

Små felt - mange oppgaver. Regionale
sysselsettingsmuligheter ved utbygging av små
petroleumsfelt i Nordsjøen

RF-1996/227

Små felt - mange oppgaver
Regionale sysselsettingsmuligheter
ved utbygging av små
petroleumsfelt i Nordsjøen
Dokumentasjonsrapport.
Rapport RF-96/227

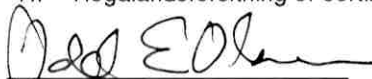
Vår referanse: 743/844706	Forfatter(e): Odd Einar Olsen, Ole Andreas Engen , Martin Gjelsvik, Einar Leknes	Versjonsnr. / dato: Vers. 2 / 30.09.96
Ant. sider: 57	Faglig kvalitetssikrer: Egil Bergsager	Gradering: Konfidensiell
ISBN: 82-7220-766-4	Oppdragsgiver(e): Stavanger kommune, Sandnes kommune, Forus Industritomteselskap og Jærrådet	Åpen fra (dato): 15.10.96
Forskningsprogram:	Prosjekttittel: Små felt - mange oppgaver. Regionale sysselsettingsmuligheter ved utbygging av små petroleumsfelt i Nordsjøen	

Emne: Rapporten vurderer nærings-og sysselsettingsmessige muligheter for Stavanger-regionen (Nord-Jæren) ved utbygging av små petroleumsfelt i Nordsjøen. Beregning av sysselsettingspotensialet er i rapporten koblet sammen med en analyse av hvilke muligheter lokalt næringsliv har som leverandører til fremtidige utbyggingsprosjekter av små felt. For å øke sysselsettingspotensialet i regionen er det nødvendig med en høy lokal konkurransekraft.

Ved vurdering av utbyggingspotensiale og den regionale konkurransekraften viser rapporten at utbygging av småfelt har et regionalt sysselsettingspotensiale på mellom 3-4000 årsværk den neste femårsperioden. Disse tallene omfatter både direkte skapte årsværk og lokale ringvirkninger som følge av at hovedleverandører til små felt får økt oppdragsmengde og dermed øker innkjøp av varer og tjenester fra sine underleverandører. I og med at en rekke usikkerhetsfaktorer er knyttet til beregningene, må tallene leses som "mulige årsværk" og ikke som faktiske størrelser.

Emne-ord: Små felt, Sysselsettingspotensialet, regional næringsutvikling, konkurransekraft

RF - Rogalandforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001



Prosjektleder
Odd Einar Olsen



for RF - Miljø og næringsutvikling
Martin Gjelsvik

Innholdsfortegnelse:

FORORD.....	IV
1. INNLEDNING.....	1
1.1. Bakgrunn og hensikt.....	1
1.2. Problemstillinger og analysemodell.....	1
1.3. Gjennomføring.....	3
2. EKSTERNE OG INTERNE FAKTORER MED BETYDNING FOR OM SMÅFUNN BLIR UTBYGD ELLER IKKE.....	7
2.1. Faktorer som hemmer/fremmer leting og utbygging av små felt.....	7
2.2. Teknologisk utvikling.....	11
2.3. Foreløpig oppsummering.....	12
3. KARAKTERISTIKA VED SMÅ PETROLEUMSFUNN I NORDSJØEN	15
3.1. Eksisterende beholdning av småfunn i Nordsjøen.....	15
3.2. Potensiale for utbygging av framtidige småfunn.....	16
4. KONSTRUERTE UTBYGGINGSLØSNINGER FOR UTVALGTE EKSISTERENDE SMÅFUNN I NORDSJØEN.....	19
4.1. Summerte kostnadsoverslag konstruerte utbygginger.....	19
5. DEN REGIONALE PETROLEUMSINDUSTRIENS KONKURRANSEEVNE	21
5.1. Utbygging av små felt: Utfordringer og muligheter	21
5.2. Den regionale olje- og leverandørindustriens konkurransedyktighet.....	22
5.2.1. Hva er konkurransedyktighet?.....	23
5.2.2. Hovedkontraktører/totalleverandører	25
5.2.3 Mål på konkurranseevne:	26
5.3. Regionens sysselsetting knyttet til olje- og leverandørindustrien.....	28
5.4. Leting, utbygging og produksjon av småfelt.....	29
5.4.1. Seismikk.....	29
5.4.2. Boring	29
5.4.3. Ulike utbyggingsløsninger	30
Undervannsinstallasjoner (subsea)	31
Flytende enheter	32
Halvt nedsenkbare rigger	35

Oppjekkbare rigger	35
Brønnhodeplattformer.....	36
5.4.5. Modifikasjoner og vedlikehold av eksisterende anlegg	37
5.4.6. Drift	38
5.5. Konklusjoner og implikasjoner for sysselsettings-potensialet:	39
6. REGIONALT SYSSELSETTINGSPOTENSIALE VED UTBYGGING AV SMÅFELT I NORDSJØEN.....	41
6.1. Aktuelle feltutbygginger og kostnadsanslag.....	41
6.2. Kritiske faktorer for beregning av sysselsetting	41
6.2.1. Nasjonal og regional leveranseandel	41
6.3. Modell for sysselsettingseffekter av små felt.	42
6.3.1. Direkte nasjonal og regional sysselsettingseffekt.....	44
6.3.2. Samlet regionalt sysselsettingspotensiale	45
6.4. Regional offshorekompetanse og sysselsetting.....	47
6.4.1. Vurdering av den enkelte komponentene	47
6.4.7. Potensiell regional sysselsetting over tid.....	49
OVERSIKT OVER VEDLEGG:.....	53

Forord

Foreliggende rapport dokumenterer funn og konklusjoner fra prosjektet "Regionale sysselsettingsmuligheter ved utbyggings av små petroleumsfelt i Nordsjøen". I tillegg er det laget en sterkt forkortet utgave som kan betraktes som sluttrapporten fra prosjektet. Prosjektet er finansiert av Stavanger kommune, Sandnes kommune, Forus Industritomteselskap og Jærrådet. Ved Rogalandsforskning har følgende personer deltatt: Odd Einar Olsen (prosjektleder), Einar Leknes, Ole Andreas Engen, Martin Gjelsvik, Egil Bergsager og Elbjørg Vaage.

I arbeidet har vi hatt stor nytte av de råd og vink som styringsgruppen for prosjektet har bidratt med. Denne gruppen har bestått av: Bjarte Dybvik (Stavanger kommune, formann), Sigurd Aarsland (Sandnes kommune), Marco Zanussi (Jærrådet), Rune Espedal (OLF), Lars Røssland (Statoil) og Roald Bergsaker (Forus Industritomteselskap).

I tillegg har vi i arbeidet vært avhengige av den velvilje og interesse vi er blitt møtt med i oljenæringen. Gjennom en lang rekke intervjuer med representanter for operatørselskap, leverandører, interesseorganisasjoner og offentlige myndigheter har resultatene langsomt blitt til. Vi vil spesielt trekke frem OLFs "småfelt-gruppe" som vi har hatt en løpende menings- og informasjonsutveksling med.

En kortversjon av denne rapporten finnes i rapport RF 96/239. Ytterligere dokumentasjon finnes i vedleggsrapport RF 96/228.

Rapportens funn, eventuelle feil og konklusjoner er imidlertid bare forfatterens ansvar.

Stavanger, september 1996

1. Innledning

I dette avsnittet blir prosjektets bakgrunn og hensikt presentert, sammen med en kort gjennomgang av de fremgangsmåter som er benyttet i prosjektet.

1.1. Bakgrunn og hensikt

Stavanger-regionen er etablert som det operative kjerneområdet i norsk oljevirkosomhet. Ingen andre steder er det utviklet et så allsidig næringsliv i forbindelse med virksomheten. Samtidig er det heller ingen andre steder der betydningen av oljevirkosomheten er så stor som på Nord-Jæren. Nesten 1/3 av alle arbeidsplasser i Stavanger er direkte eller indirekte avhengig av hva som skjer på norsk sokkel.

Etter 1986/87 har virksomheten på mange måter endret karakter. For det første har oljeprisene stabilisert seg på et historisk sett mer normalt nivå. Nye funn etter 1987 er i gjennomsnitt langt mindre enn tidligere, samtidig som de ofte er lokalisert i nærheten av eksisterende infrastruktur. Den ekstremt gunstige vekstperioden som norsk oljevirkosomhet opplevde de første 20 årene, er forbi.

I fremtiden kan man forvente at de fleste felt som bygges ut vil være små i forhold til tidligere, og at mange vil være marginale i forhold til lønnsomhet. Selv om investeringsnivået totalt vil være meget høyt på norsk sokkel i flere år fremover, vil derfor *typen investeringer være forskjellig* fra tidligere. Dette vil stille nye krav til organisering av den enkelte utbygging, teknologivalg, leverandører, politiske rammebetingelser m.v.

Endringene i ressursgrunnlaget, samt oljenæringens struktur og organisering vil påvirke den fremtidige utviklingen i Stavanger-regionen, og regionens næringsliv må derfor være i stand til å omstille seg hvis man skal vedlikeholde store leveranser.

Målsettingen med prosjektet er å vurdere de nærings- og sysselsettingsmessige muligheter og barrierer utbygging av små petroleumfelt i Nordsjøen kan åpne for i Stavanger-regionen.¹

1.2. Problemstillinger og analysemodell

I forhold til målsettingen vil hovedproblemstillingen være:

1. Hvilke sysselsettingspotensialer vil utbygging av kjente små petroleumfelt kunne føre til, og hvilke effekter kan dette gi for Nord-Jæren?

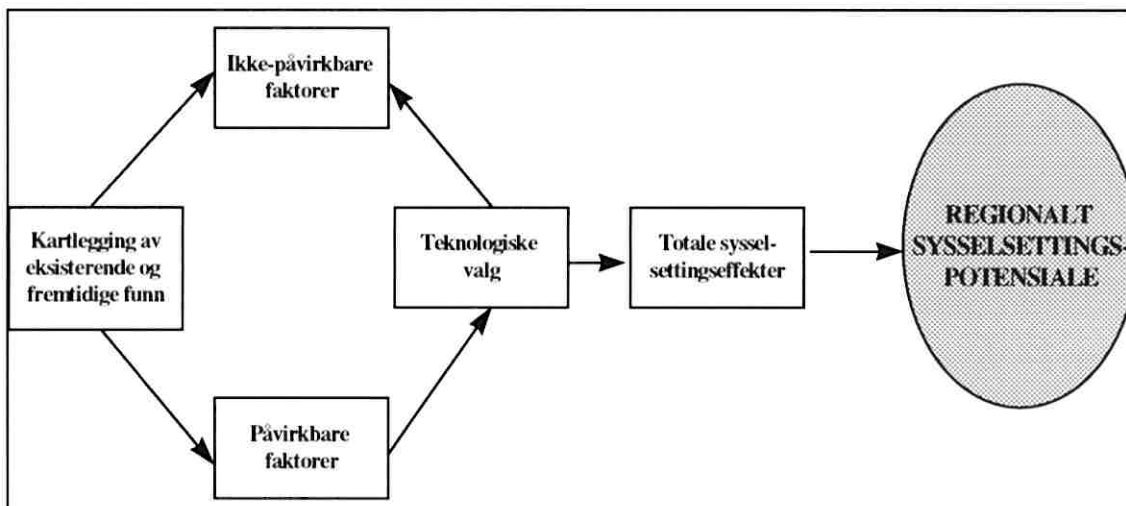
For å svare på dette, vil følgende problemstillinger drøftes:

¹ Regionen eller Stavanger-regionen vil i denne rapporten oppfattes å være kommunene Stavanger, Sandnes, Sola og Randaberg (Nord-Jæren).

2. Hvilke faktorer vil påvirke beslutninger om utbygging av små felt, og hvordan kan man tenke seg at disse vil innvirke på utbyggingsmønsteret?
3. Hvilke muligheter har lokalt næringsliv for å delta i fremtidige utbygginger av små felt?

Marginale felt er en samlebetegnelse på felt som med sine fysiske egenskaper, dagens teknologi, skatte- og forvaltningsregime er i grenselandet til å være lønnsomme investeringsprosjekter. Disse trenger nødvendigvis ikke å være små (ref. Snøhvit). I Nordsjøen vil alle marginale felt også være små.² Tilsammen er det gjort over 80 funn i Nordsjøen som pr i dag er til vurdering.³ Samtidig regner man med at det fremdeles finnes uoppdagete ressurser tilsvarende 1350 millioner t.o.e. i Nordsjøen. Dette er mer enn det som allerede er produsert på norsk sokkel. OD antar at de fleste nye funn i Nordsjøen vil være små sammenlignet med felt som Troll, Gullfaks, Statfjord, Frigg og Ekofisk-området.⁴

Analysen har tatt utgangspunkt i følgende modell:



Vurderinger av fremtidige sysselsettingseffekter ved utbygging og drift av små felt i Nordsjøen er forbundet med en rekke usikkerhetsmomenter, blant annet fordi svært mange av dem i dag betraktes som marginale og/eller er lite utforsket. En sentral oppgave i prosjektet er derfor å diskutere usikkerhetsmomentene (kapittel 2).

Ikke-påvirkbare faktorer er faktorer som oljebransjen eller myndighetene har liten

2 I henhold til prosjekt-invitasjonen er det små felt i Nordsjøen som ønskes undersøkt. Felt som allerede er under utbygging, holdes utenfor.

3 I 1994 var det følgende felt til vurdering eller planlagt utbygd: 20 felt over 50 Mtoe, 32 felt i størrelsesorden 10-50 Mtoe, 34 felt i størrelsesorden 1-10 Mtoe (derav 70 % under 1 Mtoe). Felt over 10 Mtoe er relativt store i internasjonal sammenheng. Til sammenligning er felt som Gullfaks, Statfjord, Ekofisk og Troll på mellom 330 og 844 Mtoe.

4 Ulike metoder for økt oljeutvinning fra eksisterende felt kan komme til å gi vesentlige bidrag til sysselsettingen i årene som kommer p.g.a. nye investeringer i produserende felt, forlenget levetid på feltene og nye oppgaver knyttet til drift. Disse utviklingstrekkene er ikke inkludert i denne analysen.

kontroll over. De omfatter faktorer som prisutvikling på olje og fysiske egenskaper ved felt som oppdages (størrelse, reservoaregenskaper, sammensetning, havdyp m.v).

Påvirkbare faktorer, eller faktorer som oljebransjen og/eller myndighetene kan påvirke, omfatter institusjonelle rammebetingelser (skatteregime, konsesjonssystem m.v.), teknologiske løsninger eller sannsynlige teknologiske utviklingsbaner, samarbeidskonstellasjoner mellom operatører/lisenser og utnyttelse av eksisterende infrastrukturer offshore (prosesserings- og transportkapasitet).

En drøfting av faktorenes betydning og følsomhet, danner grunnlaget for å vurdere alternative utviklingsbaner når det gjelder utbygging av små felt. Kostnader ved å bygge ut, samt organisering av investerings- og driftsfasen vil være avgjørende for hvilke sysselsettingspotensialer som finnes i de små feltene. Analysen bygger på en kartlegging av oppdagede felt i Nordsjøen, de faktorene som vil påvirke utbyggingsbeslutninger og en grov kategorisering av alternative teknologiske valg i mulige utbygginger (kapittel 3 og vedlegg 2).

Sannsynlige utviklingsbaner for utbygging av små felt i Nordsjøen innenfor den valgte tidshorizonten danner grunnlag for å vurdere kostnader forbundet med utbygging. Mulige sysselsettingseffekter baserer seg på anslag over kostnader forbundet med ulike teknologiske valg og sannsynlige måter disse kan organiseres (kapittel 4 og vedlegg 3).

Vurderinger av de nasjonale og regionale effektene av alternative utbyggingsstrategier for små felt baserer seg delvis på historiske data fra tidligere utbygginger, og delvis på de krav til teknologiske og organisatoriske løsninger som operatørene vil forlange i fremtiden. Ulike utbyggingsløsninger og organisering av investeringsprosjekter og driftskonsepter vil gi ulike muligheter for deltakelse fra lokalt næringsliv på Nord-Jæren. Dermed har det vært viktig både å diskutere lokale leverandørers kompetanse og kapasitet, samt eksisterende relasjoner mellom oljeselskap og det lokale næringslivet (kapittel 5 og 6).

1.3. Gjennomføring

Analysen baserer seg delvis på tilgjengelige data om utforskete felt og historiske data fra tidligere utbygginger, dels på forutsetninger om sammenhenger mellom kritiske faktorer som vil påvirke en utbyggingsbeslutning. I analysen fokuseres det mer på forutsetninger for å oppnå lokale sysselsettingseffekter og hvilke variasjonsmuligheter som finnes, enn forsøk på å komme frem til et nøyaktig antall arbeidsplasser. Det siste kan lett bli rene spekulasjoner.

For å undersøke sysselsettingseffekter av aktiviteter der sentrale rammebetingelser og kritiske faktorer bare i en viss grad er klarlagt, må man innføre en del begrensninger og forutsetninger. Disse begrensningene og forutsetningene er lagt til grunn for å anslå sysselsettingseffekter der data om det enkelte felt er mangelfulle eller ukjente. Analysen er gjennomført under følgende begrensninger:

- Tidshorisonten er neste 5-årsperiode, med perspektiver ti år frem etter årtusenskifte
- Felt på norsk sokkel i Nordsjøen vil danne grunnlaget for beregningene.
- Kostnader for utbygging og drift (som er grunnlaget for sysselsettingsberegninger) gjøres uten å gå i detalj m.h.t. feltenes innhold eller økonomiske status pr i dag.⁵
- Det skilles mellom totale sysselsettingseffekter og mulige effekter på Nord-Jæren.

Endelig utbyggingsløsning er ikke vedtatt i de fleste små feltene som er oppdaget. Usikkerheten blir ennå større når felt som ennå ikke er (oppdaget eller) utforsket skal trekkes inn i analysen. For å redusere usikkerhet er det innført en del forutsetninger knyttet til beregningene. Følgende forutsetninger er brukt:

- Sysselsettingspotensiale er basert på erfaringstall.⁶
- Konsekvenser er knyttet til ulike teknologiske løsninger og funksjoner det er behov for ved ulike utbygginger. Det er den totale etterspørselen etter en vare/tjenestegruppe som er av interesse, ikke den enkelte utbyggingen.
- Konsekvensene er analysert i forhold til eksisterende rammebetingelser. Tenkte endringer i rammebetingelser er påpekt der dette kan tenkes å påvirke utbyggingsbeslutningene.

Basert på analysemodellen, har vurderingene foregått i følgende trinn:

- Innsamling av data vedrørende samtlige små felt er innhentet og kategorisert i henhold til status i dag (modning, størrelse, fysiske egenskaper ved feltet, planlagte og alternative utbyggingsløsninger, kopling til eksisterende infrastruktur, eventuelle samordningsproblemer m.v.). Vurderingene er gjort i et tett samarbeid med aktuelle operatører og Oljedirektoratet.⁷ I tillegg er nylig oppdagede felt og felt som ennå ikke er oppdaget anslått.

Data er innhentet fra OD, OLF og aktuelle operatørselskaper. Foreløpige vurderinger har vært gjenstand for flere runder med diskusjoner. Skriftlige kilder er også benyttet i den grad de eksisterer. Ulike utbyggingsløsninger er i de tilfellene de ikke allerede er klarlagt, knyttet til forhold som størrelse, havdybde, reservoaregenskaper (og dermed antall brønner) og transportavstander før prosessering. Vi har i disse tilfellene tatt utgangspunkt i "tommelfinger-regler" som er etablert av sentrale operatører og leverandører.

- Innhenting av informasjon for å kartlegge hvordan sentrale operatører og

5 Drift utgjør et stadig økende marked, og representerer pr 1995 en omsetning på ca 30 milliarder kroner. For de fleste små felt som ennå er i en tidlig modningsfase er driftskostnader kun utledet som en andel av investeringskostnader.

6 Rogalandforskning har gjennom flere prosjekter både i oljevirkosomheten og vegsektoren analysert sysselsettingseffekter pr investerte ressurser. Disse tallene vil danne grunnlaget for arbeidet i dette prosjektet.

7 Det må understrekes at vurderingene av felt som ennå ikke er utforsket kun må betraktes som mulige løsninger.

myndigheter vurderer status og fremtidsperspektiver for små felt i Nordsjøen.

Data er innhentet gjennom intervju med nøkkelinformanter i bransjen og tilgjengelig skriftlig materiale.

- Vurderinger av hvordan endringer i teknologiske løsninger (herunder Norsoks arbeid for å effektivisere og standardisere teknologier), samordningsproblemer og utnyttelse av eksisterende infrastruktur kan påvirke utbygging av små felt.

Vi har tatt utgangspunkt i vurderinger gjort i pkt (a) og (b) samt de anslag og målsettinger Norsok opererer med når det gjelder effektivisering og standardisering for offshore operasjoner. Dette er viktige forutsetninger for å vurdere teknologiske muligheter og valg, noe som kan innvirke på investeringsbehov (arbeidskraft i investeringsfasen) og behov for arbeidskraft i en driftsfase.

- Vurderinger av kostnader knyttet til investeringer og drift knyttet til etablerte anslag som i dag brukes i bransjen.

Data er innhentet på samme måte som under pkt (a). Punktene over danner grunnlaget for å vurdere de totale sysselsettingspotensialene ved utbygging av små felt i Nordsjøen. Sysselsettingsevirkninger for investeringer er beregnet på bakgrunn av de erfaringstall RF har opparbeidet gjennom analyser av sysselsettingseffekter i flere store investeringsprosjekter. Sysselsettingseffekter i driftsfasen er basert på de anslag det har vært mulig å utlede fra teknologiske valg og vurderinger i operatørselskapene.

- Vurderinger av lokalt næringslivs konkurransekraft for å sannsynliggjøre regionale fordelinger av leveranser og sysselsetting.

I modellberegningene av sysselsettingspotensialet har vi her tatt utgangspunkt i historiske data for regional fordeling av leveranser og oppgaver, samt i resultater fra to nylig avsluttede prosjekt ved RF.⁸ Data som er samlet inn i disse prosjektene danner sammen med en intervjurunde blant lokale offshore-bedrifter et viktig grunnlag for å vurdere konkurransestyrken i det lokale næringslivet og dermed lokale bedrifters muligheter for å oppnå leveranser ved utbygging og drift av små felt. Enkelte bedrifter, som for eksempel Rosenberg Verft kan betraktes som en "edderkopp-bedrift" fordi de gjennom store kontrakter med oljeselskapene åpner veien for mindre lokale underleverandører. En del underleverandører til edderkopp-bedriftene er avhengige av sine nåværende oppdragsgivere for å oppnå leveranser. Andre bedrifter leverer produkter og tjenester som også vil være aktuelle i andre sammenhenger. For å utdype dette har vi også kartlagt lokale bedrifters konkurransekraft, gitt nye

⁸ Stavanger kommune har nylig finansiert en undersøkelse av lokale sosio-økonomiske virkninger av Rosenberg Verft og NC der sysselsettingseffekter av aktivitetene ved de to bedriftene står sentralt (prosjektet "Endringer i det industrielle miljø: Konsekvenser av redusert aktivitet ved Rosenberg og NC" RF-96/098). I tillegg har RF nylig avsluttet et prosjekt for Rosenberg Verft der verftets betydning for det industrielle miljøet innen offshore utbygginger analyseres. Her står kartlegging av det lokale bedriftsnettverket for offshore utbygginger sentralt (prosjektet "Kompetansekjeder i det industrielle miljø: Rosenberg Verfts betydning for vedlikehold og utvikling av den regionale og lokale industrielle kompetansen" RF 96/176).

utbyggingsstrategier offshore.

Konklusjoner i analysen baserer seg altså på eksisterende anslag som finnes for små felt og kjente regionale effekter av investeringer/driftsoppgave. Modellberegninger for hvordan kjennetegn ved små felt, teknologiske alternativer og lokale virkninger av en gitt lokal hoved-enterprise er benyttet for å anslå lokale sysselsettingseffekter der data om aktuelle felt i liten grad er kartlagt. Anslag over sysselsetting må betraktes som konservative, i den forstand at lave anslag er valgt når tvil og usikkerhet gjør det umulig å operere med et definert nivå.

Selv om analysen bidrar til å klargjøre mulige sysselsettingspotensialer, er anslagene meget usikre. Derfor er det ikke tallene i seg selv som er interessante, men heller de betingelsene og tiltak man må iverksette for å oppnå sysselsettingsgevinster ved utbygging av små petroleumsfelt.

2. Eksterne og interne faktorer med betydning for om småfunn blir utbygd eller ikke

Det overordnede forhold som er avgjørende for utbygging eller ikke, er økonomisk lønnsomhet. Andre forhold som f.eks. ressursmessige eller sysselsettingsmessige hensyn synes ikke å ha stor betydning for beslutning om utbygging. Det er imidlertid en rekke underliggende faktorer som er bestemmende for om utbyggingen kan bli lønnsom. For mange funn foreligger det imidlertid ikke utbyggingsløsning. Gjennom intervjuer med noen av våre informanter har det kommet frem generelle vurderinger mht. muligheter for utbygging av små felt. Under redegjøres kortfattet for disse vurderingene.

2.1. Faktorer som hemmer/fremmer leting og utbygging av små felt

Ikke-påvirkbare faktorer (som aktørene ikke eller i svært liten grad kan påvirke) er bl.a. (a) pris på olje og gass, (b) til dels framtidige funn og (c) funnkarakteristika som størrelse, gassinnhold, avstand til eksisterende infrastruktur, geologiske kjennetegn mm.).

Påvirkbare faktorer (som oljeselskapene / myndighetene o.a. har påvirkningsmuligheter på) som (basert på våre intervjuer) ser ut til å ha betydning for om et felt blir bygd ut eller ikke er bl.a.: (d) mulighet for gassavsetning, (e) tariff (pris) for olje-/gassbehandling, (f) behandlingsskapitet på eksisterende infrastruktur, (g) samarbeid mellom ulike operatører og med kontraktører om utbyggingsløsninger, (h) tidspunkt for funn og utbygging (i) leveringssikkerhet og (j) teknologisk utvikling både mht. utbyggings- og driftskonsept.

a) *Forventninger om fremtidig oljepris* er et avgjørende kriterium for utbygging eller ikke. Det paradoksale er at usikkerheten om fremtidig oljepris er meget stor og endringene uforutsigbare. Dette fører til at forventningene ofte bærer preg av de til enhver tid observerbare korttids-trendene.

b) *Framtidige funn*. I Oljedirektoratets prognose for forventede framtidige funn i Nordsjøen opereres det med omlag 60 funn, av disse omlag 40 små. Basis for de forventede funnene er tolkning av seismiske undersøkelser, resultater fra bruk av lete-modeller og erfaringer med tidligere ressursanslag. Hele 70 % av ressursene i framtidige funn i Nordsjøen antas å ligge innenfor de tildelte lisenser dvs. olje-selskapene kan gå igang med leteboring i de områdene der framtidige funn antas å være lokalisert. Bl.a. i den femtende konsesjonsrunden ble det lyst ut lisenser i Nordsjøen, nettopp med tanke på å få undersøkt de mest lovende gjenstående uutforskede områdene. Generelt forsøker oljeselskapene å utvide ressursgrunlaget ved å lete etter nye felt og å øke utnyttelsen i eksisterende. På norsk sokkel har både selskap og myndighetene lagt strategier for å finne store felt. Det har til nå ikke vært noen viktig strategi å lete etter små felt (med unntak av lommer i umiddelbar nærhet av eksisterende installasjoner). De fleste små felt er oppdaget fordi man i utgangspunktet forventet at de skulle være store.

En bevisst strategi for å finne små felt, ville sannsynligvis også har ført til at langt flere hadde vært oppdaget. En årsak til dette er selvsagt at den langsiktige lønnsomheten er større og sikrere i store felt. En annen årsak til manglende leting etter småfelt i deler av Nordsjøen er at behandlingsskapasiteten er "sprengt" ved enkelte av installasjonene (bl.a. Ekofisk, Oseberg og Snorre) og at det vil gå mange år før en kostbar leteboring i disse områdene vil kunne gi avkastning.

Det er dermed kun delvis riktig at framtidige funn er en ekstern faktor, i og med at både oljeselskapene og myndighetene kan påvirke denne faktoren gjennom hhv. letestrategi og konsesjonstildeling. Når det gjelder størrelsen og lokaliseringen av petroleumfunnene som befinner seg på kontinentalsokkelen har imidlertid hverken myndighetene eller oljeselskapene påvirkningsmuligheter. Under vil vi drøfte betydningen av framtidige funn for småfelt-utbygging.

Utbyggingskostnadene pr. funn i Nordsjøen er relativt høye i forhold til andre lands utbygginger samtidig som gjennomsnittlig størrelse på feltene er stor.⁹ Generelt sett er store felt mye mer lønnsomme enn småfelt. Oljeselskapene er derfor primært interessert i å finne store felt. I utgangspunktet vil det være de mest lønnsomme funnene som blir utbygd først. Dersom det ikke blir funnet flere store felt, øker således sannsynligheten for at flere av de små blir bygd ut, og i den grad disse er lønnsomme vil dette stimulere til leting etter mindre funn. På den måten vil få store funn være gunstig mht. utbygging av småfelt. Samtidig vil større feltutbygginger kunne være en forutsetning for utbygging av småfelt f.eks. gjennom utnyttning av infra-strukturen på de store utbyggingene. Dette forutsetter imidlertid samordning mellom de forskjellige operatørene slik at det er mulig å oppnå tilfredstillende lønnsomhet for alle interessentene.

Betydningen av framtidige funn kan imidlertid først avklares når konkret lokalisering, ressursinnhold og evt. utbyggingsløsning er avklart. Nye småfelt vil, dersom disse ligger nært andre små funn, øke muligheten for at småfeltene blir bygd ut.

c) *Funnkarakteristika* . Det må være en minimum ressursstørrelse for at utbygging overhode skal være aktuelt. Denne størrelsen varierer stadig, avhengig av utbyggingsløsning og hva slags vurderinger som blir lagt til grunn m.h.t. avsetning, utnyttelse av eksisterende infrastrukturer, selskapenes strategiske posisjon m.v.

- Funn med subsea-utbygging tilknyttet eksisterende plattformer med mindre enn 2-3 mill. Sm³ olje vil generelt sett vil være for små til at det oppnås tilstrekkelig lønnsomhet ved utbygging (subsea). Selv 2,5 mill Sm³ olje er betydelig mindre enn de funn som har vært bygd ut hittil, slik at denne nedre grensen forutsetter at ny teknologi blir utviklet og ibruktatt. Det vil imidlertid være et visst slingringsmonn her avhengig av funnkarakteristika,- sannsynligvis er det noen funn mindre enn 2-3

⁹ Norsk sokkel har de senere årene blitt mer lik resten av petro-verden, både ved at den gjennomsnittlige størrelsen på nye felt er blitt mindre og ved at feltutbyggingskostnadene ikke lenger avviker så sterkt fra det man finner andre steder. Men fremdeles regner man felt på mindre enn 20 mill Sm³ som små på norsk sokkel, mens felt på mer enn 10 Sm³ er relativt store i internasjonal sammenheng.

mill. Sm³ olje som kan bli bygd ut, men det vil også være mange funn med en størrelse betydelig over 2-3 mill. Sm³ olje som ikke blir utbygd. Antall brønner, avstand til eksisterende installasjon og om det må gjennomføres større modifikasjonsarbeider ved eksisterende installasjon vil ha stor betydning for kostnadene og dermed også for muligheten for utbygging. Her kan Statoils Delta-utbygging (2 mill. Sm³ olje) med en undervannsinstallasjon og rørledning til Gullfaks illustrere at selv svært små felt kan være lønnsomme å bygge ut. Funn ned mot 2 Sm³ olje blir trolig kun økonomisk lønnsomme ved 1 - 2 brønner og kort avstand til eksisterende infrastruktur.

- Minimum størrelse for selvstendig feltutbygging med enkel brønnhodeplattform og lagerskip ble for noen år siden antatt å ligge i størrelsesorden 7 - 8 mill. Sm³ olje. Her gjelder det samme som ovenfor mht. antall brønner som driver kostnadene opp. Men både Varg og Yme ble imidlertid besluttet da de påviste utvinnbare ressursene var omlag 3 mill. Sm³ olje. Grunnlaget for utbygging lå da i vurderinger av (1) sannsynlige utvinnbare ressurser (2) mulige utvinnbare ressurser. Hva som blir ansett som lønnsomhetsgrensen for selvstendige felt, endrer seg altså stadig. Det er ikke usannsynlig at felt ned mot 2-3 mill Sm³ kan bygges ut hvis betingelsene ligger til rette for det.
- Funn med mindre enn 10 km horisontal avstand fra eksisterende brønnhode har i utgangspunktet et potensiale til å bli utvunnet ved horisontal boring. Dette innebærer at svært små funn nær eksisterende installasjoner vil kunne bli bygd ut. En forutsetning for en slik boring er imidlertid at det er ledige boreslisser ved eksisterende installasjoner, at plattformen er kraftig nok til slik boring og at en slik utbygging blir billigere enn en subsea-utbygging.
- Gassinhold i funnet kan være et annet utbyggingsbegrensende forhold. Små gassfelt kan representere en mulighet i den grad det finnes avsetningsmuligheter via eksisterende infrastruktur og salgsvtaler, den kan brukes til reinjisjering eller energikilde ved produksjonen. For en del funn vil å reinjeksjon av gassen (i begrensede mengder) være hensiktsmessig for å øke olje-utvinningen, mens for andre funn vil dette i mindre grad være mulig. Begrensninger mht. utbygging av gassfunn omtales i pkt. d), e), f) og i) under.

d) Mulighet for gassavsetning vil både avhenge av kapasiteten mht. gass-prosessering, transportmuligheter og salgsvtaler¹⁰. Utbygging av gassfunn er på markedssiden avhengig av å komme innenfor den såkalte Troll Commercial Model (TCM), noe som i utgangspunktet var tenkt for assosiert gass til oljefunn og som har en betalingsprofil

¹⁰Små gassfunn vil grovt sett ha mye større enhetskostnader enn større gassfunn - og dermed være mindre lønnsomme å bygge ut og selge enn de store. I og med at det pr. dato er begrensninger på salgsvolumet både av tekniske årsaker (rørlednings- og prosesseringskapasitet) og av markedsmessige årsaker (inngåtte salgsvtaler) vil de små feltene ha problemer med å nå opp i konkurransen med de store.

over 5000 dager (13,6 år) og der økonomien var basert på oljereserven. Det prinsipielt nye ved salg av Troll gass var at man åpnet for å trekke inn andre felt enn selve Trollfeltet. Man kan si at fra å selge gass "fra felt", gikk man over til å selge gass "fra Norge". Hovedbegrunnelsen var bl.a. at man derved kunne trekke inn assosiert gass og småfelt. I utgangspunkt er avtalen gunstig for småfelt, men rekkefølgen for innfasing vil lett skape strid. Det hersker derfor høyst ulike oppfatninger blant oljeselskapene av hvor god TCM er for små felt. Alternative modeller kan eventuelt være bedre tilpasset en strategi for å stimulere til leting og utbygging av små felt.

e) Tariff/pris for olje/gassbehandling. Ulike eierstrukturer på eksisterende nærliggende behandlingsanlegg for olje / gass og et potensielt utbyggbart småfunn gjør at det oppstår en situasjon der hver av partene forsøker å maksimere fortjenesten. Ved for høy behandlingstariff vil lønnsomheten ved utbyggingen kunne bli for liten og den blir ikke realisert. Motsatt vil en for lav tariff gi for liten fortjeneste til eierne av den eksisterende infrastruktur, og de vil kanskje ikke være interessert i småfeltet. Utbygging av småfelt er derfor avhengig av en situasjon der begge parter har fortjeneste. I tillegg kan selskaperens ulike situasjon og strategier gjøre det vanskelig å finne frem til løsninger som gjør det interessant å bygge ut felt som er avhengig av eksisterende infrastruktur.

f) Behandlingskapasiteten i eksisterende infrastruktur. Ifølge våre informanter er kapasiteten mht. gassbehandling på de eksisterende gass-prosesseringsinstallasjonene i hovedsak allerede fylt opp av eksisterende "store" funn (Heimdal-plattformen har kapasitet fra 1997). I en slik situasjon er det vanskelig for små funn å få levert gass til disse anleggene. For småfelt som er avhengig av å ta ut gassen kan derfor en utbygging ligge langt ut i tid. Også her vil det være vesentlig hvem som er operatører og hvilken interesse de har av å samordne seg.

g) Samarbeid mellom ulike operatører og med kontraktører om småfunnutbygging. I flere tilfeller er det gjort småfunn i nærheten av hverandre, og muligheten for utbygging kan ligge i felles utbyggingskonsept f.eks. subseainstallasjoner med rørledning til en felles flytende produksjonsplattform (eller der en leier deler av kapasiteten på produksjons-plattformen av andre). Andre samarbeidsmuligheter kan ligge i felles leie / eie av produksjons - og lagerskip som kan utnyttes på flere småfelt slik at investeringskostnadene pr felt kan reduseres (se kapittel 5.3.3.3). En annen situasjon der samarbeid om småfeltutbygging mellom operatører og kontraktører kan være særlig gunstig er når kontraktører kan gi fastpris på tilknytning og modifikasjoner på eksisterende infrastruktur slik at småfeltoperatører får redusert den økonomiske risiko / usikkerhet ved utbyggingen. Hvis ikke slike avtaler inngås vil småfeltoperatører oppleve stor usikkerhet om hvor store kostnader ved tilknytning til eksisterende infrastruktur som må dekkes.

En annen mulighet for å løse dette er såkalt "unitisering" eksempelvis slik at det blir likt eierforhold til alle feltene som knyttes til en plattform. Dette ble eksempelvis gjennomført ved Åsgård-utbyggingen.

h) Tidspunkt for funn og utbygging. Småfunn som ikke kan bygges ut med selvstendige løsninger er tidskritiske i forhold til eksisterende installasjoner. Eksempelvis må små olje og gassfunn bygges og produseres samtidig med at det er andre utbygginger som

kan bære mesteparten av driftskostnadene på de eksisterende installasjonene. Dersom de ikke blir utbygd mens den nærliggende etablerte infrastruktur er i drift er det store sjanser for at småfunnet ikke vil bli bygd ut. Unntak gjelder for små oljefunn som kan bygges ut selvstendig.

i) *Leveringssikkerhet*. Et annet vurderingsforhold i sammenheng med utbygging av små gassfunn er leveringssikkerhet - et lite gassfunn vil det ikke være ressurser til å undersøke detaljert med avgrensningsbrønner mv.. Dette innebære at ressursanslaget er beheftet med større grad av usikkerhet. Under produksjon av et lite funn med f.eks. 2 brønner vil det heller ikke være den samme leveransesikkerhet et større funn - noe som også er et sterkt moment for kobling med andre leveranseavtaler, dvs. leveranser fra gassfunn under en større hatt.

2.2. Teknologisk utvikling

j) *Teknologisk utvikling*. Videre framdrift mht. den teknologiske utvikling, enten det nå gjelder bore- og brønnteknologi (økt rekkevidde for horisontal boring), standardisering og kostnadsreduksjoner på utbyggingsinstallasjoner, nye typer flytende installasjoner, økt gjenbruk o.l., vil øke muligheten for at små olje- og gassfunn kan bli bygd ut.

Vi er inne i en rivende teknologisk utvikling som gir en vesentlig økning av verdens gjenværende kommersielt utvinnbare olje- og gass reserver. Dette skyldes i hovedsak to forhold:

1. Økt utvinningsgrad

Gjennomsnittlig utvinningsgrad i de enkelte felt økes betydelig. Tidligere regnet man at den gjennomsnittlige utvinningsgrad var ca 30% for oljefelt. Den er i ferd med å økes til 40%. Det betyr i praksis at man øker de gjenværende kommersielt utnyttbare olje- og gass reservene med ca. 1/3. Det er realistisk å tro at videre FoU vil føre til at den økes til 50% i løpet av de neste 10-15 år.

2. Flere felt kan utnyttes

Mange felt som tidligere ikke var kommersielt utnyttbare kan gi lønnsom produksjon. Det gjelder små felt i kjente områder og produksjon generelt fra tidligere utilgjengelige områder bl.a. på dypt vann og i arktiske områder.

Samtidig med den teknologiske utviklingen ser vi i dag en betydelig innsats for å få mer kostnadseffektiv organisering. Det gjelder innenfor det enkelte selskap såvel som i arbeidsdelingen mellom oljeselskap og leverandørindustri. NORSOK på norsk sokkel og CRINE på britisk sokkel er eksempler på vellykkede initiativ.

Vi ser en aksellerende utvikling på en rekke teknologiområder som i stor grad påvirker hverandre. Noen av de viktigste er:

Seismikk

3D seismikk begynner å bli standard også i letefasen. Opptil 8 parallelle kabler á over 3 km, pr. båt, nye prosesseringsmetoder etc. har ført til at vi på en helt annen måte enn

før kan definere utbredelse av og variasjoner innen de enkelte felt. Dette øker muligheten for funn og det gir et bedre grunnlag for optimale utbyggingsløsninger. Vi har nå fått 4D-seismikk. Kablene legges fast på bunnen, og seismikken repeteres med jevne mellomrom over feltets levetid. Derved kan man bl.a. se hvordan olje/gass/vann kontakten beveger seg over tid i de ulike deler av feltet. BPs Foinaven-felt er det første der en slik metode er anvendt.

Bore- og brønntechnologi

Utviklingen fra vertikale brønner med mulighet for avvik via horisontale til flergrens- og langtrekkende brønner har skjedd på få år. Dette gir mulighet for kommersiell utnyttelse av småfelt og marginale reserver som tidligere ikke var i nærheten av lønnsom drift. Bore- og brønntechnologien er i seg selv meget avansert. Nytteverdien styrkes ved utviklingen innen seismikk som bedre definerer feltene.

Forbedret reservoarutnyttelse (IOR)

Nye metoder for å øke oljeutvinningen omfatter bruk av både vann, kjemikalier, polymerer, gass etc. og "nye" kombinasjoner av disse. Med de mest avanserte dataprogram er man i stand til å simulere variasjoner innen reservoarene. Dette gir bedre grunnlag for produksjonplanlegging og derved økt utvinning.

Flytende produksjonsenheter

Utviklingen på dette området er meget rask. I løpet av få år vil det komme en sterk økning i antallet både av skip og plattformer. Mange vil bli brukt på flere felt. På den måten kan utbyggingskostnadene pr. felt reduseres og flere småfelt kan utnyttes kommersielt.

Undervannskomplettering

Dette er en teknologi som allerede er utbredt. Den antas å ville fortsette sin ekspansive utvikling og forbedres ytterligere. I kombinasjon med flytende og faste installasjoner vil denne teknologien gi vesentlige bidrag til lønnsom utnyttelse av marginale reserver.

I tillegg til de som er nevnt ovenfor, er der en rekke teknologier som vil gi vesentlige bidrag til å øke mengden av olje og gass som kan utnyttes lønnsomt. Eksempler på slike er langtrekkende brønner, lengre transport av ubehandlet råolje etc. Totalt sett kan vi konkludere med at den teknologiske utvikling for tiden er meget dynamisk. Det gir store muligheter for å utvikle småfelt.

2.3. Foreløpig oppsummering

Flere av de gjennomgåtte faktorene ovenfor er knyttet til gass og mulige problemer gass-innhold i funnene kan medføre mht. utbyggingsmuligheter (jfr. pkt d, e, f, h og i). Disse består både av (i) problematiske gassavsetningsmuligheter, (ii) tariff for transport/behandling av gass, (iii) kapasitet for gassbehandling, (iv) tids-kritiskheten og (v) manglende leveringssikkerhet. Det skal likevel fremheves at små gassfelt ikke nødvendigvis er et problem. De representerer også en mulighet som myndighetene og oljeselskapene kan gjøre noe med.

De eksterne og interne faktorene utgjør tilsammen et helhetlig sett med vurderingskriterier som vil være avgjørende for om utbygging av småfunn blir realisert eller ikke. Både innenfor oljeselskapene og hos myndighetene aggregeres disse ulike vurderingene til økonomiske nåverdivurderinger. Spørsmålet om *rammebetingelser i skatteprofil*, har generelt sett stor betydning for disse vurderingene. Skatteregime har både betydning for (i) nyinvesteringer / avskrivninger og (ii) andel av overskuddet som tilfaller selskapene. For etablerte selskaper kan risiko ved utbygging av småfelt reduseres gjennom høyt skattenivå kombinert med avskrivningsreglene (dvs. staten tar risikoen), men samtidig reduseres profittmulighetene.

Både avskrivningsregler og skattesystem er forskjellig på britisk, dansk og norsk kontinentalsokkel. På britisk sokkel er det eksempelvis et relativt lavt skattenivå (27%) og avskrivningsreglene er basert på det såkalte "ring-fence" systemet som innebærer at hvert enkelt felt betraktes som selvstendige skatteobjekter, og der avskrivninger og andre kostnader/inntekter ikke kan overføres til andre aktiviteter. Dette i motsetning til systemet i Norge, hvor selskapets samlede portefølje er skatteobjektet. På dansk sokkel er det regler knyttet til at hele investeringen kan avskrives raskt og at den særskilte petroleumsskatten først trer i kraft etter avskrivningen. På norsk sokkel er det relativt høyt skattenivå (78%), men dette innebærer samtidig at staten tar en god del av den økonomiske risikoen ved utbygging. I denne utredningen er det imidlertid en alt for stor oppgave å gå inn på en sammenligning av de ulike lands systemer, men dette vil være sentralt dersom myndighetene vurderer å gi særskilte rammebetingelser for utbygging av småfelt.

Foreløpig har vi imidlertid ikke grunnlag for konkrete standpunkter mht. hvilken betydning skattenivået vil ha for utbygging av småfelt. Etter samtaler med ulike operatører synes det heller ikke å være noe felles standpunkt her. Det avhenger av hvilken skatteposisjon de er i, og hvor godt de har tilpasset seg det eksisterende systemet. Det norske skattesystemet synes mest å være et problem for eventuelle nykommere på sokkelen.

Skatteregimet har generelt sett betydning for størrelsen på kontantstrøm inn til selskapene, og redusert skatt kan således øke kontantstrømmen og dermed også attraktiviteten ved småfeltutbygging for deltakerne i lisensen. På samme måte vil færre deltakere i lisensene kunne gjøre kontantstrømmen større for de som deltar og dermed også øke interessen for utbygging. Antall operatørskap, eller snarere antall utbyggingsprosjekt pr operatør er en faktor av vesentlig betydning for antall småfelt som bygges ut. Har man store felt "for hand", vil de stort sett alltid bli prioritert. Ikke nødvendigvis fordi de er mer lønnsomme ut fra tradisjonelle nåverdibetraktninger, men fordi store felt gir selskapet en sikker inntekt over mange år.

I tabellen under har vi oppsummert ulike vurderingsfaktorer som vil kunne inngå i slike nåverdivurderinger: (1) faktorer som kan virke positivt på utbygging av småfelt og (2) faktorer som kan virke dempende på utbyggingsmuligheten.

Tabell 3.1 Faktorer som influerer på muligheten for utbygging av småfunn

Positive faktorer	Negative faktorer
Ikke påvirkbare faktorer:	
økt olje / gass-pris	reduert olje- / gasspris
"stor" størrelse på småfunn	liten størrelse på småfunnene
småfunn med hovedsakelig olje	småfunn med hovedsakelig gass
Delvis påvirkbare faktorer:	
nye funn nær eksisterende småfelt	store (mega) nye funn langt fra småfunnene
kort avstand til eks. infrastruktur	lang avstand til eks. infrastruktur
Påvirkbare faktorer:	
Avsetning for gass fra små felt	Lav prioritering av gassavsetning små felt
lav tariff for olje / gassbehandling	høy tariff for olje gassbehandling
økt kapasitet på olje / gassbehandling	nedstengning av eks. installasjoner
Fortsatt sterk teknologisk utvikling	Redusert tempo i teknologisk utvikling
økt satsing på "småfelt-teknologi"	reduert fokus på småfelt-teknologi
Stor vilje til samordning operatører	Liten vilje til samordning
Nye modeller for sambruk av prod.utstyr på flere felt med ulik operatør	Små incentiver for sambruk

Det er vanskelig å peke på noen av faktorene som generelt viktigere enn andre mht. utbyggingsmuligheter. Generelt sett er det mange faktorer som må være oppfylt for at en utbygging kan bli realisert. Disse vil variere fra felt til felt. Generelt synes det likevel å være en del faktorer som kan endre potensialet for utbygginger av små felt i de kommende årene. Dette er:

- Teknologisk utvikling
- Samordning mellom ulike operatører, blant annet når det gjelder tariffen for å bruke eksisterende infrastrukturer
- Videreføring av rollefordelinger mellom operatører og leverandører

I gjennomgangen av småfunnene i Nordsjøen vil vi forsøke å peke på noen faktorer som synes å være utslagsgivende for om utbygging kan realiseres eller ikke. Her vil funnstørrelse og muligheter for gass-avsetning være sentrale vurderingskriterier. I tillegg

3. Karakteristika ved små petroleumsfunn i Nordsjøen

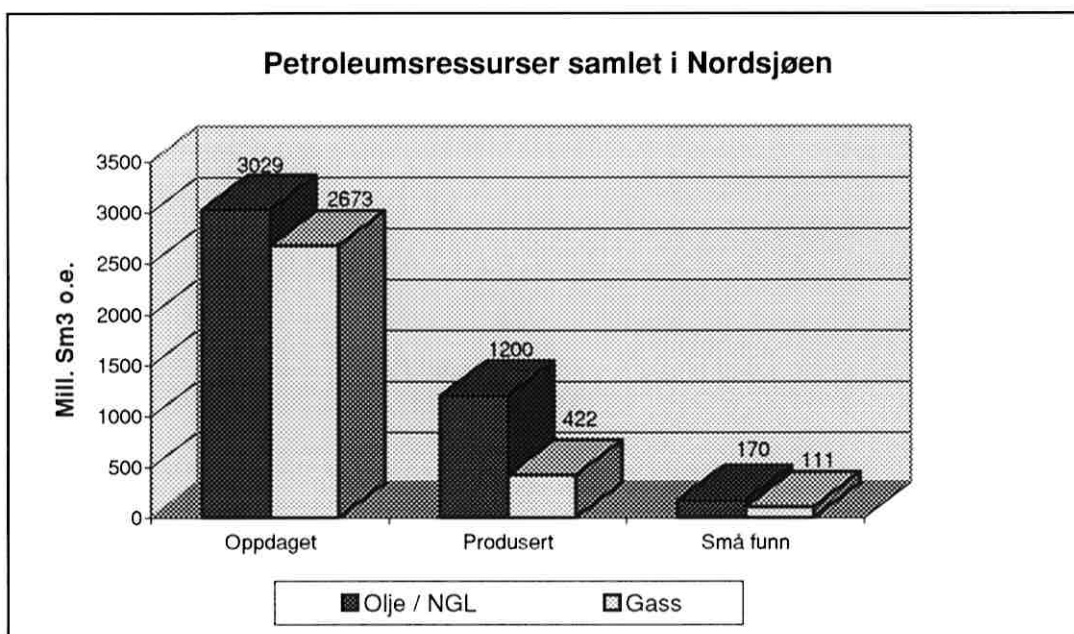
I dette kapitlet gis det en oversikt over en rekke små petroleumsfunn¹¹ i Nordsjøen. I vedlegg (1) er det presentert en detaljert oversikt over eksisterende småfelt i den sørlige, midtre og nordlige delen av Nordsjøen (mellom 56 og 62 grader nord). For hvert av feltene er det gitt opplysninger om følgende forhold:

- Administrative kjennetegn
- Utvinnbare ressurser
- Tekniske kjennetegn

I dette kapitlet oppsummeres data presentert i vedlegg (1).

3.1. Eksisterende beholdning av småfunn i Nordsjøen

De samlede oppdagede petroleumsressurser i Nordsjøen utgjør hhv. omlag 3.000 mill. Sm³ olje og 2.650 Sm³ gass. 2/3 av de oppdagede oljeressursene i Nordsjøen finnes i den nordlige delen, mens over 70 % av gassressursene finnes i denne delen av Nordsjøen. Figuren under viser de samlede petroleumsressurser i Nordsjøen (mellom 56°N og 62°N), samt hvor mye som allerede er produsert og hvor mye våre små funn utgjør.



Figur 3.1 Ressursanslag i Nordsjøen

¹¹ I utgangspunktet ble det satt en øvre grense på 20 mill. Sm³ olje-ekvivalenter, men enkelte av funnene overstiger denne grensen enten enkeltvis eller sammen med andre nærliggende funn de har potensiale til å bli utbygd sammen med. I internasjonal sammenheng regnes felt på over 10 mill Sm³ som et funn av relativt betydelig størrelse.

Av de gjenværende utvinnbare petroleumsressursene utgjør våre små funn hhv. 9,6 % av gjenværende utvinnbare oljeressursene og 4,9% av de gjenværende utvinnbare gassressursene. Grovt sagt utgjør våre små funn mellom 5 og 10 % av de gjenværende oppdagede utvinnbare petroleumsressursene i Nordsjøen.

De 52 små-funnene i Nordsjøen som alle er under 20 mill Sm³ olje-ekvivalenter inneholder omlag 170 mill. Sm³ olje (og NGL) og 111 mrd. Sm³ gass. Verdien av disse ressursene basert på en oljepris på 115 kr. pr fat og en gasspris på 0,70 kr pr Sm³ gass er hhv. omlag 123 mrd. kr. for olje og kondensat og omlag 78 mrd. kr for gassen, dvs, tilsammen 200 mrd. kr.

Av samtlige 52 småfunn er det ut fra våre opplysninger et mulig potensiale for at omlag tilsammen 15 - 20 av disse kan bygges ut på relativt kort sikt forutsatt at ny teknologi utvikles og at utbyggingene kan skje samordnet. Flere av de skisserte utbyggingsløsningene i tabell 3.2 - 3.4 er foreløpig ikke lønnsomme. *Utbyggingsmulighetene for de 7 småfunnene som ble funnet i 1995 er ikke inkludert i disse vurderingene. Ut fra meget foreløpige vurderinger synes hele 5 av disse å ha muligheter for utbygging.*

Begrensede faktorer for utbygging av småfelt synes i særlig grad å ligge i at muligheter for gass-avsetning må finnes (gjelder tilsammen omlag 17 funn) og i at funnene er for små (tilsammen er det 13 funn med mindre enn 2,5 mill Sm³ oljeekvivalenter).

Flere småfelt vil måtte inngå i en samordnet utbygging slik at det samlet sett vil kunne være aktuelt med 10 -15 samordnede utbygginger for de omlag 20 feltene. Anslag over utvinnbare ressurser i disse småfunnene som har potensiale for å kunne bli utbygd er på hhv. 30 mill. Sm³ oljeekvivalenter i sørlige del av Nordsjøen, 7 - 22 mill. Sm³ oljeekvivalenter i sentrale del av Nordsjøen og i underkant av 70 mill. Sm³ oljeekvivalenter i den nordlige delen, dvs. tilsammen 110 - 120 mill. Sm³ oljeekvivalenter i hele Nordsjøen. Verdien av disse utvinnbare ressursene kan med basis i den olje- og gasspris som er vist ovenfor beregnes til 70 - 90 mrd. kr.

3.2. Potensiale for utbygging av framtidige småfunn

Opplysningene om antall og størrelsesorden på småfunnene i Nordsjøen, samt vurderingene knyttet til potensielle utbyggingsløsninger har imidlertid begrenset levetid både ut fra at nye teknologiske løsninger utvikles, rammebetingelser kan endres, men ikke minst pga. at det gjøres nye funn og eksisterende ressursanslag revideres med bakgrunn i nye undersøkelser. Noen av våre informanter opplyste bl.a. at dersom det ikke kom flere store funn i nær framtid, ville muligens oljeselskapene fokusere mere på og lete mere etter små oljefunn.

Oljedirektoratets forventningsverdi til framtidige petroleumsressurser i Nordsjøen er omlag 1.350 mill. Sm³ oljeekvivalenter fordelt på omlag 750 mill. Sm³ olje og 600 mrd. Sm³ gass. Det er betydelig usikkerhet knyttet til disse tallene som er basert på seismikk, letemodeller og erfaringer fra tidligere ressursanslag. Det forventes omlag 60 funn i Nordsjøen, av disse omlag 40 små funn. Sett i forhold til gjennomgangen av

oppdagede småfelt, ser dette umiddelbart ut til å kunne innebære at ressursanslag i småfeltene, antall små funn og potensielle utbygginger kan fordobles.

Det er imidlertid flere forhold som taler for en betydelig større utbyggingssannsynlighet ved de framtidige funnene enn ved den nåværende beholdningen som vi har gått gjennom i avsnittene foran.

Den nåværende beholdning representerer i hovedsak "rest-funnene" som til nå har vist seg vanskeligst å bygge ut. De nye små-funnene som er mest lønnsomme bygges ut mer eller mindre umiddelbart, og de med dårlig lønnsomhet eller med andre hindringer blir stående i reserve. Funnene foretatt i 1995 illustrerer nettopp dette. Hele 5 av 7 funn (ca 70%) ser foreløpig ut til å kunne bli bygd ut. Dette er nesten dobbelt så høy utbyggingandel som vår "gamle" beholdning har (15 - 20 av 45 små funn når 1995 funnene ikke med). Samtidig bidrar den teknologiske utviklingen til at grensen for hva som er lønnsomt stadig forskyves mot mindre felt og felt som i dag er lite tilgjengelige. I løpet av de siste årene har dette i vesentlig grad bidratt til å redusere "minstestørrelsen" på interessante funn.

Et annet forhold er at potensialet (lønnsomheten) ved utbygging generelt sett økes dersom flere funn kan kobles sammen innenfor "samme" utbyggingsløsning og dele kostnadene ved f.eks oppgradering og drift av eksisterende infrastruktur. Dette vil øke utbyggings-potensialet ved framtidige funn. På den annen side er det en forutsetning for utbygging av småfeltene at eksisterende infrastruktur fortsatt er i drift.

Basert på resonnementet overfor vil det ikke være urimelig å anta en utbygging av 30 felt. Tilsammen kan det da basert på eksisterende beholdning og på antakelser om framtidige funn, være snakk om opptil 50 småfeltutbygginger i Nordsjøen på noe lengre sikt (utover de 5 årene som er perspektivet i denne studien).

4. Konstruerte utbyggingsløsninger for utvalgte eksisterende småfunn i Nordsjøen

I vedlegg (1) og kapittel (3) har vi gjennomgått og karakterisert små petroleumsfunn i Nordsjøen under 20 mill. Sm³ oljeekvivalenter. Av de tilsammen 52 små funnene synes det å kunne være potensiale for at omlag 20 av disse kan bli utbygd forutsatt bruk av ny teknologi og at operatørene viser interesse for å samarbeide om utbygging av nærliggende småfelt. Da har vi ikke tatt hensyn til nye funn i 1995. På kort sikt er nok potensialet noe mindre enn 20. Flere av småfunnene er pr. dags dato ikke lønnsomme økonomisk sett. Ut fra foreløpige betraktninger synes det å være aktuelt med tilsammen 10 - 15 samordnete utbygginger for å få utvunnet petroleumsressursene i disse 20 småfunnene.

I vedlegg (1) er sannsynlig utbyggingsløsning (subsea, brønnhodeplattform, flytende produksjonsskip, o.l., samt hvilken eksisterende infrastruktur utbyggingen kan kobles til) gjennomgått. I dette kapitlet summeres mer detaljerte vurderinger (konstruksjoner) av hver enkelt av disse utbyggingsløsningene. Detaljerte beregninger for de konstruerte feltene finnes i vedlegg (3). Siktemålet er å komme fram til hvilke hovedkomponenter vedkommede utbygging må inneholde og videre grove kostnadstall for dette. Hensikten er å etablere et grunnlag for å anslå mulige sysselsettingseffekter av disse utbyggingene.

Det understrekes at de *utbyggingsløsninger som gjennomgås her må betraktes som konstruerte*, i den forstand at de ikke er verifisert av operatørene. Erfaringer fra tidligere utbygginger tilsier også at flere alternative utbyggingskonsepter vil konkurrere med hverandre, og at det er mange interne og eksterne faktorer (for foreløpig er uavklart) som vil kunne ha betydning for valg av løsning.

I vedlegg (3) gis en oversikt over utvalgte småfunn i Nordsjøen, mulige utbyggingskonsept og tilhørende kostnadsoverslag. I dette kapitlet presenteres en oppsummering av småfunnutbyggingene. Gjennomgangen er basert på drøftinger med de ulike operatørene.

4.1. Summerte kostnadsoverslag konstruerte utbygginger

Gjennomgangen av de konstruerte utbyggingsløsningene for våre utvalgte småfunnene i Nordsjøen viser at det samlet sett er snakk om investeringer i størrelsesorden 25 mrd. kr når alle funnene er medtatt. Gjennomsnittlig investeringskostnad pr. funn ligger dermed på 1.200 mill kr, men her er det en variasjon fra 2.650 mill. kr til 100 mill. kr.

En nedbryting av disse 25 mrd. kr i kostnadskomponenter gir følgende bilde:

Prosjektledelse	1.770 mill. kr
Modifikasjoner eksisterende plattformer	1.560 mill. kr
Brønnhodeplattformer	4.330 mill. kr
Flytende produksjonsplattform	3.300 mill. kr
Subseainstallasjoner	1.650 mill. kr
Rørledning / styrekabler	2.940 mill. kr
Marine tjenester	0.220 mill. kr
Lastebøye / forankring	0.950 mill. kr
Lagerskip	0.750 mill. kr
<u>Boring og komplettering</u>	<u>6.620 mill. kr</u>
<u>Samlet investeringskostnad</u>	<u>24.090 mill. kr</u>

Den samlede investeringskostnaden utgjør 27 % av verdianslaget for alle foreslåtte utbygginger på nesten 90 mrd. kr. I tillegg vil kostnadene for uoppdagete små felt i Nordsjøen kunne bidra til å høyne dette beløpet vesentlig. På grunn av usikkerhetene knyttet til å anslå utbyggingsløsninger for felt som ennå ikke er oppdaget, vil vi for enkelthets skyld anta at disse er proporsjonale med antall funn basert på disse beregningene.

Når det gjelder driftskostnadene er disse delvis innarbeidet i disse overslagene. Dels er de innarbeidet i beregninger av sysselsettingspotensialet som en gitt andel av investeringskostnadene (se kapittel 6).

5. Den regionale petroleumsindustriens konkurransevne

5.1. Utbygging av små felt: utfordringer og muligheter

Regional leverandørindustri betrakter småfeltutbygging som et svært interessant forretningsområde. Nye teknologiske løsninger, effektive organisasjons- og samarbeidsformer og betydelige kostnadsreduksjoner fører for det første til at små felt i økende grad blir lønnsomme. Dernest anses småfeltutvikling som et teknologisk drivhus, spesielt innenfor avanserte undervannsløsninger, lette brønnhodeplattformer og flytende bore- og produksjonsenheter. Nye lavkostnadsinstallasjoner - f.eks enkle og rimelige brønnhodeplattformer eller mindre skip - vil bli prøvd ut. Gjenbruk av utstyr er et annet stikkord med relevans både for økonomi og miljø. Småfelt er derfor interessante som drivere for norsk teknologi, kompetanse og konkurransevne, også internasjonalt. Ytterligere to faktorer forsterker dette bildet: Flere av de konseptene som kan utprøves for småfeltutvikling, vil også ha relevans for større feltutbygginger. Småfelt kan oppfattes som en læringsarena hvor erfaringer kan overføres ikke bare til andre mindre felt, men også til større utbygginger. I tillegg er det verdt å merke seg at det som anses for små felt i norsk sektor betraktes som betydelige og interessante felt utenlands. Det internasjonale markedet anses derfor som en stor utfordring med mange muligheter.

Etttersom småfelt kan være marginale, vil vellykket utbygging anses som en syretest på om såvel konsepter som økonomi holder. Utvikling av småfelt vil derfor ha stor betydning for den regionale leverandørindustriens langsiktige konkurransedyktighet, og dermed mulighetene for gjenbruk og internasjonalisering av konsepter som er utprøvd på hjemmebane.

Fordi kompetanse, bedrifter og markeder blir mer internasjonale, betyr de nasjonale grensene mindre enn før. I større utstrekning vil vi se en større flyt av ressurser inn og ut av landet. Teknologien er eksporterbar, og samtidig lettere importerbar. Denne utviklingen påskyndes av at tidligere lokale bedrifter blir internasjonale, slik som Rosenberg, Transocean og Smedvig. Generelt fører de store industrielle strukturendringer i bransjen til at det regionale sysselsettingspotensialet blir vanskeligere å forutsi. Det som synes sikkert er at konkurransedyktighet blir noe annet enn det i seg selv å være norsk og lokalisert i Stavanger. Hvorvidt regionale arbeidsplasser skal opprettholdes og videreutvikles, vil derfor være avhengig av at de regionale bedriftene makter å overleve og blomstre på en internasjonal arena.

For småfeltutbygging - isolert sett - har det vært en fordel at det de siste årene ikke har vært sikre forventninger om funn av nye, større felt. Påstanden er spesielt riktig for denne regionen, fordi atskillig spisskompetanse og konkurransekraft i Nord-Jæren regionen var knyttet opp til bunnfaste storfeltutbygginger. Med nye store felt ville denne kompetansen mest sannsynlig blitt videreutviklet på bekostning av enklere og rimeligere løsninger tilpasset småfelt. I løpet av de to-tre siste årene har ressursene og

kompetansen delvis blitt omstilt med sterkere fokus på mindre felt og rimelige løsninger. Det er på høy tid. Utbygging av større felt og meget høy produksjon har ført til at småfeltutbygging og utvikling av tilpasset teknologi er kommet mindre i Norge enn i et av våre viktigste konkurrentland: Storbritannia. Norsk leverandørindustri deltakelse på engelsk sektor har hittil ikke vært imponerende¹². Kanskje mest betenkelig: Nord-Jæren har lave leveranseandeler til flytere og undervannsutbygginger, dvs. de teknologisk mest avanserte og kostnadseffektive løsninger.

5.2. Den regionale olje- og leverandørindustriens konkurransedyktighet

I kapitlene foran har vi redegjort for omfanget av investeringer knyttet til utbygging og drift av småfelt. Det knyttes svært stor usikkerhet til anslagene, både med hensyn til hvor mye som vil bli utbygd, og hvordan utbygging og drift eventuelt vil skje. Gitt at våre beregninger om småfeltutbygging slår til, hvilke sysselsettingsvirkninger vil vi få i Nord-Jæren? Vil investeringer og drift av småfelt føre til økt sysselsetting i distriktet? Dette spørsmålet kan bare besvares når vi vet hvor store andeler av de samlede leveranser som vil tilfalle regionen. En slik leveranseandel kan ikke uten videre beregnes på forhånd. Den regionale andel vil være avhengig av hvor konkurransedyktig bedriftene og regionen er. Før vi begir oss inn på beregninger av sysselsettingsvirkninger, vil vi derfor forsøke å danne oss et inntrykk av den regionalt plasserte olje- og leverandørindustriens konkurransedyktighet. Det er evnen til å vinne framtidige kontrakter som vil avgjøre aktivitetsnivået, verdiskapningen og sysselsettingen.

Informasjonen bygger i første rekke på intervjuer med sentrale aktører i industrien. I alt er 13 personer intervjuet med bakgrunn i oljeselskaper, internasjonalt orientert leverandørindustri, bransjeorganisasjoner og media. Intervjuene har stort sett hatt en varighet på 1-2 timer. Skriftlig materiale i form av årsberetninger, relevante tidsskrifter, utredninger, avisartikler og markedsundersøkelser er også gjennomgått. I teksten brukes sitater for å illustrere viktige poeng. Med denne framgangsmåten håper vi å få fram såvel kvantitative som kvalitative aspekter. Forhåpentligvis klarer vi å fram noe av de dynamiske prosesser, den usikkerhet og de strategiske valg som vil være bestemmende for regionens framtidige konkurransekraft.

Vi starter med en gjennomgang av ulike perspektiver på konkurransedyktighet og hvordan begrepet kan måles. Dernest presenteres en svært kortfattet oversikt over regionens sysselsetting knyttet til olje- og leverandørindustrien, før vi drøfter regionens evne til å konkurrere om leveranser til leting, utbygging, produksjon og drift av småfelt.

¹² Dette dokumenteres i en rapport utført av Eksportrådet og Norges industriattacheer på oppdrag av bl.a. TBL, SND og Nærings- og Energidept. (Okt. 1995)

5.2.1. Hva er konkurransedyktighet?

Tradisjonelt har norsk offentlig debatt om konkurranseevne fokusert på makroøkonomiske rammebetingelser og prisen på viktige innsatsfaktorer som arbeidskraft, kapital, råvarer og energi. I de siste årene har det f.eks. vært en uttalt målsetting å bringe lønnskostnadene pr produsert enhet ned på et nivå som tåler sammenligning med våre viktigste konkurrentland. Prisene på vannkraft er et annet typisk norsk eksempel, og i den aller siste tid er spørsmålet om miljøavgifters betydning for konkurranseevnen blitt et hett tema. Bak disse eksemplene ligger en forestilling om at kostnader og i neste omgang pris er avgjørende for konkurranseevnen.

Det hevdes at i en stadig åpnere internasjonal økonomi blir spillerommet for å påvirke konkurranseevnen gjennom selektive norske tiltak, så som subsidier og avgifter, mindre. For å kunne oppnå tilstrekkelig lønnsomhet må bedriftene kunne drive teknologi- og produktutvikling og en stadig mer effektiv organisering av bedriften. Fokus dreies fra generelle, makroøkonomiske betingelser, til forhold i den enkelte bedrift eller næring. Et godt eksempel i vår sammenheng er Umoes (HMV) vellykkete gjennombrudd de siste årene.

La oss ta en rask oppsummering over de viktigste forklaringsmodeller for konkurranseevne og økonomisk vekst. En klassisk forklaring er at investeringer i **ny teknologi** skaper ny vekst. I forhold til utbygging og utvikling av olje- og gassfeltene er dette en åpenbar kandidat. Andre perspektiver legger større vekt på **organisasjon og ledelse**, og bedrifters evne til å foreta fornuftige langsiktige, strategiske valg. I vår sammenheng er disse synspunktene absolutt relevante for å forklare resultatene av NORSOK-initiativene, hvor nye organisasjons- og samarbeidsmodeller har vist seg mer effektive og kostnadsbesparende enn de tradisjonelle. Japans industrielle suksess forklares ofte som resultat av kombinasjonen av organisatoriske forhold og sterke **kulturelle faktorer**.

De siste årene har **det nasjonale og regionale/lokale industrimiljøets** betydning for bedrifters internasjonale konkurransekraft blitt sterkt fokusert. Tett samspill med konkurrerende bedrifter, krevende kunder, konkurransedyktige leverandører og de fremste kunnskapsmiljø er med på å skape tilstrekkelig press på bedriftene til å redusere kostnader, øke produktiviteten, og å forbedre innovasjonsevne og markedstilpasning. Nyere økonomisk vekstteori legger også stor vekt på at det nettopp i slike industrielle miljøer skjer en overføring av kunnskap, erfaring og teknologi mellom bedriftene. Resonnementet bygger på at kunnskap er en stadig viktigere innsatsfaktor. Konkurranseevne betinger at bedrifter kan **lære** og absorbere kunnskap og kompetanse fra dette industrielle miljøet.

Gjennom utbredelsen av nye kontraktformer vokser det fram tilsvarende endrede krav til leverandørene. Konkurransedyktige bedrifter må i stigende grad vise samarbeidsevne. I dette ligger evnen til å kommunisere med kunder og samarbeidspartnere. En forutsetning for å utnytte det potensialet som ligger i de nye kontraktsformene er åpenhet og vilje til å **dele informasjon**. Ikke alle bedriftskulturer kjennetegnes av slike holdninger. Hemmelighold og beskyttelse av egne teknologier og konsepter har jo nettopp vært en tradisjonell måte å oppnå konkurransefordeler på.

Slike holdninger kan muligens fortsatt gi kortvarige, midlertidige konkurransefortrinn, men de står i akutt fare for å miste troverdighet og tillit i det samarbeidsklimaet som nå vokser fram. Partnering og samarbeid i integrerte team bygger på - bevisst og ubevisst - gjensidig avhengighet mellom partene. Potensielle besparelser er meget betydelige. Om samarbeidet brytes, risikerer partene ikke bare umiddelbare kostnadsoverskridelser, men tap av sitt gode navn og rykte. **Tillit** understrekes også som en betingelse for å kunne bygge varige samarbeidsrelasjoner. En informant fra et oljeselskap uttrykker det slik: *“I tillit ligger at leverandøren kan identifisere seg med våre målsettinger, at de ikke har skjulte agendaer som f.eks at de priser lavt for så å presentere mange endringsordre, eller at de skjuler problemer”*.

Det første trinn på veien mot å bygge en solid tillitsplattform, er at informasjon deles åpent og ærlig. *“Vi må ha en kontrakt i bunn, men forhåpentligvis slipper vi å bruke den”*, er et treffende utsagn fra en av våre informanter.

Evnen til å samarbeide om felles mål framholdes av flere informanter som et “must” i allianser og integrerte team. Hvordan skal en operatør forsikre seg om at leverandører kan inngå i et tett samarbeid for å oppfylle en kontrakt? Referanser og tidligere omdømme, er ett utgangspunkt. Egne erfaringer med de aktuelle leverandørene er selvsagt det beste, men ved nye konstellasjoner foreligger ikke slike erfaringer. I en relativt åpen og gjennomsiktig bransje er det greit å sjekke ut hvilket omdømme potensielle kontraktspartnere har. **Kvaliteten på ledelse** og forholdet mellom ledelsen og lokale fagforeninger, vurderes også ut fra risiko og leveransedyktighet. I vårt materiale finner vi flere tilfeller hvor operatøren bringer inn organisasjonspsykologer for å sjekke ut om foreslåtte prosjektgrupper har forutsetninger for å kunne jobbe effektivt sammen. Da Kværner og AMEC sammen fikk i oppdrag av Phillips å sammenkoble Ekofisk II-plattformen, skjedde det etter at Phillips hadde latt eksterne konsulenter intervju 10 personer fra AMEC og Kværner for å avdekke deres samarbeidskompetanse. De ble senere vurdert i en egen samling hvor også deltakerne fra Phillips var med. Det samme ble gjort i forhold til et konkurrerende konsortium. Det hevdes at kvaliteten på prosjektledelsen i AMEC var avgjørende for å hale kontrakten i land. Dette skjer etter at AMEC og Kværner var harde konkurrenter om leveranser av hovedmoduler til Ekofisk II.

Den regionale leveranseandelen til småfelt vil betinge såvel konkurransedyktige bedrifter som et regionalt offshoremiljø der bedriftene kan utvikle seg. Slik som strukturen i denne næringen har endret seg de siste årene, vil et komplett industrielt miljø måtte inneholde operatører (normalt oljeselskaper), hovedkontraktører og underleverandører. Innovasjon og konkurransevne vil skjerpes når ny kunnskap og teknologi genereres og overføres mellom de ulike aktørgruppene både horisontalt og vertikalt. Vertikalt vil de nye samarbeids- og kontraktsformene bidra til at kunnskapsoverføringen og spredningen av nye teknologiske løsninger antakelig vil akselerere. Partnering og horisontale allianser mellom underleverandører med komplementære kompetanser, teknologier og ferdigheter vil føre til at også mindre bedrifter vil kunne hevde seg i en skjerpet konkurranse om operatørens (kundes) gunst. Dersom slikt samarbeid ikke skal føre til at selskapene dovner hen, må det i et

vitalt industrielt miljø eksistere flere aktører på hvert trinn slik at det også foregår en reell konkurranse om konsepter, teknologi og organisasjonsformer.

Nord-Jæren regionen utgjør nærmest et komplett industrielt olje- og leverandørmiljø. Det er enestående i norsk sammenheng. Nord-Jæren huser de fleste oljeselskaper, ofte deres norske hovedkontorer, flere hovedkontraktører og en stor, innovativ underskog av mindre leverandørbedrifter. Generelt vil vi derfor hevde at regionen er konkurransedyktig, også i forhold til det potensialet som ligger i utvinning av olje og gass fra mindre felt.

Et komplett oljereelatert industrimiljø består av

- oljeselskaper
- hovedkontraktører/totalleverandører
- spesialiserte underleverandører
- generelle underleverandører

5.2.2. Hovedkontraktører/totalleverandører

Stadig flere av de sentrale aktørene tar mål av seg til å bli såkalte totalleverandører¹³. Det innebærer at en og samme bedrift kan påta seg totalansvaret for prosjektering, leting, utbygging, drift og vedlikehold av et felt. Bedriften kan enten ivareta alle funksjoner selv, dvs at den disponerer over alle nødvendige ressurser selv, eller ved at totalkontrakten stykkes opp og fordeles til andre bedrifter som innehar kompetanse som totalleverandøren ikke besitter. Åpenbart sitter totalleverandøren i en sentral påvirkningsposisjon for hvordan oppdrag fordeles, ikke minst i forhold til den lokale leverandørindustri. Som en edderkopp spinner de sine aktiviteter i et nettverk av samarbeidspartnere og underleverandører. De henter kontrakter fra oljeselskapene og skaper aktivitet i distriktet ved at deler av kontrakten settes ut til andre samarbeidende bedrifter eller gjennom kjøp av varer og tjenester fra underleverandører. Disse edderkoppbedriftene spiller en stor rolle såvel i verdiskaping som fordeling av oppdrag og kontrakter¹⁴. Gjennom samarbeids- og innkjøpspolitikk har de stor innflytelse over aktivitetsnivået i regionen. Mindre lokale leverandører vil kunne være helt avhengig av "sin" edderkopp for å kunne overleve. I NORSOK-sammenheng er det naturlig å anta at edderkoppbedriftenes innflytelse vil øke ettersom oljeselskapene setter ut flere oppgaver, større kontrakter og delegerer mer ansvar til dem.

Antallet potensielle totalleverandører er større ved mindre feltutbygginger, fordi kompetansebehovet ikke er like bredt og omfattende som ved en stor og komplisert utbygging. Vi sier ikke at kompetansebehovet er mindre, kravet til spisskompetanse er minst like stort, men det er antakelig smalere. Selvstendige utbygginger av småfelt kan håndteres innenfor ett konsept, hvor totalleverandøren har sin spisskompetanse, f.eks.

¹³ I Kværners årsberetning 1995 heter det f.eks.: "Kværner ser som sin fremste konkurransefordel å kunne tilby totalleveranser av olje- og gassinstallasjoner.

¹⁴ I vedlegg 4 er den sosio-økonomiske betydningen av slike edderkopp-bedrifter illustrert gjennom Rosenberg verft og Norwegian Contractors

flytende produksjonsenheter. Yme-feltet kan tjene som illustrasjon: Statoil er operatør og leier inn danske Maersk, som skreddersyr en eksisterende oppjekkbar plattform for boring og utvinning av feltet over en 3-4 års periode. Drift og vedlikehold er bakt inn i kontrakten.¹⁵

Som hovedkontraktører regnes ofte de tre store i norsk sammenheng: Aker, Kværner og Umoe. Dette tallet vil øke fordi nye aktører vil melde seg gjennom allianser og partnerskap. På Nord-Jæren vil det f.eks. gjelde Transocean, Smedvig, ABB, Aker Offshore Partner og AMEC. Disse selskapene definerer seg mer og mer som totalleverandører som vil tilby tjenester knyttet både til prosjektering, utvikling, produksjon og drift av felt, med varierende behov for allianser med andre bedrifter. En slik utvikling vil være mest sannsynlig ved utvikling og drift av småfelt. Denne kategorien bedrifter får større ansvar og armslag i den omfordeling av roller som nå skjer i bransjen. Som krevende kunder vil de stå helt sentralt i videreutviklingen av spesialiserte, nisjeorienterte underleverandører. En del av disse bedriftene vil være avhengige av totalleverandørene, hvor tette og langsiktige relasjoner vil være en forutsetning for at innovasjoner og ny teknologi tas i bruk. For at de nisjeorienterte underleverandørene i framtida skal være konkurransedyktige må de oppnå et omdømme for kvalitet, innovasjonsevne og evnen til å forstå hovedkontraktørens (og sluttkundens) behov. De generelle underleverandørene tilbyr standardiserte produkter og tjenester. Viktigste konkurranseparameter er pris, serviceinnstilling og leveringspresisjon.

Generelt vil vi hevde at den regionale offshoreindustrien har alle muligheter til å opprettholde de leveranseandeler regionen hittil har oppnådd. På Nord-Jæren finner vi alle de fire kategoriene aktører. Tunge utenlandske aktører som Geco/Prakla, Schlumberger og Halliburton mv har sett Nord-Jæren som sitt naturlige utgangspunkt for sine aktiviteter på norsk sokkel. Imidlertid skal vi være klar over at industrien har lagt seg til en del uvaner i form av dyr teknologi og høye kostnader. Det er ikke unaturlig å tro at "overflødig fett" er mer utbredt i Rogalandsbedrifter - som ble etablert i en periode med høy, behagelig oljepris - enn i nyere bedrifter som vokser fram nordover langs kysten. NORSOK-initiativet for kostnadsreduksjoner og standardisering vil derfor - om utgangspunktet foran er riktig - ha størst virkning for Nord-Jæren regionen.

5.2.3 Mål på konkurransevne:

Med utgangspunkt i drøftingen foran vil vi nå se på hvilke mål på konkurransevne er aktuelle.

- utviklingen i relative faktorpriser: Et vanlig mål på konkurransedyktighet er prisen på innsatsfaktorene, spesielt arbeidskraft og kapital. En lavere pris på arbeidskraft og kapital enn i våre konkurrentland, vil normalt bety større konkurransekraft i norsk næringsliv. Norsk økonomisk politikk på 90- tallet har tatt sikte på å begrense lønnsveksten og sikre et lavt rentenivå for å forbedre norsk industriens konkurransevne. Lønnsnivå koblet til produktivitet er en indikator på

¹⁵ Statoil har inngått en leicavtale etter en såkalt entreprenørmodell, noe som vil bli omtalt senere

kostnadsnivået, f.eks slik det har vært målt i Norge som kostnad pr produsert enhet. NORSOK har resultert i et generelt lavere kostnadsnivå **i bransjen**, noe som vil gjøre norsk leverandørindustri mer konkurransedyktig i forhold til konkurrentland. De **bedrifter** som best makter å nyttiggjøre seg "NORSOK-reglene" vil kunne bedre sin konkurranseposisjon såvel internasjonalt som på norsk sokkel. I denne studien har vi ikke gått spesielt inn på bedriftenes kostnadsnivå.

- markedsandeler. I et marked som preges av konkurranse vil en stor markedsandel være en god indikator på at bedriften har lyktes. Store markedsandeler kan imidlertid også føres tilbake til politiske vedtak eller monopol på naturressurser. For leverandørindustrien vil vi ta betydelige markedsandeler på norsk sokkel som indikator på konkurransedyktighet, spesielt hvis den kobles til voksende internasjonale markedsandeler. I denne studien finnes oversikter over de største spillerne på de ulike konkurransearenaer.
- lønnsomhet. Konkurransedyktighet kan defineres som evnen til å kreere lønnsom verdiskaping for kunder, spesielt på internasjonale markeder. Denne indikatoren vil som regel betinge at bedriften både drives effektivt (lave kostnader) og tilbyr produkter og tjenester av en kvalitet som kunden er villig til å betale en akseptabel pris for. Vi har ikke hatt anledning til å studere aktørenes lønnsomhet i denne studien, men har registrert at flere sentrale aktører rapporterer gode resultater¹⁶.
- plassering i anbuds konkurranser (vinnere/tapere): Gjentatte førsteplasser er en klar indikator på at leverandøren treffer både teknologisk og markedsmessig.
- andel av utbyggingsoppdrag /kontrakter historisk: Historiske andeler kan være en god indikator, men ikke dersom markedskravene er i stor endring. Når det gjelder **småfeltleveranser**, har vi få historiske data å holde oss til.

Som grunnlag for beregningene av potensielle sysselsettingsvirkninger vil vi kategorisere småfeltleveransene slik:

1. **høy regional konkurransekraft**: Regionen har en dominerende eller flere edderkoppbedrifter, viktige nisjeleverandører, forskningsmiljø, samt krevende kunder
2. **middels regional konkurransekraft**: Regionen har én eller et fåtall edderkoppbedrifter, hvis hovedkontor som regel ligger utenfor regionen, samt underleverandører og krevende kunder
3. **lav regional konkurransekraft**: Regionen har ingen edderkoppbedrifter, kun en del nisjeleverandører.

¹⁶ Observasjonen bygger på gjennomlesning av årsrapporter for 1995

5.3. Regionens sysselsetting knyttet til olje- og leverandørindustrien¹⁷

For å sette sysselsettingsberegningene inn i en relevant kontekst, vil vi kort redegjøre for den betydning olje- og leverandørindustrien har for sysselsettingen i regionen. Det foreligger ikke tilgjengelige tall for Nord-Jæren, vi forsøker derfor å trekke noen konklusjoner med basis i fylkestall.

I overkant av 70.000 personer jobber direkte i oljerelatert virksomhet i Norge. Innpå halvdelen (48%) av arbeidsplassene befinner seg i Rogaland, hvorav 20.000 (29%) i Stavanger. I Stavanger er en av tre arbeidsplasser petroleumsrelatert, på landsbasis en av tre. Rogaland har omlag 300 oljerelaterte bedrifter, hvorav 165 (55%) i Stavanger.

I tabellen nedenfor vises den bransjemessige sysselsettingsutviklingen i Rogaland fra toppåret 1993 til august 1995. Med andel 1995 menes Rogalands andel av den norske sysselsetting.

Tabell 5.1: Bransjemessig sysselsettingsutvikling i Rogaland 1993 - 1995.

	1993	1995	Endring	Andel 1995
Oljeselskap	11.772	10.779	-8%	59,0%
Boreselskap	2.173	2.477	14%	76,3%
Transport/rederier	1.402	1.403	0%	45,0%
Industri, bygg og anlegg	15.191	11030	-27%	46,2%
Serviceselskap	2.781	3.378	21%	68,8%
Ingeniørselskap	2.708	1.690	-38%	22,7%
Baser	306	174	-43%	31,1%
Catering	961	736	-23%	48,5%
Drift ilandf. og foredlingsanlegg		150		5,2%
Offentlig administrasjon	411	437	6%	69,6%
Forskning, opplæring	205	310	51%	18,8%
Diverse andre	2.142	1.255	-41%	55,9%
I alt	40.052	33.669	-16%	48,0%

Fra toppåret 1993 har det for hele landet vært en nedgang i oljerelatert sysselsetting. Den prosentvise nedgangen er større i Rogaland enn for landsgjennomsnittet, men et interessant trekk er likevel: Nedgangen er prosentvis like stor i de andre fylkene med betydelig oljerelatert sysselsetting. Unntaket er Hordaland og delvis Møre og Romsdal.

¹⁷ Dette kapitlet bygger på Bjarte Dybvik (1996): Analyse av oljerelatert sysselsetting i Stavanger perioden 1993-95, og Arbeidsdirektoratet (Rapport 1996:1): Sysselsettingen i petroleumsrettet virksomhet.

Forklaringen er byggingen av gassterminalen på Kollsnes. Rogalandstallene påvirkes sterkt av nedleggingen av NC i Hinnavågen.

Rogaland er helt dominerende innen boring og servicetjenester. Antall ansatte i boreselskaper er på landsbasis gått ned, mens Rogaland har nytt godt av en økning. Serviceselskapene vokste også fra 1993-95, og hele veksten fant sted i Rogaland. Basert på disse tallene kan vi dermed slå fast at Nord-Jæren har økt sine markedsandeler nettopp innenfor de tjenester som hvor regionen fra før står sterkt. Sagt på en annen måte: sterke industrielle miljøer er i stand til å ta vare på seg selv. Ideelt sett burde regionen hatt større sysselsettingsandeler innenfor forskning og engineering, nettopp fordi begge tilfører regionen kompetanse som er nødvendig for å øke den kunnskapsbaserte industriutviklingen.

5.4. Leting, utbygging og produksjon av småfelt

Vi vil nå se nærmere på ulike leveransetyper knyttet til utvikling og produksjon av småfelt. Oljeselskapene leter ikke aktivt etter småfelt, det er håpet om storfisken som styrer virksomheten. Funn av småfelt skjer som regel i tilknytning til oppdagelser og drift av større felt. Vi kan derfor si at - så langt - har utvikling og produksjon av småfelt vært en sideaktivitet. Vi starter likevel med seismikk fordi seismiske undersøkelser også ligger til grunn for de data som er nødvendige for planlegging av småfeltutbygging.

5.4.1. Seismikk

Seismiske data innsamles og tolkes for å lokalisere mulige olje- og gassforekomster. I disse aktivitetene kobles norsk maritim kompetanse med geofysikk og avansert informasjonsteknologi. De maritime miljøene har bred erfaring med skipsdesign og -konstruksjon, utrustning, navigasjon og styring. Det har skjedd en rivende utvikling av marin seismikk i Norge. Amerikansk kunnskap og erfaring ble raskt overført til Norge på 70-tallet og er senere videreutviklet i tilknytning til norsk sokkel. Geco-Prakla (tidligere Geco) er det førende selskapet. Toppledelsen sitter i Gatwick (UK), men ledelsen for marin seismisk virksomhet for Nord-Europa ligger i Stavanger. Geco-Prakla erobret en markedsandel på 70% i forbindelse med 15. tildelingsrunde. Selskapet selv regner med en drøyt 50% markedsandel på norsk sokkel. Den øvrige delen deles mellom to norske og et utenlandsk selskap. Det regionale miljøet forsterkes gjennom forskningsinnsatsen ved Rogalandsforskning og dannelsen av Geomatic. Dette selskapet eies av Smedvig og utvikler og markedsfører avansert programvare for geologisk modellering til bruk for reservoirstyring og ressursevaluering.

Konklusjonen er at regionen har et sterkt seismisk miljø som dekker såvel marine operasjoner, forskning og videreutvikling av teknologi. En høy markedsandel kan påregnes, men betinger at det regionale klusteret videreutvikles.

5.4.2. Boring

Leteboring settes i gang når de seismiske undersøkelser indikerer eksistens av olje og/eller gass. Prøveboring settes i gang for å undersøke om det aktuelle området

virkelig inneholder forekomster og for å anslå omfang og avgrensning. Til dette formålet kan anvendes oppjekkbar eller halvt nedsenkbare plattformer, eller boreskip. På en leterigg vil som regel 25-30% av kostnadene gå til innkjøp og 60% til personell. Den norske delen av markedet kan inndeles omtrent slik:

Transocean	50%
Smedvig	30%
Odfjell	20%

Teknologisk er regionen ledende i verden innenfor horisontalboring, tynnrørs- og kveilerørboring. Teknologien bidrar til betydelige kostnadsreduksjoner og øker mulighetene for utbygging av småfelt. Boring foregår også i produksjons- og driftsfasen for å øke utvinningsgraden, bl.a. gjennom såkalte brønnintervensjoner. Dette er et økende satsingsområde. Transocean, Dowell Schlumberger, Norsco, Halliburton og Maritime Well Services (Krsand) er de viktigste aktørene. Sannsynligheten for regionale leveranser er svært høy. Nord-Jæren er dominerende, vi regner med en høy andel.

5.4.3. Ulike utbyggingsløsninger

En bransjeanalyse som Nærings- og Energidepartementet utarbeidet i desember 1995 dokumenterer den sentrale betydning undervannsløsninger vil kunne få for småfeltutbygging. Denne analysen viser at undervannssystemer vil tiltrekke seg 86% av investeringene og de resterende 14% vil medgå til modifikasjoner på eksisterende installasjoner for å kunne ta i mot oljen. Slike utbyggingskonsepter vil gi arbeidsplasser i investeringsperioden, samt bidra til å forlenge varigheten av arbeidsplasser på eksisterende installasjoner. Etter vår mening vil også flytende, mobile installasjoner være aktuelle for boring og produksjon av småfelt, i tillegg til «strippede» bunnfaste løsninger. Flytere har lavere konstruksjonskostnader og kortere byggetid, noe som gjør at feltene raskere kan komme i produksjon. Etterhvert som de ulike konseptene standardiseres, vil kostnadene gå ytterligere ned. Undervannsinstallasjoner med rørledninger til eksisterende anlegg representerer engangsinvesteringer, noe som kan falle dyrt når produksjonsperioden for å få tømt småfeltene er kort. Flytende enheter kan forflyttes fra felt til felt og har dermed stor gjenbruksverdi etter at feltet er tømt. Investeringskostnadene pr. felt kan dermed bli konkurransedyktige. Hvilke løsninger som velges, vil til syvende og sist bestemmes av økonomi og operatørens langsiktige strategier.

Investeringene vil antakelig fordele seg annerledes om vi ser på selvstendige utbygginger av småfelt. Anslagene må nødvendigvis bli omtrentlige, men basert på den før omtalte bransjeanalyse og samtaler med nøkkelinformanter i industrien, vil vi antyde følgende:

- undervannssystemer 45%
- mobile produksjonsenheter¹⁸ 35%
- brønnhodeplattformer 10%
- modifikasjoner 10%

Som det framgår, er faste installasjoner praktisk talt ute av listen. På små havdyp kan brønnhodeplattformer fortsatt være aktuelle, i kombinasjon med skip, slik som vi har sett løsningen på Sagas Varg-felt. Etterspørselen etter faste plattformer er avtakende for alle felt, spesielt for de små feltene synes faste installasjoner uaktuelle. For utbygging av alle typer felt øker nå etterspørselen etter undervannssystemer og mobile produksjonsenheter. Spørsmålet er hvordan denne utviklingen vil bli håndtert av den lokale industrien. Som kjent har denne regionen hatt betydelig kompetanse og kapasitet på utvikling og produksjon av store plattformer, spesielt i betong. Nettopp fordi disse installasjonene har vært faste, har den geografiske beliggenhet i forhold til feltene utgjort et betydelig konkurransefortrinn. Umiddelbar tilgang til sjøen og havet har vært en nødvendig forutsetning for å kunne slepe installasjonene til havs. Annerledes er det med undervannssystemer og mobile produksjonsenheter. I prinsippet kan de produseres hvor som helst, det må derfor etableres og utvikles andre typer konkurransefortrinn. Det åpnes for en helt annen type konkurranse, ikke minst fra utenlandske bedrifter.

Undervannsinstallasjoner (subsea)

Kongsberg (KOS) er den største leverandøren av undervannsinstallasjoner og behersker halvdel av det norske markedet. ABB Offshore Technology følger dernest med ca 30%, mens Kværner legger beslag på de resterende 20%. Kongsberg har hatt en langsiktig avtale med Statoil, mens Kværner har en rammeavtale med Norsk Hydro. Kværner bygger imidlertid ikke sine systemer i Jær-regionen. ABB er et internasjonalt konsern hvor ABB i Norge har det internasjonale ansvaret for olje, gass og petrokjemi. Spesialområder er flytende produksjonsanlegg og undervannsbaserte installasjoner. På verdensbasis er ABB større enn Kongsberg. Hovedkontoret ligger på Forus med produksjonsanlegg i Dusavik, Stavanger. Antall ansatte i Norge er 1100, med ca 250 i Nord-Jæren regionen, men forventes å stige med 50-100 medarbeidere i forbindelse med nye kontrakter. Selskapet er meget konkurransedyktig, og kan vise til kontrakter med flere oljeselskaper hvor ansvaret for undervannsinstallasjoner er tildelt ABB, bl.a. på Sagas Tordis og Vigdis-felt, Hydros Troll og Essos Balder.

Statoil har en femårig rammeavtale om levering av sine undervannsinstallasjoner med Kongsberg. Såvel fabrikasjon som sammensetning av undervannsinstallasjonene kan foregå hvor som helst. Inngangsporten til en stor del av dette markedet ligger i Kongsberg, for lokale leverandører kan det være en god strategi å oppnå leverandøravtaler med Kongsberg. Statoil hevder at lokal industri må bli mer aktive her, og viser til at Statoil vil forholde seg til Kongsberg, ikke til underleverandørene. Dette er en del av NORSOK-spillet som mindre bedrifter må lære for å overleve i den

¹⁸ Mobile produksjonsenheter består av produksjonsskip, halvt nedsenkbare plattformer (semi-submersibles) og oppjekkable rigger (jack-ups).

endrede industristrukturen, hvor små- og mellomstore bedrifter må definere seg som underleverandører. Den regionale andelen er lav til middels.

Flytende enheter

Flytere er et sterkt voksende marked, antall enheter forventes å tredobles i løpet av de neste fem årene, fra ca 70 i dag til 200. Markedet har mange aktører som kan framvise mange ulike konsepter. Aker har eksempelvis utviklet fire konsepter, hvorav to i betong. Tradisjonelt har Aker vært mest konkurransedyktig på større enheter, men satser nå bredt også i forhold til mindre utbygninger. Det nye Kværner-konsernet har gjennom ervervelsen av det engelse Maritime Engineering fått tilgang til unik flyterkompetanse. Flytende betong vil gi størst spinoff i Nord-Jæren regionen ved bygging i Hinnavågen, men er antakelig lite aktuelt på småfelt.

Produksjonsskipene er de mest fleksible av de flytende enhetene, både fysisk og funksjonelt, idet de tilbyr både boring, prosessering, midlertidig lagring og overføring til transportfasiliteter. Halvt nedsenkbare rigger har ikke lagringskapasitet. Oppjekkable plattformer har heller ikke lagringskapasitet, og er uaktuelle på større havdyp.

Mobile enheter opereres i stor grad av selskaper i Nord-Jæren distriktet, med Smedvig og Transocean som de dominerende blant entreprenørselskapene. Av oljeselskapene er Statoil en betydelig aktør med drift av sine flerbruksskip. Andre sentrale aktører er norske Golar-Nor, som har vært med helt fra begynnelsen, og danske Maersk. Bluewater, Kerr-McGee og SBM (Single Buoy Moorings) er andre aktører, sistnevnte i den rimelige delen av markedet.

Felles for produksjonsskipene er at skrogene hittil ikke bygges i Norge. De bygges enten i Sørøst Asia eller Sør-Europa. Sveisearbeidet kan utføres etter samme standard som for skip og krever ikke spesiell kompetanse. Hvorfor bygges ikke skroget i skipsfarts- og offshorenasjonen Norge? Flere av våre informanter ser dette som en naturlig utvikling. I en internasjonal bransje vil det utvikle seg en arbeidsdeling basert på komparative fordeler. For standardiserte leveranser vil pris være den avgjørende konkurransefaktor. Etersom lønnsnivået i Sørøst-Asia og Sør-Europa er langt lavere enn her hjemme, vil norske arbeidsplasser bli for dyre for produksjon av skipsskrog. Norske arbeidsplasser kan videreutvikles i retning av mer kompliserte og kunnskapskrevende leveranser, dvs utrustningen (top-side) av skipet.¹⁹

Utrustningen utgjør omtrent 80% av investeringene. Norske verft har høy kompetanse innenfor de fleste av disse områdene²⁰, med unntak av elementer i prosessanleggene (bl.a. kompressorer). Rosenberg er aktuell, nylig som leverandør til Umoes Visund-kontrakt.

I tråd med resonnementet ovenfor vil vi forvente at kjernekompetansen og leveransene av de kritiske, mest kunnskapskrevende funksjoner knyttet til produksjonsskip er norsk.

¹⁹ Utrustningen består typisk av prosessanlegg, laste/lossesystem, ventilasjonssystemer, kraftforsyning og sikkerhets- og kontrollsystemer.

²⁰ Skipsutstyr som vinsjer, propeller, kraner, ankerkjetting m.v er norskbygd.

Slik er det imidlertid ikke. Eksempelvis framstilles ikke fleksible stigerør - en svært kritisk og avgjørende funksjon - i Norge. Turret-teknologi er heller ikke utbredt her hjemme, med få unntak (Frank Mohn). Når det gjelder de mest kritiske innsatsfaktorer for produksjonsskip, har Nord-Jæren regionen ikke den nødvendige kompetanse. Flere norske shippingmiljøer kan tenkes å kaste seg på «flyterbølgen», enten ved å bygge nye FPSO'er eller ved ombygging av skip. Mowinckels Rederi, Rasmussen og Fred.Olsen er allerede involvert, mens Brøvig Offshore, Fredriksen-gruppen og Nordic American Shipping nevnes som potensielle nye aktører²¹. Inngangsbarrierene er imidlertid høye. Teknologien er kompleks, effektive drifts- og kontraktsmodeller er avgjørende for lønnsomheten, og den finansielle risiko stor. Det er lett å gå til bunns i flytermarkedet.

Dette leder oss over på en alternativ argumentasjonsrekke som også finnes i industrien, nemlig at de utenlandske verftene i et sterkt voksende marked ikke vil nøye seg med å være dyktige priskonkurrenter på standardiserte leveranser, men vil utvikle seg til totalleverandører av skip, dvs. de vil bestrebe seg på å få tilgang til den kunnskap og teknologi som i dag finnes bl.a. i Norge. En av informantene hevder at *“Norske verft tror at de ikke er konkurransedyktige fordi lønnskostnadene er betydelig lavere i Det Fjerne Østen. Fordelene ved nærhet tas ikke i betraktning når lokale selskaper vurderer egen konkurransedyktighet. Ved å bygge ute, eksporteres vår kjerneteknologi, om noen år vil vi derfor sitte igjen uten. Oppdelingen i standardisert, utenlandsk masseproduksjon og intelligent utrustning og sammenkobling er hjemme, er rent tåkeprat. En slik argumentasjon er et vikarierende motiv for å bygge ute”*. Det hevdes at leverandører på britisk sektor uformelt presses til å bygge nasjonalt. Andre oljeselskaper hevder imidlertid at de gjerne vil bygge i Norge, men at tilbudet kort og godt ikke er godt nok.

Det er på denne bakgrunn vi må forstå det initiativ som nylig ble tatt for å få i gang et samarbeid mellom norske verft for å kunne tilby nøkkelferdige produksjonsskip med norsk kjøp. En arbeidsgruppe bestående av representanter for rederiene, skips- og teknologiindustrien og fagbevegelsen tar gjennom Maritimt Forum til orde for at oljebransjen, rederinæringen og verkstedindustrien danner et felles selskap for produksjon og drift av produksjonsskip.²² Rapporten viser at bygging av produksjonsskip ved norske verft krever investeringer på rundt 500 mill. kr. og antar at ingen enkeltaktør vil påta seg en slik risiko alene, med den begrunnelse at antall planlagte produksjonsskip på norsk sokkel er for få til å sikre lønnsomhet. Derfor foreslås etablert et felles selskap hvor alle involverte parter går sammen om et skrogverksted i Norge. Det foreslås videre at skrogene utrustes ved eksisterende norske verksteder og drives av fellesskapet.

Bygging av skrog ved norske verft vil antakelig betinge en betydelig automatisering av sveisearbeidet for å redusere kostnadene. Ifølge flere av våre informanternes vurdering ville eksempelvis Kværner, om de skulle få tildelt en fabrikkkontrakt i dag,

21 The Shipping Professional, 2/96

22 Dagens Næringsliv, 01.07.96

antakelig lagt produksjonen til et av deres verft i utlandet (Polen, Finland, Tyskland). Mer aktuelle norske verft er antakelig Umoe, Fosen, muligens Aker.

Et samarbeid mellom verft vil kunne innebære en deling av risiko. Noen av våre informanter har framholdt at produksjonsskip ikke bygges i Norge p.g.a for høy risiko. Med en sterkt økende etterspørsel er argumentet vanskelig å forstå. Riktignok har det tidligere vært vanskelig å få oljeselskap til å satse på flytende produksjon etter en modell der rederiet eller entreprenørselskapet eier og leier ut skipet til oljeselskapet (den såkalte entreprenørmodellen). Dette er imidlertid i ferd med å snu seg. Ymefeltet - den foreløpig eneste småfeltutvikling med selvstendig utbyggingsløsning - opereres fra en flytende innretning basert på et leiekonsept. *“Nye holdninger og økt akseptgrad innen oljebransjen, samt nye fremskritt innen denne kostnadseffektive teknologien, utvider stadig anvendelsesområdet”*, heter det i Smedvigs årsberetning for 1995.

Selv om konseptet har blitt akseptert, eier oljeselskapene - skattemotivert - båtene selv, til stor irritasjon for rederiene. Det har i lengre tid vært diskutert om produksjon av olje fra flytende enheter best kan ivaretas av rederier eller oljeselskap. Det kan ikke gis et generelt og entydig svar på spørsmålet. Svaret vil avhenge av kjennetegn ved det enkelte felt, skatteregler, og hvordan en del konkurransemessige forhold vurderes. For store feltutbygninger hvor feltets og produksjonsskipets levetid er sammenfallende, har det mindre hensikt å inngå en leieavtale. Skipets restverdi ved avvikling av feltet vil da være neglisjerbar. For mindre felt er imidlertid situasjonen annerledes. Feltet skal gjerne tømmes over 2-3 år, og produksjonsskipet, med en levetid på ca 25 år, skal anvendes på flere etterfølgende felt. Her er vi inne på konkurransemessige forhold: Det kan hevdes at rederiers kjernekompetanse nettopp ligger i å få maksimal avkastning av skip gjennom hele dets levetid, og at rederiene er best skikket til å ta den risiko som ligger i å få fortsatt avkastning av skipet, etter at første oppdrag er utført. Det kan naturligvis tenkes at et oljeselskap besitter en så stor portefølje av småfelt, at det selv kan engasjere et produksjonsskip over hele dets levetid. I så fall er risikoen liten og håndterbar. Mer aktuelt er det likevel at operatørene for småfelt i en lisensgruppe er forskjellige. Det kan da være enklere for lisenspartnerne å enes om å bruke et utenforstående rederi framfor å prioritere en av lisensinnehavernes skip. Alt annet like vil leiealternativet være mer aktuelt på småfelt enn felt med lang levetid.

Selv om kompetansemessige og feltspesifikke forhold skulle tale for at skipene ble innleid, kan de nåværende skatteregler resultere i at det rent økonomisk likevel vil lønne seg for oljeselskapene å eie dem selv. I NORSOK's hovedrapport (1995) heter det derfor: *«Dagens skatteregler favoriserer eie fremfor å leie produksjonsenheter. Skattereglene bør endres slik at beslutninger om å eie eller leie avhenger av hvilket konsept som er mest kostnadseffektivt, og ikke av skattereglene»*. Regionalt lokaliserte selskaper som Smedvig og Transocean argumenterer sterkt for at en slik omlegging gjennomføres. Skattenøytralitet vil antakelig føre til større og bredere konkurranse mellom oljeselskap og rederier, noe som vil legge et ytterligere forbedringspress på aktører i begge leire. For Nord-Jæren vil dette på sikt antakelig ha positive kunnskaps- og sysselsettingsmessige virkninger.

På britisk sektor vil ikke skattemessige forhold som beskrevet ovenfor virke inn på eie/leie beslutninger. Produksjonsskip slo tidligere igjennom i britisk sektor, noe som

også gjenspeiles i Smedvigs og Transoceans aggressive satsing. Britene har kommet lenger enn Norge når det gjelder utbygging og drift av mindre felt, en utvikling som har vært tilskyndet av de forhold som her er beskrevet. Men også mer generelle forhold spiller inn: Britisk sektor ble tidligere modnet, dermed har fokuseringen på småfelt startet tidligere.

Alt i alt må vi konkludere med at nasjonale utrustningsleveranser til produksjonsskip er betydelige, men at de lokale leveransene til bygging er lave. Potensialet er imidlertid til stede. I den forbindelse må nevnes at Smedvig og FELS (verftet i Singapore) nå eier Offshore & Marine i Sandnes som utruker bl.a. flytere. Pr i dag står de imidlertid kun for en femtedel av en typisk utrustning. Regionale andeler kan økes gjennom en videreutvikling av Sandnes-bedriften, oppfylling av Rosenbergs ordrebøker, og ved å sørge for at utspillet fra Maritimt Forum videreføres slik at det dannes et felles selskap for produksjon og drift av produksjonsskip lokalisert i regionen. Dersom intet skjer, kan regionen utsettes for utflagging av aktiviteter og kompetanse som regionen sårt trenger.

Halvt nedsenkbare rigger

Markedet er i sterk utvikling. Vi sakser fra Transoceans årsberetning fra 1995: *“Most new finds are small compared to older finds and are made in deeper water, which requires development using floating production or subsea solutions. This creates a completely new market for semi-submersible rigs, as production wells must be drilled using a mobile drilling rig instead of a fixed production platform. The new fields, furthermore, generally have break-even prices of less than US\$ 10 per barrel, reducing oil price sensitivity.”* Markedet er altså ikke bare voksende, det er lite sårbart i forhold til reduksjoner i oljeprisen.

Dette markedet er imidlertid meget følsomt i forhold til riggratene. Utviklingen de to siste årene har vært svært gunstig, med en dobling fra 1994 til 1995. Den økte etterspørselen fra Nordsjøen har blitt dekket opp ved å mobilisere enheter fra Sørøst Asia. Transocean hevder at nybygging av moderne rigger betinger 3-5 års kontrakter på enda høyere ratenivåer enn det som kan oppnås i dag (våren 1996).

Aker står sentralt i utvikling og produksjon, med konsepter bygd i Norge. Norske rederier eier og opererer et betydelig antall slike rigger i dag. Smedvig og Transocean er de lokale aktørene. Etter fusjonen med Wilrig AS i 1995 og Ross Offshore i 1994 er Transocean verdens største operatør av moderne, halvt-nedsenkbare rigger. Selskapet driver og har eierinteresser i 11 halvt nedsenkbare rigger og fem oppjekkable rigger.²³ Andelen regionale leveranser er liten.

Oppjekkable rigger

Oppjekkable rigger jekkes opp over havoverflaten i en høyde som tilpasses bølgeforldene. Disse riggene brukes normalt i smulere farvann og ved havdybder på inntil ca 100 meter. Transocean eier to slike rigger selv, hvorav den ene opererer i

²³ Transoceans årsrapport 1995

Nordsjøen på langtidskontrakt med Amoco. De bygges ikke i Norge. Det er FELS i Singapore som er dominerende. Mobile rigger brukes både for lete- og produksjonsboring, gjerne i kombinasjon med undervannsinstallasjoner. Kritisk for effektiv og sikker drift er styringssystemene.

Aktørene på markedet for mobile rigger er mange og internasjonale: Smedvig, Odfjell, Dolphin, Maersk, Sonet, Reading og Bates, Santa Fe og Global Marine. Transocean har en markedsandel på 40%. Smedvig troner høyest på norsk sokkel, mens Transocean er større på britisk side. Det danske selskapet Maersk seiler opp som en betydelig konkurrent. Selskapene i dette markedet ser ut til å bli større, bl.a. gjennom fusjoner. Markedet er internasjonalt og fungerer nærmest som et shippingmarked. Når en mobil rigg passerer norskegrensen, må det betales en pris, bl.a. i ombyggingskostnader. Det er mulig at denne ordningen svekker konkurransen på norsk sektor ved at norske operatører møter færre utenlandske konkurrenter, noe som kan føre til en høyere prisleie på norsk sektor. I så tilfelle kan konsekvensen være at utbyggeren av mindre funn vil kreve større sikkerhet eller høyere marginer før endelig beslutning om utbygging treffes. Ordningen vil også kunne straffe norske eiere som - naturlig nok - satser internasjonalt.

Regional andel er liten. For flytende produksjonsenheter - som teknologisk og markedsmessig er i sterk utvikling og vekst - er de regionale leveransene små. Regionen huser eiere og drivere, dvs krevende kunder, men andelen utbyggingsleveranser er heller beskjedne.

Brønnhodeplattformer

En brønnhodeplattform brukes primært til produksjon av olje gjennom et brønnhode som står på en enlegget, som regel ubemannet plattform. Plattformen styres enten fra et skip eller fra en annen fast installasjon. I regionen utvikler Aker - gjennom Aker Offshore Partner - prototyper og moduler til brønnhodeplattformer, bl.a. en rimelig og enkel løsning til Sagas utbygging av småfeltet Varg og detaljplanlegging av en brønnhodeplattform for Phillips. Akers spisskompetanse for utvikling av brønnhodeplattformer spesielt utviklet for småfelt ligger altså i denne regionen.

Både Aker, Kværner og Umoe er aktuelle som produsenter av brønnhodeplattformer. Innenfor Aker-konsernet synes Verdal det mest sannsynlige fabrikkstedet. Verftet i Verdal bygger brønnhodeplattformen til Sagas Varg-felt, en plattform som er utviklet i Stavanger. Kværner har utviklet to konsepter: KUP (Kværner Ubemannet Plattform) og betongløsninger. Dermed kan NC i Hinnavågen igjen bli aktuelt som produksjonssted. KUP bygges i deler og løftes opp til plattformen i moduler. Dermed kreves mindre lastekapasitet. Andre typer brønnhodeplattformer må løftes på plass i sin helhet, noe som favoriserer de selskapene som dominerer markedet for de tyngste løft: Heerema (Holland) og Saipem, et italiensk selskap. Begge disse selskapene fabrikerer brønnhodeplattformer, Heerema gjennom sitt selskap i Tønsberg. Kværner har kapasitet til å levere en komplett brønnhodeplattform, f.eks. ved å kombinere kompetansen og kapasiteten ved Rosenberg og Egersund. Dette vil være avhengig av hvordan det nye Kværner-konsernet posisjonerer seg strategisk. Umoe kan antakelig også påta seg oppgaven.

Som vi ser, finnes en høy generell norsk kompetanse, som også hevder seg i europeisk sammenheng. Den regionale kompetansen er til stede, bl.a. gjennom Aker Offshore Partner når det gjelder konseptutvikling og Rosenberg potensielt på fabrikasjon. En større, norsk operatør peker på at det innenfor dette forretningsområde finnes grunnlag for regionalt samarbeid om et komplett konsept. Som vi har sett: Nord-Jæren har den nødvendige kompetanse både når det gjelder teknologi- og konseptutvikling og fabrikasjon. I sum er imidlertid markedsandelen middels, på grensen til liten.

5.4.5. Modifikasjoner og vedlikehold av eksisterende anlegg

Utvikling av småfelt vil i mange tilfeller skje ved at oljen eller gassen transporteres til nærmeste eksisterende anlegg. Dette vil som regel kreve modifikasjonsarbeid av varierende omfang, bl.a. avhengig av om småfeltene har samme egenskaper som de felt det eksisterende anlegg opprinnelig ble bygd for, eksempelvis forholdet mellom gass/olje/vann, surhetsgrad, viskositet og sandinnhold.

Det kunne tenkes at modifikasjonsarbeidet ble tildelt det selskap som har designet, produsert og levert det utstyr som skal modifieres. Større modifikasjonsoppdrag blir imidlertid satt ut på anbud etter EØS-reglene, de innlemmes ikke i eksisterende kontrakter med leverandørene av det opprinnelige utstyret. Dersom modifikasjonsarbeidet betinger at anlegget slepes til land, vil geografisk nærhet innebære et konkurransefortrinn.

Oppknytning av nye fasiliteter til eldre, eksisterende installasjoner er ikke uproblematisk. Det kreves derfor atskillig kunnskap og kompetanse. Tilknytning av Lille-Frigg og Frøy til de 20 år gamle Frigg -installasjonene ble 3 milliarder dyrere enn beregnet, fordi oljeselskapet undervurderte vanskene med å koble nytt utstyr til en såkalt "varm" plattform. Lignende problemer oppstod på Statfjord da Øst og Nord satellittene skulle kobles til. Markedet er klart voksende, og regionen huser flere aktuelle leverandører: Kværner Installasjon ble eksempelvis tildelt kontrakten for modifikasjonsarbeid på Gullfaks A for tilknytning av feltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig. På det meste vil denne kontrakten alene sysselsette 1000 Kværner-ansatte. Denne kontrakten er et godt eksempel på de endrede, kostnadsbesparende arbeidsmåtene som nå utvikler seg i Nordsjøen. Kontrakten omfatter alt fra design, engineering, innkjøp og fabrikasjon samt installasjon og ferdiggjøring ute på feltet. Fabrikasjonen av de nye modulene vil i dette tilfellet skje ved Kværner, Egersund.

Utbygginger og installasjoner av denne typen vil ofte være tidskrisiske, idet produksjonen av de små feltene må tilpasses ledig kapasitet på det eksisterende anlegget. Leveransene må altså gjøres både kostnadseffektivt og raskt. Hurtighet i gjennomføringen av oppdraget setter store krav til måten prosjektet organiseres på. De leverandører som kan dokumentere effektiv prosjektledelse vil derfor ha et konkurransefortrinn. Kjennskap til aktuelle installasjoner er derfor et konkurransefortrinn, antakelig også nærhet til operatørene. Såkalte integrerte kontrakter har vist seg svært kostnadseffektive. I slike kontrakter deltar operatøren aktivt i prosjektutviklingen helt fra starten i en tett dialog med designer og utbygger. Evnen til å håndtere integrerte kontrakter vil bli et stadig viktigere konkurransefortrinn.

Det er oljeselskapene som i økende grad krever slike kontrakter for å forenkle og slanke sitt eget kontraktsapparat. Statoil står for nærmere halvdelen av etterspørselen, dernest kommer Phillips med 15-20%, Elf, Norsk Hydro og BP med 7-8% hver, samt Amoco med 3-4%. Største leverandører av vedlikehold- og modifikasjonstjenester er Kværner og Aker med ca 25% hver, dernest følger Transocean, Brown&Root, ABB, HMM og AMEC. Norsk MVS og Norsk Fabricon er også aktuelle aktører i vårt distrikt. Innenfor dette voksende markedet er bedrifter i Nord-Jæren regionen meget sterkt representert. Innenfor Kværner-konsernet er Rosenberg et aktuelt alternativ. Tilsvarende er det lokalt baserte Aker Offshore Partner innen Aker-konsernet. Vi anser den regionale konkurransekraften som høy.

5.4.6. Drift

Drift av olje- og gassfelt ivaretas i stor grad av nasjonale bedrifter, med en betydelig regional andel. Til drift regnes både vedlikeholds-, plattform- og borekontrakter. Vi kan skille mellom større og mer omfattende produksjonstjenester som produksjonsboring, persontransport, shuttletankerdrift, supplyskip og større vedlikeholds- og modifikasjonsoppdrag, og mindre og enklere tjenester som renhold, catering, maling, stillaser og andre driftstjenester. I produksjonsboring inngår såkalt brønnvedlikehold og komplettering hvor leveransene inkluderer både personell og teknologi, et marked i sterk vekst.

Størrelsen på den regionale andelen er avhengig av feltets lokalisering, idet driftsorganisasjonene til dels benytter lokale underleverandører. En del av leveransene er imidlertid så omfattende eller spesialiserte at lokal kompetanse i feltets nærhet ikke finnes. Det bør derfor skilles mellom basevirksomhet som må følge feltene: **basefunksjoner**, tilbringertjeneste, helikopter, forpleining; og **driftssenteret** for nye felt. Det siste bør ikke spres, det setter store krav til prosjektledelse og krever høy ingeniør- og geologikompetanse.

Det er også en tendens til at operatørene benytter egne ansatte for å ha full kontroll og styring over kvaliteten. Selskapene har imidlertid ulike strategier. Oljeselskaper som historisk har bygget opp sin egen kompetanse, som f.eks. Hydro, vil gjerne utnytte den kapasiteten som eksisterer ved å benytte egne folk, mens andre operatører i lengre tid har hatt som strategi å basere seg på innleid arbeidskraft (BP er et eksempel).

Vedlikehold utføres av nasjonale og regionale bedrifter. Vedlikeholdskontrakter har typisk en varighet på tre år. Kontraktene går ut på anbud, men det synes som stabiliteten er stor. Vi viser til rekken av lokale og nasjonale aktører som er nevnt under modifikasjoner av eksisterende anlegg. Større vedlikehold vil gjerne medføre en del modifikasjoner, vi antar at bedrifter som er kvalifisert for modifikasjonsoppdrag også kan utføre vedlikehold. Den regionale andelen er meget høy. Som en indikator viser vi til hvordan Statoil har fordelt sine vedlikeholdskontrakter²⁴:

24 Stavanger Aftenblad, 28.06.96

Statfjord:	Aker Offshore Partner
Gullfaks:	Kværner Installasjon (varighet fem år med opsjon til 11)
Heidrun:	Transocean
Troll og Sleipner:	ABB Offshore Technology

Alle selskapene ligger i Stavanger-området. Som et ledd i Kværners posisjonering mot slike større og sammensatte kontrakter for modifikasjon og vedlikehold, overtok Kværner Installasjon Kværner Engineerings kontorer i Stavanger og Bergen, noe som skulle styrke engineeringkompetansen i regionen.

Ringvirkningene av drift er avhengig av graden av tilgjengelig kompetanse i regionen hvor feltet er lokalisert. Konkurransedyktighet er avhengig av at spesifikasjons- og kompetansekrav oppfylles. Ettersom operatørene er helt avhengig av stabil og effektiv drift, er leverandørens erfaring og omdømme, gjerne med tilsvarende utstyr, avgjørende. Langsiktige rammeavtaler er derfor utbredt. Servicegrad, tilgjengelighet og leveringstider er et viktig vurderingskriterium, dermed er nærhet en viktig konkurransefordel for en del leveranser.

Av totale driftskostnader er det 20-25% som følger med på feltets flyttelass. Jo enklere og mer standardiserte leveranser, dess større blir flyttelasset. Selv om feltene flytter nordover, vil en betydelig del av driftskompetansen bli værende på Nord-Jæren. Den regionale konkurransekraften er høy.

5.5. Konklusjoner og implikasjoner for sysselsettingspotensialet:

1. Nord-Jæren er konkurransedyktig innenfor de fleste leveranser til småfelt, men har lave leveransedeler for de mest aktuelle småfeltløsninger: flytere og undervannssystemer. Disse utbyggingsløsningene gjennomgår en rivende teknologisk utvikling og har et stort markedspotensiale både for store og små felt, også internasjonalt. Skal regionens shipping- og verftskompetanse videreutvikles som grunnlag for fortsatt sysselsetting, må regionens markedsandeler styrkes.
2. Det foreligger et stort sysselsettingspotensiale innenfor fabrikasjon av skip og andre flytende enheter både når det gjelder skrog og utrustning. Det bør stimuleres til et enda tettere samarbeid mellom verft som kan påta seg slike oppgaver, kanskje med sikte på å inngå i et felles eller samarbeidende selskap slik Maritimt Forum foreslår.
3. Tidligere lokale aktører som Rosenberg, Smedvig og Transocean internasjonaleses, også på eiersiden. Utviklingen kan både ha positive og negative sysselsettingsvirkninger, avhengig av selskapenes egne strategier. Fortsatt lokal plassering av hovedfunksjoner må sikres hva angår olje- og gassrelatert virksomhet. Dette gjelder også andre edderkoppbedrifter som ABB, Aker og AMEC.
4. Det er et tankekors at regionen har lave markedsandeler når det gjelder oljerelatert engineering. Totalleverandørene bør stimuleres til å lokalisere og opprettholde sine engineering-miljøer i regionen.

5. Store, utenlandske serviceselskaper bør i større grad oppmuntres til å legge sine forsknings- og utviklingsavdelinger til regionen. Dette er en kunnskapstung funksjon med stor betydning for kompetanse og innovasjonsevne. Stadig oppgradering av regionens teknologi- og markedskompetanse blir viktigere i et internasjonalt marked. Rogalandsforskning og de petroleumsrettede delene av Høgskolen må profileres sterkere.
6. Det bør fortsatt arbeides med skattereglene hva angår eie/leie problematikken, under forutsetning av at lønnsomheten ved feltutbygginger ikke forverres.
7. Lokale mindre og mellomstore bedrifter er ofte passive i den omstrukturingsprosessen som nå foregår. Både oljeselskap og hovedleverandører rapporterer om svært passive, usynlige SMB'er. Tiltak bør vurderes, f.eks sammen med NORSOK/INTSOK. Leverandørutviklingsprogram bør stimuleres både i privat og offentlig regi.
8. I sin portefølje av felt, prioriterer oljeselskapene de store framfor de små. Det bør vurderes om det kan opprettes egne småfeltkonsesjoner øremerket for aktører som ønsker å spesialisere seg på mindre felt. Disse kan gjerne være eid av de sentrale aktører for å unngå stor spredning av operatørselskaper. Dermed kan småfelt «rykke fram i køen» og flere bli realisert. Vi forutsetter at småfeltutbygging ikke kommer til fortrengsel av større felt, slik at den samlede sysselsetting styrkes. Ved en sterkere prioritering av småfeltutbygginger, kan et betydelig utvinningstempo opprettholdes selv om tempoet i nye tildelingsrunder eventuelt trappes ned.
9. Regelverket bør gjennomgås med sikte på å luke ut bestemmelser utviklet i en periode med primært gigantiske utbygginger og harmoniseres i forhold til andre lands sokler.
10. Utvinning av småfelt, spesielt som satelitter, kan være tidskritiske. Gassavsetningsmodeller som kan tilpasses småfelt bør vurderes.
11. Det bør utvikles insentivstrukturer som fører til at operatører i sterkere grad samordner sine aktiviteter slik at utstyr kan gjenbrukes. Dermed kan kostnadene reduseres ytterligere for å senke den økonomiske terskelen for småfeltutbygging. Nærings- og Energidepartementet og OD bør spille en aktiv rolle.
12. Småfelt vil oppfattes som marginale i forhold til større felt med romsligere økonomiske marginer. Politiske utspill som øker beslutningstakernes usikkerhet vil virke negativt på småfeltutbygginger. Regionale politiske myndigheter må bidra til at reguleringer og rammebetingelser er mest mulig forutsigbare.

6. Regionalt sysselsettingspotensiale ved utbygging av småfelt i Nordsjøen

I dette kapitlet presenteres beregninger av det regionale sysselsettingspotensialet ved utbygging av småfelt. Fremstillingen baserer seg på analysen av potensiale for utbygging av eksisterende småfelt i Nordsjøen, prognoser for fremtidige funn og vurderingene av det jærsk næringslivets konkurransedyktighet innenfor ulike segmenter i offshore-markedet.

Vi vil først presentere forutsetningene som er utgangspunkt for våre beregninger. Deretter vil vi redegjøre for fremgangsmåten i utregningene. Avslutningsvis presenteres de viktigste resultatene, samt en diskusjon om hvorvidt disse gir rimelige anslag over sysselsettingseffekter på Nord-Jæren.

6.1. Aktuelle feltutbygginger og kostnadsanslag

Basert på anslag oppgitt av OD og relevante oljeselskaper ble det konstruert investeringsanslag for 14 potensielle utbygginger av eksisterende småfelt (vedlegg 3). Tilsammen utgjør dette investeringer for *24 milliarder*. Anslagene danner grunnlaget for sysselsettingsberegningene som presenteres i dette kapitlet. De er "input" i vår beregningsmodell for å kunne si noe om forventet sysselsettingseffekt dersom man også finner nye felt, utvikler ny teknologi og/eller endrer rammebetingelsene.

6.2. Kritiske faktorer for beregning av sysselsetting

Å beregne fremtidig sysselsetting er basert på en rekke usikkerhetsfaktorer. All prediksjon om økonomisk utvikling vil være basert på forutsetninger og forenklinger. I denne rapporten er oppgaven å gi anslag på hvor stor andel av sysselsettingseffekten av småfeltutbyggingene som kan tilfalle Nord - Jæren. Å beregne dette tallet eksakt er så og si umulig. Det vi imidlertid kan beregne er rimelige anslag utfra de inngangsdata vi har tilgjengelig - i vårt tilfelle de 14 konstruerte småfeltene. Før vi gjennomgår selve beregningsmetoden skal vi derfor kort presentere noen nøkkelfaktorer som påvirker den norske sysselsettingsandelen, samt si noe om hvilke faktorer som bidrar til at sysselsettingen vil komme på Nord-Jæren.

6.2.1. Nasjonal og regional leveranseandel

Norske leveranseandeler vil være bestemt av hvor konkurransedyktige de enkelte bedrifter er innenfor sine respektive markedsområder.²⁵ Det er rimelig å anta at det vil være en positiv sammenheng mellom norsk konkurransedyktighet, norske

²⁵ Hvordan vi kan definere konkurransedyktighet og etablere operasjonelle mål på denne, er beskrevet i kapittel 5.

leveranseandeler og den nasjonale sysselsettingseffekten. I hvilken grad Nord-Jæren skal kunne få del i den sysselsettingen utbygging av småfelt kan representere, vil avhenge av at regionen har nasjonalt sett konkurransedyktige miljøer. I avsnitt 5.2.3 vises det til at ca. halvparten av arbeidsplassene innenfor oljenæringen er lokalisert i Rogaland. Derfor er det rimelig å konkludere med at en høy nasjonal konkurransedyktighet i noen grad også vil reflektere høy regional konkurransedyktighet innenfor forskjellige områder innen petroleumsnæringen.

Leveranseandeler i Nord-Jæren regionen påvirkes av følgende faktorer:

- Andelen konkurransedyktige hovedleverandører (antall edderkoppbedrifter)
- Andelen konkurransedyktige underleverandører (vertikalt integrerte)
- Effekter av eventuelt politisk press for å legge investering og drift til bestemte regioner

Våre beregninger er i første omgang begrenset til følgende:

- Vi anvender kun anslag fra de 14 konstruerte feltutbyggingene (vedlegg 3)
- Vi opererer med teknologiske løsninger oppgitt av de respektive operatører (vedlegg 1)
- Nasjonale leveranseandeler er basert historiske data.
- Regionale leveranseandeler er basert på analysen i kapittel 5

I neste omgang foretar vi en grov vurdering av sysselsettingspotensialet som ligger i at flere felt blir oppdaget, at det utvikles ny teknologi som muliggjør utbygging av felt som pr i dag ikke er lønnsomme og at det skjer endringer i lokal konkurransekraft.

6.3. Modell for sysselsettingseffekter av små felt.

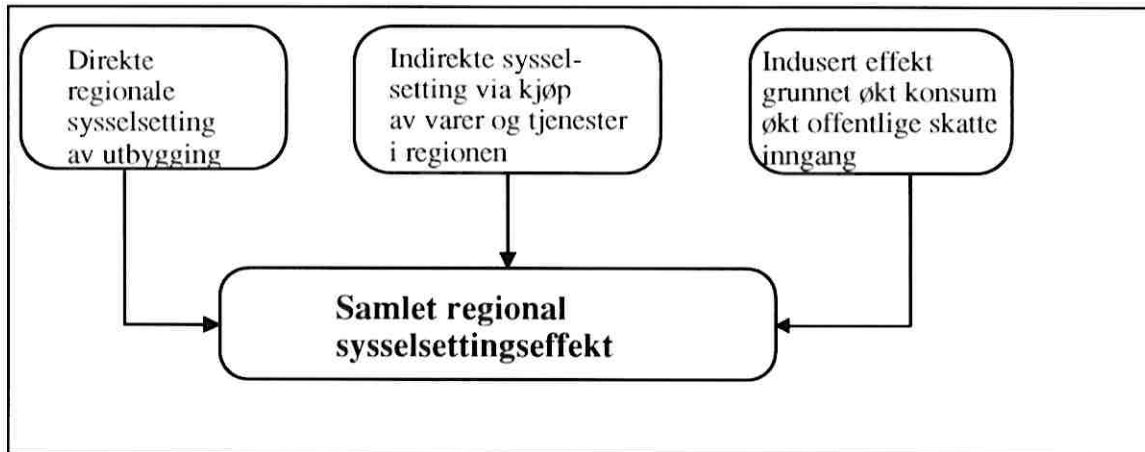
Som inngangsdata i vår modell anvendes investeringsbeløpene for hver enkelt av de konstruerte feltutbyggingene, og vi tenker oss at dette kronebeløpet bidrar til økt produksjonsaktivitet hos en operatør/hovedleverandør innen hver enkelt feltutbygging. Dette skaper *en direkte sysselsettingseffekt* - nærmere bestemt de antall ansatte i hovedleverandørbedriftene som blir engasjert som følge av utbyggingen av småfelt.

Økt produksjonsaktivitet hos hovedleverandørene medfører at de øker innkjøp av varer og tjenester hos sine underleverandører i utbyggingsfasen. Disse underleverandørene foretar igjen kjøp av varer og tjenester hos sine leverandørbedrifter. Vi tenker oss dermed at investeringen også har en *indirekte sysselsettingseffekt*. Innenfor tradisjonell økonomisk teori kalles denne form for økonomiske ringvirkninger en *produksjonsmultiplikator*.

Ved siden av den direkte og indirekte sysselsettingseffekten vet vi også at arbeiderne i de enkelte bedrifter bruker store deler av sin nettolønn til konsum av varer og tjenester. Denne etterspørselen retter seg mot andre bedrifter og produsenter innenfor detaljhandel som derigjennom kan opprettholde arbeidsstyrken og eventuelt øke kapasiteten.

Konsumeffekten kommer i tillegg til produksjonseffektene hos hovedkontraktørene og underleverandører.

En siste faktor er at for hvert ledd i verdiskapingskjeden, går en viss andel til offentlig virksomhet i form av skatter og avgifter. I et regionalt perspektiv vil summen av de direkte og indirekte sysselsettingseffektene, samt konsumeffekten generere økte inntekter til kommunal sektor under forutsetning av at arbeidskraften i de regionale bedrifter er bosatt i de respektive kommuner. Disse inntektene kan igjen anvendes til å øke antall ansatte i kommunal sektor og/eller igangsette ulike kommunal aktiviteter. De samlede sysselsettingseffektene kan illustreres i følgende figur:



Figur 6.1: Regional multiplikatoreffekt av småfeltutbygging

For å beregne ringvirkningseffektene er det i tillegg to grunnleggende forutsetninger som kommer til anvendelse:

1) Konstant utbytte med hensyn på skala

Dette betyr at den aktiviteten som settes igang hos eventuelle operatører/hovedkontraktører er proporsjonal med sysselsettingen hos disse og med leveranser fra underleverandører. Øker produksjonen hos en hovedkontraktør, øker sysselsettingen tilsvarende og innkjøpene fra hver enkelt av leverandørbedriftene.

2) Innkjøpsmønsteret er fast

Dette vil si at dersom hovedkontraktør øker sin sysselsetting, vil innkjøpene fra leverandørene øke tilsvarende. Selve innkjøpsandelen hos hver leverandørbedrift ligger mao fast.

Disse to forutsetningene er sentrale i såkalte input/output - analyser og bygger på en forenklet oppfatning av at forholdet mellom antall ansatte, omsetningen og årlige driftsinntekter i en bedrift står i fast forhold til hverandre. Det er nødvendigvis ikke slik i praksis. Økning i aktivitetsnivået må nå en øvre grense før bedriftene går til det skrittet å ansette nytt personell. I våre beregninger tar vi høyde for denne effekten ved å påpeke at de årverkene som blir skapt ved eventuell utbygging av småfelt ikke

nødvendigvis skaper nye arbeidsplasser - de kan like gjerne bare bidra til å opprettholde den kapasiteten som eksisterer i industrien både på nasjonalt og regionalt nivå.

6.3.1. Direkte nasjonal og regional sysselsettingseffekt

Vi antar at andelen av norske og regionale leveranser utgjør en fast andel av de samlede investeringer. Disse andelene bygger på nasjonale tall og beregninger utført for feltutbyggingene Gullfax Sør, Rimfaks, Delta, Varg og Yme (se vedlegg 2). Vi har imidlertid ikke latt størrelsen på disse andelene ligge fast, men latt de variere innenfor gitte intervaller.

For samtlige investeringer har vi fastsatt tre nivåer for den nasjonale andelen av investeringene:

- 0.5 Lav norsk andel
- 0.7 Middels norsk andel
- 0.9 Høy norsk andel.

Intervallet 0.5-0.9 representerer forskjellige “nasjonale leveransenivåer” for operatører/kontraktører. Disse “leveransenivåene” korresponderer med ulike nivåer for konkurransedyktighet. Ved antatt høy konkurransekraft innenfor enkelte utbyggingskomponenter vil den norske andelen være høy og vice versa ved lav konkurransekraft. Innenfor enkelte utbygginger kan det imidlertid tenkes en noe lavere andel enn 50 %.

En viktig faktor for høye nasjonale andeler er hvor mange bedrifter som kan operere som totalleverandører. En totalleverandør vil kanalisere oppgaver til bestemte underleverandører - i første rekke bedrifter som tilhører totalleverandørens etablerte nettverk. Dette kan sikre høye nasjonale andeler på flere ledd i utbyggingsfasen. De tre store totalleverandørene Aker, Kværner, Umoe representerer alle sterke kompetansemiljøer. Dersom man i tillegg til disse tilføyer Smedvig, Transocean, ABB og AMEC er det grunnlag for å anta høy nasjonal konkurransekraft når det gjelder totalkontrakter på småfelt (0.7-0.9).

Den nasjonale andelen og dermed også sysselsettingseffektene vil også bestemmes av konkurransedyktigheten når det gjelder ulike teknologiske løsninger. Med unntak av “flytende enheter” er norske leverandører godt representert på den internasjonale arena for de fleste utbyggingsløsninger. Men til tross for gode norske miljøer vil man få en betydelige lekkasje til utenlandsk industri. Derfor kan en “nedre” leveranseandel mellom 0.5 -0.7 være rimelig å anta for de fleste områder.

En tredje faktor som avgjør den norske leveranseandelen er hvilke leverandører vi kan forvente vil få oppdrag innenfor ulike faser av eventuelle utbygginger. Når det gjelder prosjektering og ledelse, vil man ved norske operatører kunne forvente en 100% norsk andel. Også innenfor modifikasjoner av eksisterende anlegg og vedlikehold er den norske leveranseandelen tradisjonelt høy. Dette legitimerer at vi også i våre beregninger kan operere med en “øvre” norsk leveranseandel mellom 0.7-0.9.

Vi har også benyttet tre nivåer når det gjelder den regionale andelen. Disse er beregnet som en andel av den nasjonale. Vi har midlertidig valgt å la disse estimatene variere kraftigere enn de nasjonale estimatene.

- 0.3 Lav regional andel
- 0.6 Middels regional andel
- 0.9 Høy regional andel

Det laveste alternativet viser til at det er få operatører/hovedkontraktører i regionen som kan påta seg oppdrag innenfor ulike deler av offshoreutbyggingen. I dette tilfellet vil regionalt næringsliv bli utkonkurrert av andre nasjonale miljøer fordi det eksisterer få edderkoppbedrifter og kun svake nisjeleverandører. En høy regional andel vil være bestemt av mange sentrale edderkoppbedrifter, sterke nisjeleverandører og et bredt miljø av andre potensielle leverandører.

Ved å kombinere tre nasjonale og tre regionale nivåer for leveranseandel, får vi 9 scenarier på den direkte regionale sysselsettingseffekten (vedlegg 5). Scenariene 1-9 viser til ulike nivåer for nasjonal og regional deltagelse i feltutbyggingene. Ved scenario 1 vil den nasjonale og regionale andel av investeringene være lave og dermed gi lav regional sysselsettingseffekt. Den direkte sysselsettingseffekten øker jo høyere disse andelene er. Når vi kombinerer de nasjonale og regionale andelene får et intervall for total regional deltagelse i feltutbyggingene som varierer fra 15 til 85%. Det vil si at vi har dekket de fleste muligheter for regional deltagelse ved utbygging av småfelt.

Når det gjelder beregning av *direkte* sysselsettingseffekt, har vi også delt den opp etter hvor arbeidsintensive oppgavene er. Her har vi også basert oss på erfaringstall fra Rimfaks, Gullfaks Sør, Delta, Varg og Yme. Disse feltutbyggingene representerer tilsammen bredden av utbyggingsløsninger som vi behandler i denne rapporten. I konsekvensutredningene for de enkelte felt er den nasjonale beregningsmodellen MODIS anvendt for å gi estimater på hvor mye de nevnte feltutbygginger vil skape av direkte nasjonal sysselsetting. Ved å regne om på tallene får vi direkte virkningskoeffesienter som varierer fra 1,21 til 1,29 for hver av de konstruerte feltutbyggingene. Dette har følgende tolkning: 1 million investert i forskjellige feltutbygginger kan gi en sysselsettingseffekt på mellom 1,21 og 1,29 årsverk. Dette er imidlertid totaltallet for sysselsettingen *før* vi beregner nasjonale og regionale andeler²⁶.

6.3.2. Samlet regionalt sysselsettingspotensiale

Den indirekte regionale sysselsettingseffekten kan beregnes fra de direkte regionale effektene. Vi tenker oss at dersom regionale bedrifter oppnår status som hovedleverandør/kontraktør vil to forhold avgjøre størrelsen på den indirekte sysselsettingseffekten.

²⁶ Den direkte sysselsettingseffekten er altså først estimert totalt for samtlige felt for deretter å bli fordelt etter de nasjonale og regionale konkurransedyktighet nevnt ovenfor (se vedlegg 5)

- Hvor stor andel av de ansatte hos hovedleverandørene som har bosted i regionen
- Hvor stor andel hovedleverandørene kjøper inn av varer og tjenester hos regionale underleverandører.

Tidligere undersøkelser har vist at jo høyere andel av arbeidstyrken som er bosatt i regionen og jo høyere andel av innkjøpene som blir gjort hos regionale bedrifter, desto høyere blir den indirekte sysselsettingseffekten (se vedlegg 4). Størrelsen på denne effekten avhenger derfor av i hvor stor grad hovedkontraktørene i regionen opererer som "lokale edderkopper". Et velutviklet nettverk der hovedkontraktøren samarbeider tett med sine underleverandører vil medføre at underleverandørene tilpasser produksjon og organisasjon i henhold til hovedkontraktørens krav og behov. Vertikale allianser vil også bidra til kunnskapsoverføring og spredning av teknologi fra hovedleverandør til underleverandør. For begge parter vil dette virke positivt mhp. konkurransedyktigheten. Vi har derfor i våre beregninger antatt en korrelasjon mellom regional konkurransedyktighet på kontraktørsiden og regional konkurransedyktighet hos underleverandørene.²⁷

Vedlegg 5 viser samtlige beregningsresultater av direkte og indirekte virkninger ved feltutbygging. Fra vedlegget har vi plukket ut fire alternativer som oppsummerer koblingen mellom regional konkurransekraft og samlet sysselsettingseffekt på Nord-Jæren ved småfeltutbygging.

- *Alternativ 1: Lavt regionalt sysselsettingspotensialet.* Ved 1 million kroner investert i småfelt, vil 0,34 årsverk bli skapt direkte og indirekte på Nord - Jæren. Denne kategorien representerer lav nasjonal og regional konkurransekraft mht. utbygginger offshore.
- *Alternativ 2: Middels lavt regional sysselsettingspotensiale.* Ved 1 million kroner investert i småfelt, vil 0,57 årsverk bli skapt direkte og indirekte på Nord - Jæren. Denne kategorien representerer middels lav nasjonal og regional konkurransekraft mhp. utbygginger offshore
- *Alternativ 3: Middels høyt regional sysselsettingspotensiale.* Ved 1 million kroner investert i småfelt, vil 0,85 årsverk bli skapt direkte og indirekte i resten av regionen. Denne kategorien representerer middels høy nasjonal og regional konkurransekraft mht. utbygginger offshore.
- *Alternativ 4: Høyt regionalt sysselsettingspotensiale.* Ved 1 million kroner investert i småfelt vil 1,02 årsverk bli skapt direkte og indirekte i resten av regionen²⁸. Denne

27 I vedlegg 5 er dette markert med grå skravering og i tabellene lineært fremstilt. Det er selvfølgelig en forenkling og er ment som en illustrasjon. For nærmere diskusjon av "edderkoppbedrifter" og konkurransedyktighet henvises til avsnitt 5.2.1 og 5.2.2.

28 Denne regionale multiplikatoren er lavere enn det tallet vi kom frem til i studien av Rosenberg verft (RF-96/098) og sysselsettingsberegningene av utbyggingen av Rennfatsambandet (RF 130/94). Det er grunn til anta at tallene fra disse studiene representerer en absolutt øvre grense for hva vi kan forvente av investeringseffekter, da lekkasje til andre regioner og utlandet var liten (ca 35-40%). I denne studien antar vi en høyere lekkasje både til resten av landet og utlandet.

kategoriene representerer høy nasjonal og regional konkurransekraft mht. utbygginger offshore.

Disse kategoriene er regnet ut fra de konstruerte feltutbyggingene vi har anvendt i vår beregningsmodell, men de kan også anvendes generelt. Dersom vi f.eks innenfor en feltutbygging kan påvise en middels høy regional konkurransekraft, vil en investering på 500 millioner samlet kunne generere ca. 425 årsverk på Nord-Jæren.

6.4. Regional offshorekompetanse og sysselsetting

Når vi benytter de fire alternativene for lokal konkurransekraft på våre 14 konstruerte småfelt, varierer den totale sysselsettingspotensialet fra 8354 til 24784 årsverk totalt (se tabell 6.2). Tallene viser samlet effekt over hele den perioden feltutbyggingene varer. I tabellen har vi beregnet den samlede sysselsettingseffekten etter utbyggingskomponenter. Det skraverte arealet i tabellen angir vår vurdering av det regionale næringslivets konkurransedyktighet og dermed de mest sannsynlige sysselsettingspotensialer ved eventuell utbygging av eksisterende småfelt i Nordsjøen.

Tabell 6.1: Totale sysselsettingseffekter etter komponenter utledet fra konstruerte utbyggingsløsninger. Tallene omfatter både direkte sysselsetting og ringvirkninger

Komponenter	Lav konkurransekraft	Middels lav konkurransekraft	Middels høy konkurransekraft	Høy konkurransekraft
Prosjektledelse	614	1011	1510	1822
Boring/komplettering	2296	3783	5650	6809
Modifikasjoner/vedlikehold	541	891	1331	1606
Flytere	1144	1886	2816	3395
Brønnhode-plattformer	1502	2475	3696	4455
Subsea	572	944	1408	1697
Rørledning/styrekabler	1019	1680	2509	3024
Marine tjenester	77	126	187	227
Lastebøye	329	543	811	977
Lagerskip	260	429	640	772
SUM	8354	13768	20558	24784
SUM realistisk variasjonsområde: 14367 til 19541 årsverk (ca. 14400 til 19500 årsverk = sum av de skraverte boksene)				

6.4.1. Vurdering av den enkelte komponentene

Vi skal i dette avsnittet kort kommentere de vurderingene av regionale sysselsettingseffekter som kommer til uttrykk i tabell 6.2. Disse baserer seg i det store og hele på analysen i kapittel 5 og kan delvis betraktes som en oppsummering av kapittelet.

Prosjektledelse

Prosjektledelse blir ivaretatt av oljeselskapene eller de store hovedkontraktørene. På operatørsiden har Nord - Jæren en klar fordel i forhold til resten av landet med tanke på lokaliseringen av en rekke oljeselskaper. Dette faktum tilsier en høy konkurransekraft og et høyt sysselsettingspotensiale.

Nå er det imidlertid slik at flere selskaper har plan - og prosjektavdelinger andre steder i landet, fortrinnsvis Oslo. Samtidig har NORSOK-gjennombruddet og innføringen av EPC-kontrakter har ført til at prosjektledelsen nå blir ivaretatt av hovedkontraktørene. Potensielle totalleverandører som Aker og Kværner har sine prosjekteringsmiljøer i Oslo. Spesielt innenfor engineering har Oslo de sterkeste miljøene. En ytterligere konsentrasjon av planleggings - og engineeringmiljøene i hovedstaden vil redusere konkurransekraften i regionen og dempe den potensielle sysselsettingseffekten. Vi har derfor også (litt svakere) skravert arealet "*middels høy konkurransekraft*" i tabell 6.2. En viktig faktor for å opprettholde en høy sysselsetting på Nord- Jæren blir blant annet å tilrettelegge og videreutvikle engineeringmiljøene. Her vil forskning og utdanning også spille en viktig rolle

Boring

Innenfor boring og komplettering er Smedvig og Transocean dominerende på det norske markedet. Teknologisk er de blant verdens fremste samtidig som de satser sterkt på å utvikle nye løsninger. Høye markedsandeler, få potensielle konkurrenter, samt utpreget evne til innovasjon og nyskaping tilsier at vi har skravert arealet "*høy konkurransekraft*" og dermed et høyt sysselsettingspotensial.

Dersom selskapene flytter sine aktiviteter etter nye felt i Norskehavet vil sysselsettingseffekten i regionen reduseres. Det samme kan tenkes dersom oppkjøp fra internasjonale selskaper medfører at hovedkontoret legges til utlandet. En utflugging av kjernebedrifter vil kraftig redusere konkurransedyktigheten i regionen. Vi har derfor også når det gjelder boring valgt å skravere arealet for "*middels høy konkurransekraft*". Dette for å antyde en potensiell reduksjon av aktivitetsnivået. Viktige tiltak for å opprettholde sysselsettingen er å sikre at hovedkontor og sentrale driftsfunksjoner hos boreselskapene forblir i regionen.

Modifikasjoner

Ett viktig konkurransefortrinn for å oppnå kontrakter på vedlikehold og modifikasjon av eksisterende anlegg, er kjennskap til plattformene. Småfelt vil i stor grad bli knyttet til eksisterende installasjoner. Regionen har *høy konkurransekraft* blant annet på bakgrunn av at flere selskaper har drevet over lengere tid og har vært med på byggingen av de store installasjonene på 70 og 80-tallet. Både Aker og Kværner vil være viktige aktører når det gjelder å tilegne seg integrerte kontrakter, samt at geografisk beliggenhet vil spille en rolle for hvilken hovedkontraktør oljeselskapene velger.

Som en reduserende faktor på sysselsettingen kan man nevne at flere selskaper utenfor Nord-Jæren vil kunne konkurrere. Konkurransesituasjonen tilsier mao. også en svakere skravering av "*middels høy konkurransekraft*".

Flytere

I kapittel 5 diskuteres den regionale konkurransekraften for “flytere” og det konkluderes med at den lokale leveranseandelen er liten. Vi har derfor skravert denne komponenten under laveste alternativ. Det som imidlertid kan øke sysselsettingsandelen i regionen er å utnytte det potensialet som eksisterer - blant annet utvikling av Sandnes bedriften Offshore & Marines og eventuelt danne konsortier for produksjon og drift av produksjonsskip. Dette er også markert ved “svak” skravering av alternativ 2.

Brønnhodeplattformer

For utvikling av brønnhodeplattformer eksisterer det konkurransedyktige bedrifter i regionen både når det gjelder konseptutvikling og fabrikasjon. Markedsandelen er imidlertid liten . Vi har derfor valgt i tabellen å plassere disse under “*middels lav konkurransekraft*”. Sysselsettingspotensialet kan økes ved at flere bedrifter samarbeider om komplette konsepter. Dette potensialet rettferdiggjør også “svak” skravering av alternativ 3, “*middels høy konkurransekraft*” på brønnhodeplattformer.

Subsea

På “subsealøsninger” er den regionale konkurransekraften svak. Som nevnt i kapittel 5 behersker Kongsberg (KOS) halvdel av det norske markedet. Kværner bygger heller ikke sine systemer på Nord- Jæren. Vi har derfor valgt laveste alternativ (lav regional konkurransekraft) for subsea i våre vurderinger av sysselsettingseffekt. Faktorer her for å øke effekten er økt kapasitet på ABB og evnen lokale underleverandører har for å tilegne seg leveranser til KOS. Vi har også markert arealet for “*middels lav konkurransekraft*”.

Rørledning, marine tjenester, lagerskip og lastebøye

For “rørledning”, “marine tjenester”, “lagerskip” og “lastebøye” er usikkerheten større. Vi vet fra at på Gullfax sør ble det estimert en norsk leveranseandel på “rør og styrekabler” på 25%. Marine tjenester har også en generelt lav andel. Disse forhold gjør at vi velger å plassere disse komponentene innenfor lavkategoriene når det gjelder regional sysselsettingseffekt. Det må imidlertid bemerkes at Hitec er konkurransedyktig innenfor “styrekabler” - noe som tilsier at vi også skraverer alternativ 2, “*middels lav kompetanse*”. For lagerskip gjelder mye av den samme argumentasjonen som for produksjonsskip og for lastebøye er både den nasjonale og regionale leveranseandelen lav. Vi velger her konsekvent de laveste alternativer.

6.4.7. Potensiell regional sysselsetting over tid

Innledningsvis gjorde vi rede for hvilke anslag OD opererer med når det gjelder fremtidige funn. Våre beregninger er utført på eksisterende felt og basert på at disse konstruerte feltene blir utbygd i overskuelig fremtid. Så lenge det ikke foreligger utbyggingsplaner for noen av dem, er det ikke mulig å angi tidsprofiler verken for hvert enkelt felt eller hele porteføljen. I vurderingen av hvilke felt som har et utbyggingspotensiale, er det imidlertid kun tatt med felt som har en viss utbyggings-sannsynlighet i løpet av de nærmeste årene (ref. kapittel 3). For enkelhets skyld kan man tenke seg at feltene blir bygd ut i løpet av de nærmeste fem årene. I og med at det er sannsynlig at feltene blir realisert på ulike tidspunkt har vi her ikke tatt hensyn til

ulike faser i feltutviklingen. Den årlige regionale sysselsettingen hvis eksisterende småfelt i Nordsjøen bygges ut går frem av tabellen.

Tabell 6.2: Total regional sysselsettingseffekt fordelt over en femårsperiode. Tallene omfatter både direkte sysselsettingseffekt og ringvirkninger

	Total regional sysselsetting i neste femårsperiode	Gjennomsnittlig sysselsetting i neste femårsperiode
Laveste regionale konkurransekraft	8354	ca 1700 pr år
Realistisk variasjonsområde	14400 - 19500	ca 2900 - 3900 pr år
Høyeste regionale konkurransekraft	24784	ca 5000 pr år

Det gjennomsnittlige årlige sysselsettingspotensiale på Nord-Jæren ved utbygging av kjente småfelt i Nordsjøen kan tenkes å variere mellom 3000 og 4000 årsverk i den nærmeste femårsperioden.

Dette anslaget forutsetter at de kjente feltene i Nordsjøen som er vurdert som sannsynlige utbyggingsobjekter blir bygd ut i den nærmeste femårs-perioden, og at regionalt næringsliv opprettholder dagens konkurransekraft. Det som trekker i negativ retning er at med unntak av boring og komplettering, har regionen pr i dag ikke noen særlig sterk konkurransekraft på viktige teknologiområder som er aktuelle ved småfeltutbygging (f.eks undervannsløsninger). Det som trekker i positiv retning er at regionen har et bredt og allsidig industrielt miljø knyttet til petroleumsvirksomheten, med de mulighetene dette innebærer for å hevde seg i den fremtidig konkurransen.

I avsnitt 3.2 er det redegjort for potensiale ved fremtidige utbygginger av småfelt og utbygging av fremtidige funn. Det ble argumentert for at man kan regne med å bygge ut ca 30 nye småfelt utover den eksisterende beholdningen i løpet av overskuelig fremtid. Dette bygger på en antagelse om at 75 prosent av nye småfelt bygges ut. En slik utbyggingsrate forutsetter at de mest lovende feltene bygges ut etter hvert som de oppdages, at det skjer samordning av små utbygginger og at den teknologiske utviklingen fortsatt bidrar til mer kostnadseffektive løsninger. Når felt som ennå ikke er oppdaget eventuelt måtte bli bygd ut, er selvsagt ikke mulig å forutsi. Sysselsettingspotensiale av fremtidige funn må derfor nødvendigvis blir spekulative. Mulige virkninger kan illustreres under følgende forutsetninger:

- Eksisterende småfelt blir bygd ut i løpet av den nærmeste femårs-perioden.
- Kostnader ved utbygging av ikke-oppdagete småfelt er basert på estimatene utledet fra eksisterende småfelt.

- Det er lagt inn fremtidige kostnadsreduksjoner på 25 prosent ut over det som allerede er innarbeidet i kostnadsoverslagene av kjente småfelt (kapittel 4). Det medfører en total investering ved utbygging av de vurderte felt på 24 milliarder pluss 36 milliarder på 30 tilleggfelt.
- Ikke oppdagete felt bygges ut i neste tiårsperiode etter årtusenskifte.
- Konkurranseskraften til regionalt næringsliv holdes konstant i forhold til dagens nivå.

Vi kommer da frem til følgende illustrasjon av hvilke sysselsettingspotensiale det kan være ved utbygging av kjente og ikke-oppdagete småfelt i Nordsjøen:

Tabell 6.3: Prognose for total regional sysselsettingseffekt ved utbygging av eksisterende og mulig utbyggbare felt. Gjennomsnittlig antall årsverk pr år i de aktuelle periodene. Tallene omfatter både direkte sysselsetting og ringvirkninger

	Utbygging eksisterende felt i neste femårsperiode Årsverk pr år	Total regionalt sysselsettingspotensiale ved utbygging av 30 tilleggfelt	Gjennomsnittlig regionalt sysselsettingspotensialet i tiårsperioden etter årtusenskiftet
Laveste regionale konkurranseskraft	1700 årsverk	12200 årsverk	1200
Sannsynlig intervall	2900-3900 årsverk	21300-28600 årsverk	2130-2860
Høyeste regionale konkurranseskraft	5000 årsverk	36700 årsverk	3670

Beregningene presentert i tabellen er heftet med meget stor usikkerhet. Følgende sentrale forhold vil virke inn på resultatet:

- Statlige reguleringer av utvinningstempo og aktivitetene på sokkelen
- Oljeselskapenes vilje til å bygge ut fremtidige småfelt
- Ny teknologi
- Utvikling av nasjonal og regional konkurranseskraft

Statens rolle og utformingen av den fremtidige oljepolitikken vil innvirke på prognosene om fremtidig feltutvikling. Det utvinningstempo vi opplever idag er fra flere hold blitt kraftig kritisert. Politisk gjennomslag for redusert utvinningstakt både av hensyn til miljø og ressursbevaring vil kunne hindre nye feltutbygginger. Hvorvidt dette kan ramme utbygging av småfelt er usikkert. På den ene siden kan flere satellittfelt og videreutvikling av infrastrukturen bli vurdert som god ressursutnyttelse. På den annen side vil politiske føringer for å redusere utvinningstempoet kunne ramme alle typer feltutbygginger uavhengig av teknologiske løsninger og feltbeskaffenhet. Staten kan også gripe inn for å påvirke småfeltutbygging direkte ved å endre incentivene slik at interessen for å bygge ut småfelt blir større i selskapene.

Beslutning om utbygging vil avhenge av flere forhold. Fra oljeselskapenes side er lønnsomheten avgjørende. Samordning mellom operatørene med hensyn til feltportefølje, tariff, utnyttelse ny produksjonskapasitet og gassavsetning vil være helt avgjørende for om småfelt vurderes som lønnsomme eller ikke.

Fremtidig teknologiutvikling vil også i sterk grad påvirke hvilke felt som blir besluttet utbygget og hvordan de bygges ut. Hvordan dette innvirker på sysselsettingspotensialet er høyst usikkert. På den ene siden kan det frigjøre flere felt og dermed øke andelen utbygginger. På den andre siden kan mer kostnadseffektive teknologier redusere behovet for arbeidskraft. Det er ingenting som tyder på at produksjonsteknologier i fremtiden vil forbli like arbeidsintensive som i dag, verken når det gjelder investeringer eller drift.

Vurderingene av dagen konkurransesituasjon og prognosene for feltutvikling tilsier en mulig sysselsettingseffekt på Nord- Jæren på 3-4000 årsverk årlig i de første fem årene, og 2100-2900 i den neste tiårs-perioden. Dette under forutsetning av at samtlige felt blir bygd ut til en kostnad på ca 60 milliarder. Sammenlignet med dagens oljesysselsetting utgjør prognosene for de første fem årene en sysselsetting tilsvarende 10-12 prosent av de som er sysselsatte i oljerelatert industri Rogaland i 1995. Det er derfor rimelig å anta at sysselsettingseffekten både for oppdagede og ikke oppdagede småfelt bare i begrenset grad vil skape nye arbeidsplasser. Vi vil anta at mange av de potensielle årsverkene kan dekkes inn via eksisterende kapasitet.

Disse resonnementene er basert på kritiske vurderinger av konkurransekraften i regionen og slik den ser ut i dag. Sysselsettingsmessige effekter på Nord-Jæren ved utbygging av småfelt vil imidlertid først og fremst være avhengige av i hvor stor grad lokalt næringsliv evner å tilpasse seg nye utfordringer og krav som stilles i offshoremarkedet. For å opprettholde en høy andel av landets oljesysselsatte vil utvikling av konkurransekraften (slik den er oppsummert i kapittel 5) være avgjørende.

Oversikt over vedlegg:

Vedlegg 1: Oversikt over eksisterende småfelt i Nordsjøen og deres utbyggingspotensiale

Vedlegg 2: Eksempler på valg av utbyggingsløsninger og beregnede ringvirkninger i noen utbygde småfelt

Vedlegg 3: Konstruerte utbyggingsløsninger: Detaljerte kostnads-overslag for konstruerte løsninger på eksisterende småfelt i Nordsjøen

Vedlegg 4: Sosio-økonomiske ringvirkninger av lokale edderkopp-bedrifter: Eksemplene Rosenberg Verft og Norwegian Contractors

Vedlegg 5: Detaljerte sysselsettingsberegninger ved utbygging av småfelt i Nordsjøen

Vedleggene finnes i eget arbeidsnotat RF 96/228.

