 8MW per dags dato og frem mot 2025 er målet å tilby turbiner over 10 MW (Windpowermonthly, 2016). Statoil ser på offshore vindkraft som et satsningsområde fremover, og neste steg er utbyggingen av en ny kjempe på britisk sokkel. Doggerbank prosjektet vil bli verdens største vindpark med tillatelse til å bygge ut 4800 MW.

På norsk sokkel vurderes bruk av flytende vindturbiner og/eller vindturbiner på nedstengte rigger som strømforsyning til produksjonsinnretninger. Per i dag blir innretningene supplert med strøm gjennom store kraftgeneratorer som ofte har lav utnyttelse og høye utslipp, eller alternativt med kabler fra land.

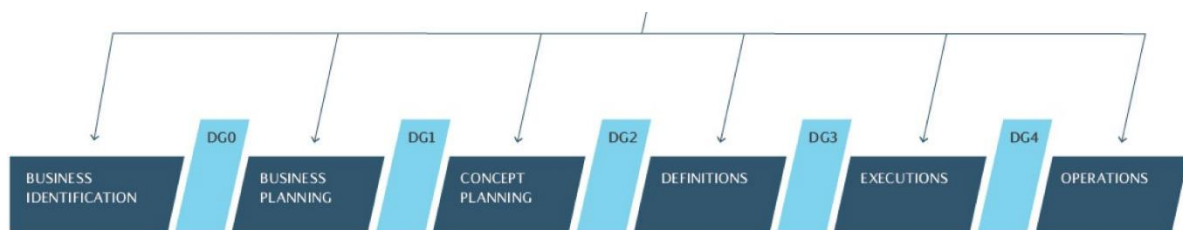
5. Diskusjon - Funn i studien

I dette kapittelet vil det bli presentere og diskutere funn gjort gjennom intervju med fagpersoner fra de ulike industriene. Prosjektstudiene i foregående kapittel og det teoretiske rammeverket blir brukt som sammenligningsgrunnlag.

5.1 Prosjektgjennomføring

Gjennom intervjuene kommer det frem at offshoreprosjekter er mer komplekse og innehar større risiko for overskridelser enn offshore vindkraft. Erfaringsmessig peker intervjuobjektene på ufullstendig eller endret reservoarforståelse som det mest utfordrende i olje og gass prosjekter. Reservoaregenskaper er i de fleste tilfeller unike og det kreves undersøkelser og optimalisering for å utnytte potensiale til hver brønn. Dette kan føre til kostbare omfangsendringer som kan bre seg helt til design av plattformen. En oppfatning er at størrelsen på et prosjekt har stor påvirkning på kompleksiteten. Større prosjekter har vist seg å være preget av overskridelser når det gjelder gjennomføring på tid, kost og kvalitet. Et annet element som spiller inn er graden av gjentakelse. Dersom en har gjort lignende prosjekter tidligere, er det sannsynlig at resultatet forbedres fra hver gang. Det er ingen tilfeldighet at erfaring er et svært vanlig kvalifikasjonskrav ved anbudskonkurranser. Under intervjuene ble erfaringene fra Sheringham Shoal trukket frem som viktige ved gjennomføringen av Dudgeon og Hywind. Intervjuobjektene mente lærdommen la et solid grunnlag for å forbedre planlegging samt utførelse av prosjektene.

Samtidig forteller intervjuobjektene at det er visse likheter i prosjektutvikling og styringssystem i de respektive bransjene. Intervjuobjektene presenterer en strukturert tilnærming til utvikling av et prosjekt, hvor faser fra en mulig forretningside til oppstart av produksjon blir fulgt, med tilhørende beslutningspunkter (DG). Beslutningspunktene blir benyttet til å vurdere den foregående fasen og kvalitetssikre at utvikling er i henhold til prosjektets forventinger og sluttresultat, før en initierer neste fase. Prosjektutviklingsmodellen er illustrert nedenfor.



Figur 27: Prosjektutvikling - Olje & Gass, Statoil

På bakgrunn av samtlige intervjuobjekter vil en kunne konkludere med at vindprosjekter tar i bruk samme tilnærming til prosjektstyring som offshoreprosjekter, hvor beslutningspunkter for vind blir noe tilpasset. Prosessen med å bygge ut et offshore vindfelt starter med at myndighetene deler ut en lisens for et utvalgt område. Det blir avdekket gjennom intervju at tildeling av en vindkraftutbygging blir gjort på bakgrunn av kriterier som: lavest krav til subsidier og pris per MW. Vanlig praksis er at myndighetene garanterer for å kjøpe en viss andel strøm for en gitt pris. Ved nyere prosjekter har det derimot blitt tildelt konsesjon hvor alle tilbyderne leverte anbud uten behov for subsidier. Dette er en viktig milepæl for industrien og er et bevis på at offshore vindkraft er konkurransedyktig.

Valget av selve vindturbin og dens størrelser er avgjørende for effekten utbygger får ut av et vindfelt og er dermed med på å påvirke pris per MW. Beslutningen om turbinstørrelse og konsept må dermed fastsettes ved et tidligere tidspunkt enn hva som er normalt for et olje- & gassprosjekt. For å delta i anbudskonkurranse må utbygger ha deler av konseptvalget, inkludert turbinvalg, klart ved DG0. Beslutningspunkt 1 og 2 blir dermed noe kunstig, da vitale deler av forprosjekteringen er gjennomført ved et tidligere tidspunkt i prosjektets livssyklus.

«Forprosjektering er helt klart avgjørende for om et vindprosjekt blir vellykket. Når en forholder seg til lave marginer kan feil eller mangler være kritisk».

Gjennom de utvalgte offshore prosjektene som ble analysert i delkapittel 4.1 identifiserer operatørene at feil og mangler i forprosjektering (FEED) ved flere anledninger var en bidragsyter til tid- og kostnadsoverskridelser i forhold til estimat. Som tidligere nevnt er olje- og gassnæringen et syklisk marked som er drevet av oljepris, hvor høy oljepris har ført til akselererende kostnader og for tidlig iverksettelse av gjennomføringsfasen. Innstillingen fra utbygger har vært at dersom en får iverksatt bygging på tidligst mulig tidspunkt vil inntektene komme raskere. En slik innstillingen vil være farlig for et offshore vindkraftprosjekt. Markedet er preget av en lønnsomhet med gjennomsnittlig avkastning på 9-11%. Eventuelle feil og mangler i planleggingsfasen vil kunne forplante seg i prosjektets livssyklus og resultere i overskridelser som vil redusere avkastning og i verste tilfelle gi utbygger negativt resultat. Intervjuobjektene beskriver forprosjektering som avgjørende for om en vindkraftutbygging blir vellykket. Ettersom industrien er drevet av lavere marginer er det ikke mange feil og/eller mangler som skal oppstå for å påvirke lønnsomheten.

5.2 Kontraktstrategi

Å utarbeide en kontraktstrategi er et viktig arbeid tidlig i prosjektet. Ved store utbygginger er det en rekke varer og tjenester som skal anskaffes. En erfaren gruppe med teknisk og kommersiell forståelse bør settes sammen for å utarbeide en behovsanalyse. Målet er å finne ut hva som må skaffes for å gjennomføre prosjektet på en god måte. Intervjuobjektene påpeker at en ved oljeprosjekter har hatt en tendens til å overspesifisere på dette området. Dette fører til løsninger som er «skreddersydd» hvor det i utgangspunktet hadde vært tilstrekkelig med gode «hyllevarer». Store konsekvenser ved feil er et godt motargument, men vår kilde mener at oljebransjen kan ha litt å lære av vindbransjens «lean» tankegang.

En viktig avgjørelse er å velge en gjennomføringsmodell for kontraktene. Det finnes flere måter å systematisere anskaffelsene på, men hovedsakelig er det to modeller som brukes: Delleveranse og Totalleveranse. Modellene har sine styrker og svakheter og bør evalueres i lys av utbyggers kompetanse, samt risikodeling mellom partene. Ved totalkontrakt er det en hovedleverandør som er ansvarlig for å håndtere og koordinere arbeidet mellom leverandører og underleverandører. Det kom frem at det ble forsøkt med totalleverandør på Sheringham Shoal, og at Statoil måtte gripe inn for å styre prosjektet i havn. Erfaringene intervjuobjektene satt igjen med var at dette var noe de like gjerne kunne gjøre selv. Det ble avdekket at Statoil drar fordel av å være en velutviklet prosjektorganisasjon med kompetanse til å dele opp og håndtere kontrakter. Ved å ta i bruk denne delkontrakter opplevde utbygger redusert pris og tettere oppfølging av leverandører.

«Vi tar risikoen der det er naturlig at utbygger tar den, og leverandørene bærer risikoen der vi føler at de bør ta den».

Hovedargumentet for å fortsette å bruke delkontrakter var mangel på leverandører med tung kompetanse innen prosjektledelse og styring, slik det i større grad finnes i petroleumsbransjen. Et annet argument som ble brukt var at risikopåslaget leverandørene krevde gjorde at kostnadene ville bli betraktelig høyere.

Gjennom intervjuene kom det frem at det er vanlig å organisere kontraktene i fire hovedkategorier; Turbin, kabel, fundament og marine operasjoner, som transport og installasjon. Turbinkontrakten utgjør den største investeringen med rundt 40 % av den totale kostnaden.

Leverandørene blir i stor grad vurdert på samme måte som i olje og gass prosjekter. Tildelingskriterier er konkurransekriterier som oppdragsgiver skal vurdere tilbudene etter (Difi, 2017a). Et tilbud skal velges på grunnlag av objektive kriterier som har tilknytning til leveransen. Det er viktig at en utformer tildelingskriterier slik at en kan velge det tilbudet som er best for oppdragsgivers behov, da kriteriene skal reflektere de målsetningene en har ved anskaffelsen. Innkjøpspris, livssyklus kostnader og teknisk løsning (må spesifiseres, feks. vedlikeholdsvennlighet) nevnes alle som vanlige tildelingskriterer. Statoil stiller også samme krav til vindleverandørene når det gjelder helse, miljø og sikkerhet.

Valg av kompensasjonsformat blir i stor grad påvirket av bransjens kostnadsfokus. Fastpriskontrakter sies å være foretrukket fordi det gir et mer oversiktlig bilde over de totale investeringene. Igjen nevnes bransjens fokus på lean og standardisering som gode forutsetninger for å kunne bruke fastpriskontrakter. Disse løsningene gir leverandørene mindre rom for opportunistisk adferd, og endringsordre oppleves ikke som et like stort problem som i olje og gass prosjekter. En ulempe med tradisjonelle fastpriskontrakter er at det gir insentiver til å redusere kvalitet. Respondentene forteller at en redusert deler av problemet ved å inkludere effekt i beregningene. Eksempelvis evalueres tilbyderne for turbin på pris per MW.

5.3 Leverandørmarkedet

I motsetning til olje- og gassindustrien er vindkraft fortsatt en relativt ung og voksende bransje hvor tilgjengeligheten på leverandører er under utvikling. Intervjuobjektene informerer om et marked innenfor vindturbiner hvor det frem til i 2016 har vært en hovedleverandør og tilnærmet monopol. De siste årene har en sett en utvikling hvor flere aktører har satset på produksjon av vindturbiner, noe som har resultert i økt konkurranse. Akselererende teknologiutvikling og reduserte kostnader har vist seg å være ringvirkninger av den økende konkurransen.

Ifølge intervjuobjekter har Statoil anvendt leverandører som har sin kjernevirksomhet innen vindkraft, dette gjelder særlig spesifikke leveranser som vindturbin. Innen installasjon skisserer vedkommende et bilde av god tilgjengelighet på spesialfartøy for offshore vindkraft. Dette er typisk kranfartøy med kapasitet til å takle høye løft. Det kommer frem at marine operasjoner

som transport, kablegging og installasjon av fundament er områder hvor leverandører fra olje og gass frem til nå har vært aktive. Intervjuobjektene poengterer at norsk leverandørindustri ser ut til å ha økt interesse for kommende vindprosjekter enn det som har vært erfart tidligere.

«Norsk leverandørindustri ser ut til å ha økt interesse for kommende vindprosjekter».

Gjennom prosjektstudiet i delkapittel 4.1 ble det avdekket at prosjektkoordinering for komplekse offshoreprosjekter var meget omfattende og har ved flere anledninger resultert i at operatør må overta ansvaret for prosjektet. Hovedutfordringene har vært tilstrekkelig forståelse for norske krav og kommunikasjon mellom operatør og leverandør. Tilsvarende har intervjuobjektene erfaringer med vindprosjekter hvor utbygger har måttet overta ansvaret for prosjektet grunnet at leverandører ikke er tilstrekkelig kvalifisert for å levere i henhold til kontrakt. Flere av intervjuobjektene uttaler at det virket som vindkraft til havs fortsatt er i en utviklingsfase hvor leverandørene har mye å lære innen marine operasjoner og tilhørende logistikk, hvor det per i dag ikke er leverandører med tilstrekkelig kompetanse til å kunne bære risikoen som ved en totalkontrakt. Det kommer frem at kvalifisering av leverandører i forkant av kontraktinngåelse har vært en utfordring.

Intervjuobjektene trekker frem tett samarbeid med leverandører gjennom anbudsprosessen som et viktig bidrag til å utvikle leverandører. Anbudskonkurransen er preget av dialog og forhandlinger for å kunne avdekke og skape best mulig løsning for utbyggingen. Som nevnt i det foregående avsnittet utvikles teknologien raskt og effekten per vindturbin øker for hvert felt som settes i produksjon. Oppdragsgiverne har dermed sett nødvendigheten av tett dialog for å kunne identifisere fremtidige tilgjengeligheter innenfor en tidsperiode på 3-5 år for å konkurrere om kommende konsesjoner. Trenden innen videreutvikling av turbiner er at størrelsen, radiusen på blad og effekt øker. Å kunne sitte på informasjon om hva de ulike leverandørene har mulighet til å levere i de kommende årene vil være helt essensielt for å kunne planlegge feltlayout og antall turbiner for å få mest mulig ytelse ut av feltet.

«Samarbeid mellom oppdragsgiver og leverandør gjennom anbudsprosessen har vært essensiell for utviklingen av offshore vindkraft».

5.4 Estimering

Estimeringsprosessene innen olje & gass og offshore vindkraft har store likehetstrekk hvor erfaringsdata fra tidligere prosjekter og innhentet informasjon fra leverandører danner grunnlaget for kost- og tidsestimat. Gjennom prosjektstudiet av offshore prosjekter kommer det tydelig frem at kompleksitet rundt utbygginger bidrar til høy usikkerhet knyttet til estimatene. Intervjuobjektene befester denne oppfatningen og legger til at olje- og gassprosjekter har flere optimistiske estimat i tidligfase enn hva som er typisk for vindprosjekter. Dette skyldes i all hovedsak viktigheten av presise estimat for å opprettholde marginene som typisk for en offshore vindkraftutbygging ligger på 9 - 11%. Eventuelle tid- og kostnadsoverskridelser vil kunne ha fatale konsekvenser for prosjektets lønnsomhet.

«Viktigheten av presise estimat er mer avgjørende for en vindkraftutbygging».

Med et generelt fokus på å maksimere reserver og utvinningsgrad i reservoar har olje- og gassprosjekt spesialtilpassede løsninger på enkeltutbygginger hvor graden av standardisering har vært lav. Det er dermed mer utfordrende å sammenligne utbygginger med tidligere prosjekter. Det er en klar enighet mellom intervjuobjektene at graden av standardisering innen vindkraft er høyere og bidrar til at estimeringsprosessen er noe mer presis enn ved olje- og gassutbygginger. Det blir belyst at usikkerhetsmomentet innen vindprosjekter er knyttet til fundament, da undersøkelser av bunnforhold på feltet ikke alltid er tilstrekkelig før en deltar i konkurranse om konsesjon.

«Det har vært tilfeller hos andre utbyggere hvor sementen ble vasket ut og fundamenteringen måtte gjøres på nytt. Det er dyrt.»

Å forbedre kommunikasjonen mellom operatører og dele informasjon og erfaringer, selv uten partnerskap, vil kunne bidra til å utarbeide presise estimat for ressursbruk ved utbygging av produksjonsinnretninger.

5.5 Standardisering

Med standardisering innen olje- og gassnæringen menes primært tekniske spesifikasjoner. Standardisering kan samtidig være tiltak som kan bidra til å få kostnadseffektiv og sikker utbygging og drift (Norsk olje og gass et. al, 2016). Det kommer tydelig frem at standardisering skaper færre interaksjoner mellom oppdragsgiver og leverandør, da standardiserte komponenter er lettere å forholde seg til og innehar mindre usikkerhet knyttet til produksjonslinjen av produktet. En annen fordel som blir identifisert gjennom intervjuene er at leverandørene vet hva de skal produsere, og de trenger ikke å tilpasse og skreddersy produkter opp mot hvert enkelt prosjekt.

Som tidligere nevnt vil utbygging av olje- og gassprosjekter generelt sett være mer komplekse og preget av «skreddersøm» enn for et vindprosjekt. Bygging av komplekse innretninger og topside-prosesseringsanlegg er operasjoner som bidrar til at offshoreprosjekter er utfordrende, krever tett oppfølging og er i liten grad preget av standardisering. Vindprosjekter på sin side er preget av standardiserte produkter som vindturbin og kabler, risikoelementet ligger hos fundamentene, hvor det kreves tilstrekkelig kartlegging av bunnforhold for å kunne produsere strukturene tilpasset til feltet. Intervjuobjektene utpeker at graden av standardisering innen vindkraft bidrar til at prosjektene krever et mindre team knyttet til kvalitetssikring og oppfølging enn hva som er forventet innen olje og gass. Det blir presisert av samtlige intervjuobjekter at olje- og gassindustrien har et stort besparingspotensial ved videre arbeid for standardisering.

5.6 Kultur

Alle bransjer har egne og spesifikke egenskaper som skiller dem fra andre. Måten en arbeider på vil gjerne reflektere bransjen en representerer, og gjenspeile holdninger og verdier knyttet til et spesifikt yrke. Eksempelvis vil arbeidsmetodikken til en ingeniør være noe annerledes enn for en operatør. Et yrke vil bære likhetstrekk mellom utdanning, erfaring og krav til stilling, og sammen vil fellestrekkene danne en kultur for det gitte yrke. Kultur er ifølge Schein definert som et sett av grunnleggende antagelser om hvordan verden er og burde være, som en gruppe mennesker deler og som bestemmer deres oppfatninger (Schein, 1996).

På spørsmålet om kulturforskjeller skisserer intervjuobjektene et bilde av en moden olje og gass industri. Petroleumsnæringen har i flere tiår vært en pådriver for helse, miljø og sikkerhet. Gjennom årene har bransjen utviklet gode standarder og rutiner som etterhvert har blitt akseptert som normalen ved alle plattformer og kaianlegg. En kan trygt hevde at bransjer som bygg, anlegg og landbasert industri har dratt nytte av prosedyrer og teknologi utviklet i oljebransjen. Kulturen for å hele tiden komme opp med nye og bedre løsninger, kan på en annen side ha bidratt til økte kostnader. Ingeniørene har blitt hyllet for eksepsjonelle konstruksjoner, hvor det samtidig har blitt undergravd at en ikke holdt budsjett. «Condeep» perioden, hvor det nærmest gikk konkurranse i å bygge de største betong-plattformene er et eksempel på dette.

Offshore havvind blir beskrevet som en ung bransje i stadig utvikling. Våre informanter sitter med et inntrykk om at helse, miljø, og sikkerhet ikke alltid har vært like prioritert. En opplevelse som skiller seg tydelig fra praksis i olje og gass er sikring av utstyr.

«At skiftenøkler og andre tunge gjenstander måtte sikres ved arbeid i høyden, var noe nytt og i starten uforståelig blant operatørene».

Cowboykultur, slik det til tider har vært i byggebransjen lød en annen påstand. Forklaringen kan ligge i bransjens kostnadsfokus og prinsipp om å drive så enkelt som mulig. At de som arbeider innen offshore vindkraft er mer opptatt av det kommersielle var nemlig et inntrykk de fleste hadde. Dette nevnes som et punkt hvor oljekulturen kan ha forbedringspotensial. Samtidig kom det frem at Statoils krav om å implementere et strengt HMS-nivå, etterhvert ble tatt godt imot. Et av intervjuobjektene opplevde å få skryt for måten Statoil gjennomførte prosjekter og samarbeidet med leverandørene på.

6. Overførbar læring

Dette kapitlet tar for seg overførbare erfaringer mellom industriene: Olje & Gass og Offshore Vindkraft. Elementene har blitt avdekket gjennom det foregående kapitlet, hvor det teoretiske rammeverket og prosjektstudiene blir sammenlignet opp mot gjennomførte intervjuer.

6.1 Overførbart: Vind – Olje & Gass

Gjennom vurdering av tidligere prosjekter og intervjuer med fagpersonell er det identifisert nøkkelpunkter fra vindkraftprosjekter som bør evalueres, og om mulig overføres til olje- og gassprosjekter:

- *Tett samarbeid i anbudsprosessen.*
- *Standardisering.*
- *Kostnadsfokus.*

Et anbud er et tilbud om å levere en tjeneste eller et arbeid mot en form for kompensasjon som bestemmes av utbyder. Målet med å utlyse etter anbud er å få konkurranse og dermed et bedre tilbud enn ved direkte kontakt med leverandør. Tilbyderne evalueres på lavest pris eller en vektning av pris, kvalitet og tid (Thue, 2014).

I oljebransjen er det myndighetene som tildeler utvinningslisens. Feltoperatør må få godkjent plan for utbygging og drift(PUD) for så å starte arbeidet med å skaffe leverandører. Tilbudene evalueres på bakgrunn av objektive og rettferdige tildelingskriterier. Ofte vil en sammensetning av pris, kvalitet og tid ligge til grunn for tildelingen. Dialog og samarbeid kan inkluderes i prosessen, særlig ved komplekse oppgaver eller høy grad av innovasjon.

Anbudsprosessen i forbindelse med utbygging av et offshore vindprosjekt har utviklet seg i en annen retning. For å få lisens til et felt må utbyggerne konkurrere. Dette har resultert i en auksjonsbasert anbudsprosess hvor de blir vurdert etter pris per MW. På denne måten må utbygger inkludere leverandør i en tidlig fase. Måten konkurransen er utformet, gjør at utbygger og leverandør må ha et felles mål og dermed insentiver til å «dra i samme retning».

I utgangspunktet bygger begge metodene på samme filosofi. Ønsket er å holde en rettferdig tildeling, hvor en til slutt oppnår lavest mulig pris, i henhold til gitte spesifikasjoner. Intervjuobjektene mener likevel at olje- og gassprosjekter kan inkludere leverandørene i større grad enn hva de gjør per i dag.

Rapporten fra Oljedirektoratet «Vurdering av prosjekter» konkluderer med at for kort tidligfase og mangelfull forståelse hos leverandør har vært en stor kostnadsdriver ved flere av prosjektene.

Standardisering handler om å innføre faste rutiner eller metoder for å utvikle noe som har kjente egenskaper. Det kan eksempelvis være en kabel som en vet vil passe til et bestemt utstyr, men det kan også være en «oppskrift» på å gjennomføre en anbudskonkurranse. Hensikten med å standardisere er at det bidrar til større forutsigbarhet og konkurranse ettersom flere leverandører kan levere utstyr som er kompatibelt.

Inntrykket fra funn i studien er at vindbransjen er kommet langt innen standardisering. Utbyggingskonseptet er i stor grad basert på komponenter som er «hylleware» og krever mindre ressurser å anskaffe. Intervjuobjektene påpeker også at dette gjør det enklere å estimere samt å følge opp leverandørene. Resultatet er at vindprosjekter krever et mindre team sammenlignet med et tilsvarende olje- og gassprosjekt.

Grunnet lavere lønnsomhet har vindkraft vært avhengig av standardisering for å redusere kostnader. Olje- og gassprosjekter er preget av større variasjon og kompleksitet, noe som gjør standardisering utfordrende. Det er likevel tydelig at standardisering har et stort potensial også innen petroleumsnæringen. Standardisering kan gi forutsigbarhet og feltutbygginger med lavere risiko. Antall endringsordre vil kunne reduseres, noe som gir positivt utslag på ressurser som tid og kost. Etter nedturen i 2014 virker det som at standardisering har fått et gjennombrudd i oljebransjen. Dette har Statoil selv bekreftet gjennom prosjektet Johan Sverdrup; *Standardisering av utstyrspakker, kopiering av gode løsninger, og det å gjøre ting riktig første gang i samarbeid med leverandørene har vært en del av nøkkelen i første fase av Johan Sverdrup. Nå bygger vi videre på dette i andre fase av prosjektet, som vi nå ser resultater fra, sier Kjetel Digre, prosjektdirektør for Johan Sverdrup i Statoil (Statoil, 2018d).*

Det er en klar enighet mellom intervjuobjektene at kostnadsfokus samt å levere tilstrekkelig teknologi har, og vil fortsatt være viktig for å oppnå lønnsomhet ved utbygging av vindprosjekter. Inntrykket er at det kommersielle fokuset i kombinasjon med nøkternhet er elementer som i aller høyeste grad kan overføres til offshore prosjekter. Det kreves gjerne en kulturendring for å innføre at godt ingeniørarbeid er å velge løsningen som er «god nok». Samtidig er det viktig at oljebransjens tyngde innen helse, miljø og sikkerhet blir værende og bygget videre på, både innen olje og gass og vindkraftutbygginger.

6.2 Overførbart: Olje & Gass - Vindprosjekter

Sammenligning av tidligere prosjekter og gjennomførte intervjuer danner grunnlaget for å belyse følgende punkter som kan være aktuelle for å overføres fra olje- og gassindustrien til vindprosjekter:

- *Kompetanse innen prosjektstyring og prosjektoppfølgning.*
- *Kunnskap og erfaring innen komplekse marine operasjoner.*
- *Et sterkt fokus på helse, miljø og sikkerhet.*

Som belyst gjennom det teoretiske rammeverket presentert i kapittel 3, er prosjektkompetanse en viktig suksessfaktor for et prosjekt. Det er en forutsetning at utbygger har tilstrekkelig kompetanse og nødvendig kunnskap for å kunne presentere en leveranse i henhold til fastsatt mål. Det blir avdekket gjennom det foregående kapittelet at kompetanse innen prosjektstyring og - oppfølging er en mangel blant leverandører i offshore vindbransjen. Manglende kompetanse har ifølge intervjuobjektene resultert i at det er per i dag er ingen leverandører som kan ta på seg ansvaret som totalleverandør. Utfallet er at utbygger velger å benytte delkontrakter og står selv for ledelse og kommunikasjon i grensesnittet mellom leverandører. Dersom leverandører innen offshore vindkraft ønsker å påta seg en totalkontrakt og stå for det overordnende ansvaret for en utbygging må kompetansen innen styring og oppfølging forbedres.

En forutsetning for at et prosjekt skal lykkes i henhold til kvalitet, kostnads- og tidsestimater er oppfølging. Som det går frem gjennom det teoretiske rammeverket er prosjektoppfølgning i gjennomføringsfasen essensielt. De fleste av dagens leverandører innen offshore vindkraft kommer med erfaring fra onshore vindutbygginger og har nødvendigvis ikke den kompetansen og kunnskapen som kreves for et offshore prosjekt. Det blir avdekket i intervjuprosessen at enkelte leverandører innen vindkraft mangler tilstrekkelig maritim erfaring for å kunne ha totalansvaret for et offshore vindprosjekt. Gjennom fire tiår har operatører og leverandører på norsk sokkel opparbeidet seg tung kompetanse vedrørende prosjektstyring. Store, komplekse utbygginger og marine operasjoner har resultert i en industri som besitter en kjernekompetanse innen oppfølging og kontroll. Det er enighet mellom samtlige intervjuobjekter at norsk olje- og gassindustri har den nødvendige kompetansen innen prosjektstyring som kreves for å kunne videreutvikle offshore vindkraft ytterligere.

En av de største ulikhetene mellom industriene er hvordan de forholder seg til helse, miljø og sikkerhet. Det kommer tydelig frem at vindprosjekter har tidligere vært preget av en «cowboykultur» hvor fokuset på HMS ikke har vært tilstrekkelig. Det blir eksempelvis rapportert om en ikke-eksisterende praksis rundt sikring av utstyr ved arbeid i høyden. Med den tunge erfaringen og kompetansen norsk petroleumsindustri har fra utallige utbygginger er det klart at industrien har et HMS-fokus vedrørende arbeid i høyden, løft og marine operasjoner som bør implementeres i offshore vindkraft.

7. Konklusjon

Målet med denne masteroppgaven har vært å avdekke likheter og ulikheter mellom utbyggingsprosjekter innen olje & gass og offshore vindkraft, samt å identifisere overførbare elementer som kan bidra til å effektivisere og/eller redusere kostnader.

Prosjekter innen begge industrier blir iverksatt på bakgrunn av fremtidig økonomisk avkastning. Det blir avdekket at utbygginger innen olje & gass og offshore vindkraft i stor grad er ulike. Utbygging av en produksjonsinnretning blir kategorisert som mer kompleks og innehar større risiko for kostnadsoverskridelser enn hva som er tilknyttet en utbygging av et offshore vindfelt. Intervjuobjektene belyser havbunnsforhold og fundament/struktur som usikkerhetsmomenter ved offshore vindkraft, hvor resterende komponenter blir beskrevet som «hyllevarer» som anskaffes direkte fra leverandør. Grunnet en gjennomsnittlig avkastning på 9-11% er gode kostnads- og tidsestimater avgjørende for å oppnå et vindkraftprosjekt som er lønnsomt. En grundig planleggingsfase tidlig i prosjektet blir avdekket som essensielt for måloppnåelse innen vindkraft. På bakgrunn av samtlige intervjuobjekter vil en konkludere med at vindprosjekter benytter samme tilnærming av prosjektstyringssystem som offshoreprosjekter, hvor beslutningspunkter innen vind blir noe tilpasset. Valg av turbinstørrelse er avgjørende for feltets effekt og påvirker direkte tildelingskriteriet pris per MW. Konseptvalget må dermed fastsettes ved et tidligere tidspunkt enn hva som er normalt for et olje- og gassprosjekt.

Grunnet lave marginer har offshore vindkraft vært avhengig av standardiserte komponenter for å holde et nøkternt kostnadsnivå. Et olje- og gassprosjekt er preget av stor variasjon og kompleksitet, og gjør standardisering noe mer utfordrende. Det kan samtidig konkluderes med at petroleumsnæringen har fortsatt et stort potensial innen standardisering.

Innen vindkraftprosjekter har det blitt forsøkt med totalleverandører på lik linje som ved olje- og gassprosjekter. Resultatet var at utbygger måtte gripe inn og overta grensesnittet mellom de ulike leverandørene. Det kan konkluderes med at delkontrakter vil være den foretrukne kontraktsformen innen offshore vindkraft. Per i dag eksisterer ikke leverandører med nødvendig kompetanse innen prosjektledelse og - gjennomføring som er egnet til å bære ansvar og tilhørende risiko tilknyttet en totalkontrakt.

Tett samarbeid mellom utbygger og leverandør gjennom anbudsprosessen beskrives som en suksessfaktor ved offshore vindprosjekt. Samarbeidet har resultert i lønnsomme utbygginger med fokus på å levere en konkurransedyktig løsning. Basert på informasjon fra intervjuobjektene kan en konkludere med at tankegangen kan praktiseres i større grad ved olje- og gassprosjekter. Dette støttes av funn i «vurdering av prosjekter», hvor mangelfullt samarbeid med leverandører nevnes som en av hovedårsakene til kostnadsoverskridelser.

Det kommer tydelig fram gjennom studiet at det finnes flere områder hvor offshore vindkraft kan hente lærdom og erfaring fra olje- og gassprosjekter. Det blir samtidig avdekket elementer som kan overføre fra vindprosjekter til olje og gass.

Vind – Olje & Gass

Fra vindprosjekter vil det være hensiktsmessig å vurdere følgende punkter som overførbare:

- *Tettere samarbeid i anbudsprosessen.*
- *Økt fokus på standardisering.*
- *Utarbeide en kultur med kostnadsfokus i ryggmargen.*

Olje & Gass – Vind

Fra olje- og gassprosjekter vil det være hensiktsmessig å vurdere følgende punkter som overførbare:

- *Kompetanse innen prosjektstyring- og oppfølging.*
- *Kunnskap og erfaring fra komplekse marine operasjoner.*
- *Et sterkt fokus på helse, miljø og sikkerhet.*

Anbefalinger til videre arbeid

Studien har som mål å avdekke likheter og ulikheter mellom industriene, for så å identifisere overførbare elementer som kan bidra til å effektivisere og/eller bespare kostnader. Temaene som blir evaluert er valgt på bakgrunn av relevans for utdanningen. Det er mulig at forskningen kan styrkes ytterligere ved å inkludere flere emner i evalueringen.

Gjennom oppgaven blir problemstillingen besvart fra operatør/utbyggers ståsted. Det ville vært interessant å belyse problemstillingen fra leverandørens side, hvor deres kompetanse og erfaringer blir vektlagt.

Referanser

- 4coffshore.com. (2018). Organisations working on Hywind Scotland Pilot Park.
- AkerBP. (2016a). Ivar Aasen. Retrieved from doi:<http://akerbp.com/2016no/ivar-aasen/>
- AkerBP. (2016b). Produksjonen startet på Ivar Aasen. Retrieved from doi:<https://www.akerbp.com/produksjonen-startet-pa-ivar-aasen/>
- BVG Associates. (2017). Norwegian supply chain opportunities in offshore wind. Retrieved from doi:<https://www.rederi.no/DownloadFile/?file=176273>
- Dahlum, S. (2017). Kvantitativ Analyse. Retrieved from doi:https://snl.no/kvantitativ_analyse
- Dallan, O. (2007). *Metode og oppgaveskriving for studenter*.
- De nasjonale forskningsetiske komiteene. (2010). Kvalitative og kvantitative forskningsmetoder – likheter og forskjeller. Retrieved from doi:<https://www.etikkom.no/forskningsetiske-retningslinjer/medisin-og-helse/kvalitativ-forskning/1-kvalitative-og-quantitative-forskningsmetoder--likheter-og-forskjeller>
- Det Norske. (2013). Årsrapport. Retrieved from doi:<https://www.akerbp.com/wp-content/uploads/2014/03/%C3%85rsrapport2013.pdf>
- Difi. (2017a). Anskaffelsesprosessen. Retrieved from doi:<https://www.anskaffelser.no/prosess/anskaffelsesprosessen>
- Difi. (2017b). Kategorisering av vare- og tjenestegrupper. doi:<https://www.anskaffelser.no/verktoy/kategorisering-av-vare-og-tjenestegrupper>
- DN. (2017). Statoil-sjefen vil ha et bredt energiselskap. Retrieved from doi:<https://www.dn.no/nyheter/2017/10/10/0558/Energi/statoil-sjefen-vil-ha-et-bredt-energiselskap>
- Drevland, F. (2013). Kostnadsestimering under usikkerhet. Retrieved from doi:https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010610/CONCEPT_kostnadsestimering_til+WEB.pdf/7fe95f32-0477-4468-b0e5-54589687c16d
- Dudgeonoffshorewind. (2017). Timetable.
- Ernst & Young. (2016). Spotlight on power and utility megaprojects. Retrieved from doi:[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-spotlight-on-power-and-utility-megaprojects-financing-and-delivery/\\$FILE/ey-energy-spotlight-on-pu-mega-projects-final-web-single.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-spotlight-on-power-and-utility-megaprojects-financing-and-delivery/$FILE/ey-energy-spotlight-on-pu-mega-projects-final-web-single.pdf)
- Gardiner, P. D. (2005). *Project engagement : a strategic planning approach*. Basingstoke: Palgrave Macmillan.
- Hegnar.no. (2017). Statoil vil bygge verdens største vindmøllepark til havs. Retrieved from doi:<http://www.hegnar.no/Nyheter/Boers-finans/2017/11/Statoil-vil-bygge-verdens-stoerste-vindmoellepark-til-havs>
- Margaret C. Harrell Melissa A. Bradley. (2009). Data Collection Methods. Retrieved from doi:https://www.rand.org/pubs/technical_reports/TR718.html
- NBIM. (2018). Oljefondet. Retrieved from doi:<https://www.nbim.no/no/fondet/>
- Norsk olje og gass et. al. (2016). Prosjekt NORSOK-analyse. Retrieved from doi:<https://www.norskoljeoggass.no/globalassets/dokumenter/drift/norsok-analyse/rapport-norsok-analyse.pdf>
- Norsk Petroleum. (2017). Leverandørindustrien. Retrieved from doi:<http://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/leverandorindustrien/>
- Norsk Petroleum. (2018a). Gjøa. Retrieved from doi:<http://www.norskpetroleum.no/fakta/felt/gjoa/>
- Norsk Petroleum. (2018b). Ivar Aasen. Retrieved from doi:<http://www.norskpetroleum.no/fakta/felt/ivar-aasen/>
- Norsk Petroleum. (2018c). Petroleumsløven og konsesjonssystemet. Retrieved from doi:<http://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammeverkkonsesjonssystemet-petroleumsløven/#apning-av-areal>
- Norwegian Energy Partners. (2017). Norwegian supply chain opportunities in offshore wind. Retrieved from doi:<https://www.norwep.com/Market-info/Norwegian-supply-chain-opportunities-in-offshore-wind>

- Nærings- og fiskeridepartementet. (2016). Anskaffelsesloven. Retrieved from doi:<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2016-06-17-73?q=lov%20om%20offentlige%20anskaffelser>
- Olje- og energidepartementet. (1999). Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. Retrieved from doi:<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/NOU-1999-11/id141693/>
- Olje- og energidepartementet. (2016). Norges oljehistorie på 5 minutter. Retrieved from doi:<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/norsk-oljehistorie-pa-5-minutter/id440538/>
- Olje- og energidepartementet et al. (2017). PUD - Plan for utbygging og drift. Retrieved from doi:<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/pud---plan-for-utbygging-og-drift/id2001287/>
- Oljedirektoratet. Faktasider-Gjøa. [2018]. Retrieved from doi:<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=nb-no&nav1=field&nav2=PageView%7cAll&nav3=4467574>
- Oljedirektoratet. (2013). Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel. Retrieved from doi:<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Vurdering-av-gjennomførte-prosjekter-pa-norsk-sokkel/>
- Oljedirektoratet. (2016). Samtykke til oppstart av Ivar Aasen-innretningen. Retrieved from doi:[http://www.npd.no/Global/Norsk/1-Aktuelt/Nyheter/\[PDF-vedlegg\]/Samtykke-til-oppstart-av-Ivar-Aasen.pdf](http://www.npd.no/Global/Norsk/1-Aktuelt/Nyheter/[PDF-vedlegg]/Samtykke-til-oppstart-av-Ivar-Aasen.pdf)
- Oljedirektoratet. (2017). Investerings- og kostnadsprognoser. Retrieved from doi:<http://www.npd.no/Nyheter/Nyheter/2016/Sokkelaret-2016/1/>
- Osmundsen, P. (2006). Optimal utforming av insentiver og kontrakter i byggeprosjekter. Retrieved from doi:<https://www.magma.no/optimal-utforming-av-insentiver-og-kontrakter-i-byggeprosjekter>
- Power Technology. (2017). Dudgeon Offshore Wind Farm.
- Project Enagement Institute. (2000). *A Guide to the project enagement body of knowledge : (PMBOK guide)* (5th ed. ed.). Newton Square, Pa: Project Enagement Institute.
- Riksrevisjonen. (2001). Kostnadsoverskridelsene i feltutbyggingene
- Åsgard, Visund og Jotun. Retrieved from doi:file:///C:/Users/jone_/Downloads/Riksrevisjonens-unders%C3%B8kelse-av-kostnadsoverskridelser-i-feltutbygginger.pdf
- Schein, E. (1996). Organizational Culture and Leadership. In. Sheringhamshoal.co.uk. Overview.
- SSB. (2017). Færre sysselsatte knyttet til petroleumsnæringen. Retrieved from doi:<https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/faerre-sysselsatte-knyttet-til-petroleumsnaeringen>
- Statens vegvesen. (2010). Anbefalinger til kontraktsstrategi. Retrieved from doi:<https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/190587/anbefalingertilkontraktstrategi.pdf?sequence=1>
- Statkraft. (2017a). Statkraft AS: Statkraft sells 40 per cent share in Sheringham Shoal Wind Farm. Retrieved from doi:<https://www.statkraft.com/IR/stock-exchange-notice/2017/statkraft-as-statkraft-sells-40-per-cent-share-in-sheringham-shoal-wind-farm/>
- Statkraft. (2017b). Statkraft sells 30 percent share in Dudgeon Wind Farm. Retrieved from doi:<https://www.statkraft.com/IR/stock-exchange-notice/2017/statkraft-sells-30-per-cent-share-in-dudgeon-offshore-wind-farm/>
- Statoil. (2015). Kontraktstildeling for Johan Sverdrup-kraftkabler.
- Statoil. (2016). Statoil bygger verdens første flytende vindpark: Hywind Scotland. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/no/news/hywindscotland.html>
- Statoil. (2017a). Havvindparken Dudgeon offisielt åpnet. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/no/news/21nov2017-dudgeon-opening.html>
- Statoil. (2017b). Hywind—the world’s leading floating offshore wind solution.
- Statoil. (2017c). Last turbine on Dudgeon wind farm installed.

- Statoil. (2017d). Our offshore wind projects.
- Statoil. (2017e). Statoil Energy Perspectives. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/energy-perspectives/energy-perspectives-2017-v2.pdf>
- Statoil. (2017f). World's first floating wind farm has started production. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/en/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html>
- Statoil. (2018a). How we cut the break-even price from USD 100 to USD 27 per barre. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/en/magazine/achieving-lower-breakeven.html>
- Statoil. (2018b). New Energy Solutions. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/en/what-we-do/new-energy-solutions.html>
- Statoil. (2018c). Statoil skifter navn til Equinor. Retrieved from doi:https://www.statoil.com/no/news/15mar2018-statoil.html?gclid=Cj0KCQjw28_XBRDhARIsAEk21Fi6KAmwXG3PIr5JwlGRNB0E3ykf6Nxx2qieEKVwVZDTqJ4YTkkA2P4aAg5KEALw_wcB
- Statoil. (2018d). Verdien av Johan Sverdrup styrkes ytterligere. Retrieved from doi:<https://www.statoil.com/no/news/07feb2018-johan-sverdrup.html>
- Thue, J. V. (2014). Anbud. Retrieved from doi:<https://snl.no/anbud>
- Vindportalen. (2015). Vindkraft i Europa. Retrieved from doi:<http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindkraft-i-verden/Vindkraft-i-Europa>
- Wind Europe. (2018). Offshore wind in Europe. Retrieved from doi:<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>
- Windpowermonthly. (2016). Siemens teases a 10MW+ turbine. Retrieved from doi:<https://www.windpowermonthly.com/article/1399841/siemens-teases-10mw+-turbine>
- Wintershall. (2018). Produksjon. Retrieved from doi:<https://www.wintershall.no/no/produksjon.html>
- Wysocki, R. K. e. a. (2014). *Effective project enagement : traditional, agile, extreme*. In.
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2016). Forskrift om offentlige anskaffelser. Retrieved from doi:https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-08-12-974/KAPITTEL_3-16#KAPITTEL_3-16

Vedlegg 1: Intervjuguide

Intervjuguiden skisserer hvordan intervjuene er bygget opp. Alle intervjuene er individuelle og følger en semistrukturert metode. Intervjuobjektene er personer med lang erfaring innenfor fagfeltene olje og gass og/eller offshore vindkraft. Intervjuguiden er utformet for å avdekke elementer som er overførbare mellom olje & gass og offshore vindkraft prosjekter. Spørsmålene tar utgangspunkt i temaene prosjektgjennomføring, kontraktsteori og øvrige forhold.

Prosjektgjennomføring:

- Hvordan vil du beskrive bruken av styringssystem(CVP) ved prosjektutviklingen av et vindprosjekt?
- Er dette forskjellig fra hvordan styringssystem brukes ved offshoreprosjekter?
- Opplever du at det er forskjell i hvordan DG praktiseres?
- Hvordan gjennomføres estimering av tid og kostnader knyttet til vindprosjekter?
- Hvilke erfaringer har du fra prosjektgjennomføring av vindprosjekter? Innenfor estimer, tid, kost, ressurser?
- Hvordan blir de ulike fasene av prosjektene prioritert?
- Hvor mye tid brukes i hver fase, mellom DG1-DG4?
- Fullføres FEED før iverksettelse?
- Hvilke erfaringer innen prosjektgjennomføring mener du bør overføres mellom offshore- og vindprosjekter?
- Hvordan opplever du erfaringsoverføring fra tidligere vindprosjekter?

Kontraktsteori:

- Hvilke kompensasjonsformat benyttes ved vindprosjekter?
- Kan du beskrive hvorfor valgte format benyttes?
- Har det blitt benyttet insentiver innen vindprosjekter?
- Hvilke kriterier benyttes ved tildeling av kontrakter, kan du gi noen eksempler?
- Forhold mellom pris, kvalitet og tilgjengelighet?
- Inkluderes krav til miljø og utslipp i vurdering av leverandører, selv om dette kan føre til høyere kostnader?
- Hvilke kontraktsmodeller benyttes ved vindprosjekter?
- Vil vindprosjekter ha et innsparingspotensial ved å ta i bruk totalkontrakter?
- I hvilken grad benyttes standardiserte maler ved kontraktinngåelse?
- Har kontrakter tilknyttet vindkraft større potensialet for standardisering?
- Ved inngåelse av kontrakter innen O&G har en sett at tilbyderer med lavest anbud vinner kontrakten for så å innse at en har priset seg for lavt. Er det noen utfordringer du har erfart innen vindprosjekter?
- Hva kjennetegner kontraktsoppfølging innenfor offshoreprosjekter og vindprosjekter?
- Hvordan opplever du samarbeidet med leverandører innenfor vindkraft?
- Er leverandørene innen vindkraft i stor grad nye og ukjente for Statoil?
- Hvilke utfordringer gir dette?
- Hvilke erfaringer har dette gitt?

Øvrige forhold:

- Hvordan vil du beskrive bransjekulturen innen olje & gass sammenlignet med vindkraft?
- Har høy lønnsomhet gjort at prosjekter blir iverksatt uten tilstrekkelig forarbeid?
- Oljebransjen er syklisk på grunn av pris og offshore vindkraft er mer stabilt, hvordan tror du dette slår ut?

- Akselerasjonskostnader?
- Hvordan vil du beskrive ingeniørkulturen ved utbygginger av offshoreprosjekter kontra vindprosjekter?
- Fokus på skreddersøm kontra standardisering?
- Hvordan opplever du at eksterne/interne krav påvirker utbygginger i de respektive bransjene?
- Hvordan er tilgjengeligheten på kvalifiserte leverandører innen installasjon?
- Leverandører med erfaring fra offshore prosjekter?
- Kan du si noe om rater på fartøy på vindprosjekter sammenlignet med olje og gass. Variasjon i rater?
- Er det ulike krav til kompetanse for leverandører innen de ulike bransjene, hvordan påvirker dette pris?
- Tror du vindkraftprosjekter har et større potensial for standardisering enn oljebransjen? Ettersom at prosjektene er mer like og «enkle».
- Hvordan ser du for deg at utviklingen av kostnader innen vindprosjekter vil bli i fremtiden?